Proyecto

Actualización de la interconexión eléctrica Chile-Perú

Documento

Informe de Segunda Etapa – Volumen 1 - Versión Final

Proyecto numero

MI1803

Preparado para

Banco Interamericano de Desarrollo

Preparado por

AF-Mercados EMI

October 2019

AF-MERCADOS EMI
www.afconsult.com/spain

INNOVATION
BY EXPERIENCE

Aviso Legal

Este informe ha sido preparado por AF-Mercados EMI a petición del Banco Interamericano de Desarrollo. El consultor ha basado su trabajo en la información de dominio público disponible, en los datos recibidos por parte del equipo de trabajo de Chile y Perú y en la propia base de datos del consultor. Los cambios en estos hechos o en suposiciones subyacentes podrían cambiar los resultados presentados en este estudio. Cualquier interesado que use este informe para cualquier propósito, o que en alguna manera confíe en este informe, será bajo su propio riesgo. No se hace ninguna representación o garantía, expresa o implícita, en relación con la exactitud o integridad de la información presentada en este documento o su idoneidad para un propósito particular.

Contenido

1 Introducción 7

2 Antecedentes de ambos sistemas eléctricos 8

3 Alcance del Estudio 9

4 Diseño Conceptual y Actualización de los Costos de la Interconexión 9

4.1 Consideraciones Básicas Introductorias 9

4.2 Evaluación Preliminar del Corredor de Transmisión 14

4.3 Evaluación de Confiabilidad y Análisis de Desempeño de Distintos Esquemas de Transmisión 21

4.4 Diseño Conceptual del Sistema Back to Back 30

4.5 Diseño Conceptual del Sistema Punto a Punto 39

4.6 Análisis Comparativo de Alternativas 46

4.7 Consideraciones sobre las Estimaciones de Costos 47

4.8 Consideraciones Adicionales sobre el Diseño y Alternativas Tecnológicas 55
4.8.1 Configuración de los patios AC de las estaciones conversoras 55
4.8.2 Estimación de Costos de Compensación Sincrónica 58
4.8.3 Análisis de Costos para la Opción LCC 60
4.8.4 Variantes Tecnológicas 63
4.8.5 Resumen de Costos 71

5 Estudios eléctricos 75

5.1 Requerimientos Técnicos 77
5.1.1 Requerimientos Sistema Chileno 77
5.1.2 Requerimientos Sistema Peruano 79

5.2 Modelado y simulación 81
5.2.1 Modelo del sistema chileno 82
5.2.2 Modelo del sistema peruano 83

5.3 Escenarios de Estudio 85
5.3.1 Casos base 85
5.3.2 Casos seleccionados del análisis de despacho económico 89

5.4 Análisis de flujos de potencia 92
5.4.1 Condiciones de red completa 93
5.4.2 Condiciones de red N-1 100

5.5 Análisis de estabilidad en tensión 109

5.5.1 Condiciones de red N 110
5.5.2 Condiciones de red N-1 114

5.6 Análisis de cortocircuito 119
5.6.1 Condiciones de red completa 119
5.6.2 Condiciones de red N-1 122

5.7 Consideraciones sobre la Estabilidad Dinámica del Sistema 125

5.8 Conclusiones de los Estudios Eléctricos 126

5.9 Referencias Estudios Eléctricos 127

5.10 Datos de los Estudios Eléctricos 128
5.10.1 Elementos limitantes de líneas Chile [5] 128
5.10.2 Generación y demanda casos BD Abril 2018 128
5.10.3 Preselección de casos SDDP 130

6 Estudios Energéticos 132

6.1 Objetivo 132

6.2 Hipótesis y Datos de Entrada al modelo SDDP 132
6.2.1 Fuentes de datos 132
6.2.2 Demanda 133
6.2.3 Estudios de Complementariedad Energética 136
6.2.4 Capacidad de Generación instalada 138
6.2.5 Sistema de Transmisión 140
6.2.6 Costos de Combustibles 141
6.2.7 Caso base 143
6.2.8 Escenarios evaluados 143

6.3 Resultados Caso Base 143
6.3.1 Chile Aislado 143
6.3.2 Perú Aislado 154
6.3.3 Chile y Perú Interconectados 161

7 Evaluación Económica 169

7.1 Evaluación Global de la Interconexión 169

7.2 En Indicadores Económicos 170

7.3 Evaluaciones por País 176

7.4 Sensibilidades 181

7.5 Sensibilidad 1 – Iguales Precios del Gas Natural en Ambos Países 182

7.6 Sensibilidad 2 – Evento en Chile 184

7.7 Sensibilidad 3 – Evento en Perú 186

7.8 Sensibilidad 4 – Precio a las Emisiones 188
7.8.1 Caso 1 – Sólo en Chile 188
7.8.2 Caso 2 – Igual Costo CO2 en Chile y Perú 191
7.9 Sensibilidad 5 - Nueva Línea de 500 kV entre Chile y Perú 193
7.10 Sensibilidad 6 – Capacidad Renovable Adicional 196
7.11 Sensibilidad S7 Menor Capacidad Renovable 200
8 Conclusiones 204
8.1 Comparación de la Primera y Segunda Etapa 204
8.2 Estudios Técnicos 204
8.3 Estudios Eléctricos 207
8.4 Estudios Energéticos 207
8.5 Estudios Económicos 208
9 Anexo 1– Flujos de Carga en Condición N 210
9.1 Año 2024 210
9.1.1 Casos Base 210
9.1.2 Casos base con flujos máximos por la Interconexión 212
9.1.3 Casos SDDP – Interconexión punto a punto 219
9.1.4 Casos SDDP – Conexión back to back 226
9.2 Año 2027 233
9.2.1 Casos base 233
9.2.2 Casos base con flujos máximos por la Interconexión 237
9.3 Año 2030 242
9.3.1 Casos base 242
9.3.2 Casos base con flujos máximos por la Interconexión 244
9.3.3 Casos SDDP – Interconexión punto a punto 251
9.3.4 Casos SDDP – Interconexión back to back 260

© Copyright AF-Mercados EMI

Tabla de Acrónimos

AC	Corriente Alterna
AF	AF Mercados EMI
BD	Base de Datos
BtB	Back to Back
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CDEC-SING	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande
COES	Comité de Operación Económica del Sistema de Perú
CCC	Alternativa de estación conversora "*Capacitor Commutated Converter*"
CDEC-SIC	Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central de Chile
COORDINADOR ELECTRICO	Institución que recientemente ha recibido las atribuciones del CDEC SIC y CDEC SING
ENS	Energía no Suministrada
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
RECC	Relación efectiva de cortocircuito (del inglés: ESCR -Effective Short Circuit Ratio-)
GNL	Gas Natural Licuado
HVDC	Corriente continua en Alta Tensión
ITS	Interacciones Torsionales Sub-sincrónicas
LCC	Alternativa de estación conversora "*Line Commutated Converter"*
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
O&M	Operación y Mantenimiento
PRI	Período de Recuperación de la Inversión (años)
PtP	Punto a Punto
RES	Fuentes renovables de energía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional de Chile, que comprende al SIC y SING
SCR	Relación de Cortocircuito (del inglés: SCR -Short Circuit Ratio)
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
SIC	Sistema Interconectado Central de Chile
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile
RSS	Resonancia Sub-sincrónica
TdR	Términos de Referencia
TIR	Tasa Interna de Retorno
VSC	Alternativa de estación conversora "*Voltage Source Converter*".
VPN	Valor Presente Neto

1 Introducción

El objetivo de este estudio es realizar un análisis de factibilidad técnica y económica sobre la interconexión eléctrica entre los sistemas de Perú y Chile en 220 kV. Los TdR especifican que los consultores se basarán en los estudios previos elaborados en el marco de Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) en el año 2014 y conducido por COES/CDEC-SING en el año 2015.

Este Informe de Segunda Etapa del proyecto "Estudio de factibilidad técnica y económica de la interconexión eléctrica Chile-Perú" presenta los resultados finales de las actividades realizadas en las cuatro componentes del proyecto.

- Estudios de Anteproyecto y Estimación de Costos de la Interconexión
- Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia
- Simulaciones de ambos países aislados e Interconectados
- Evaluación Económica de la Interconexión

Cabe recordar que los alcances del proyecto requeridos por los TdR son los siguientes:

- Actualización de los costos de inversión de la interconexión. Se actualizarán los costos estimados del Análisis Técnico del estudio COES/CDEC-SING y se incorporarán en el presente estudio. Este estudio incluirá la definición, dimensionamiento y estimado de los costos de la infraestructura de la interconexión.
- Análisis eléctrico de los sistemas del estudio COES/CDEC-SING: estado estacionario, transitorio, contingencias…
- Análisis energético de la operación de los sistemas de acuerdo con la metodología del estudio COES/CDEC-SING y bajo nuevos criterios, premisas y escenarios. Se determinarán los intercambios de energía, los costos totales, costos marginales, etc.
- Evaluación económica de la interconexión de acuerdo a la metodología del estudio del SINEA y bajo los criterios, premisas y escenarios del análisis energético antes descrito.
- Incorporación del Anteproyecto de Ingeniería básica del estudio COES/CDEC-SING.

Este informe se ha dividido en dos volúmenes:

- Volumen 1 contiene:
  - Estimación de Costos de la Interconexión
  - Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia
  - Simulaciones de ambos países aislados e Interconectados
  - Evaluación Económica de la Interconexión
- Volumen 2 Contiene:
  Anteproyecto de la Interconexión

2 Antecedentes de ambos sistemas eléctricos

La integración eléctrica entre los países de la región Andina implicaría importantes beneficios económicos, sociales y ambientales al permitir intercambios comerciales de energía eléctrica entre los países involucrados reduciendo costos de generación, mejorando significativamente la confiabilidad de los sistemas eléctricos, la utilización, eficiencia y eficacia de los equipos y plantas de generación de los diversos países, y por lo tanto mejorando también su capacidad de mitigar efectos ambientales negativos en la generación de energía.

La interconexión de los sistemas de Chile y Perú podría ser una parte importante de este plan de integración Andina. Este concepto adquiere mayor importancia a medida que los países andinos aumentan su compromiso con la integración regional mediante la Alianza del Pacífico, la Iniciativa para conectar las Américas 2022 y el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina del BID.

En el año 2014, se culminó el estudio de interconexión regional dentro de la iniciativa del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), en el marco de la comunidad Andina (CAN). Este estudio propuso dos alternativas de interconexión entra los países de Perú y Chile, una en 220kV y otra en 500kV. El estudio incluyó la evaluación técnica y económica de los proyectos a nivel de planificación regional.

En el año 2015 se culminó el estudio de Interconexión en 220 kV Chile (Arica) – Perú (Tacna), conducido de manera conjunta por el COES (Perú) y CDEC-SING (Chile). Dentro de los estudios técnicos se incluyeron los de planificación, análisis energéticos y evaluación económica del proyecto, así como el anteproyecto de ingeniería de la interconexión a nivel de licitación.

El 29 de noviembre de 2016 se reunieron los presidentes de Chile y Perú en la ciudad de Santiago donde reafirmaron sus compromisos de seguir trabajando en el fomento de la interconexión eléctrica bilateral y regional con el fin de elaborar una propuesta de modelo regulatorio para el futuro intercambio eléctrico y se lleven a cabo estudios relacionados con la interconexión eléctrica entre ambos países. En particular, dar impulso a las conversaciones para concretar el proyecto de interconexión entre las ciudades de Tacna y Arica.

En línea con lo acordado por los presidentes, en este proyecto se realizó el estudio de interconexión en 220kV que vincule eléctricamente las ciudades de Tacna y Arica. Para ello se utilizaron como referencia los estudios elaborados en el marco del SINEA en el año 2014 y el conducido por COES (Perú) y CDEC-SING (Chile) en el año 2015.

3 Alcance del Estudio

Los TdR del estudio indican que el alcance de los servicios a prestar por la Consultora seleccionada son los siguientes:

a) *Actualizar el estimado de costos de inversión del Análisis Técnico del estudio COES/CDEC-SING. Incorporar en el presente estudio el Análisis Técnico indicado, el cual incluye la definición, dimensionamiento y estimado de costos de la infraestructura de la interconexión (actualizado).*
b) *Incorporar en el presente estudio el Análisis Eléctrico de los sistemas (estado estacionario, transitorio, contingencias, etc.) del estudio COES/CDEC-SING.*
c) *Realizar un análisis Energético de la operación de los sistemas (determinación de los intercambios de energía, costos totales, costos marginales, etc.) de acuerdo a la metodología del estudio COES/CDEC-SING y bajo nuevos criterios, premisas y escenarios.*
d) *Realizar la Evaluación Económica de la interconexión (global y por país) de acuerdo a la metodología del estudio del SINEA3 y bajo los criterios, premisas y escenarios del análisis energético antes descrito.*
e) *Incorporar en el presente estudio el Anteproyecto de ingeniería básica del estudio COES/CDEC-SING.*

En lo que respecta al alcance "c" anterior, el Consultor realizará las simulaciones de operación de despacho económico de los sistemas de Perú y Chile mediante el programa SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), el cual permite hacer un modelamiento multinodal y multiembalse.

Se simulará la operación económica de los sistemas, tanto para la condición de operación aislada (opción "aislado" del SDDP), así como de la operación coordinada de los sistemas (opción "coordinado" del SDDP) mediante el intercambio de excedentes de energía. La alternativa de interconexión de los sistemas eléctricos será mediante un enlace asíncrono de 220 kV entre Tacna y Arica.

Este informe corresponde al siguiente requisito de los TdR:

Informe de la Segunda Etapa: Simulación de la operación aislada de cada país

- *Presupuestos actualizados de los proyectos*
- *Resultados de simulaciones*
- *Resultados de los análisis económicos*
- *Conclusiones*

Este informe integra todos los resultados incluidos en los informes previos.

4 Diseño Conceptual y Actualización de los Costos de la Interconexión

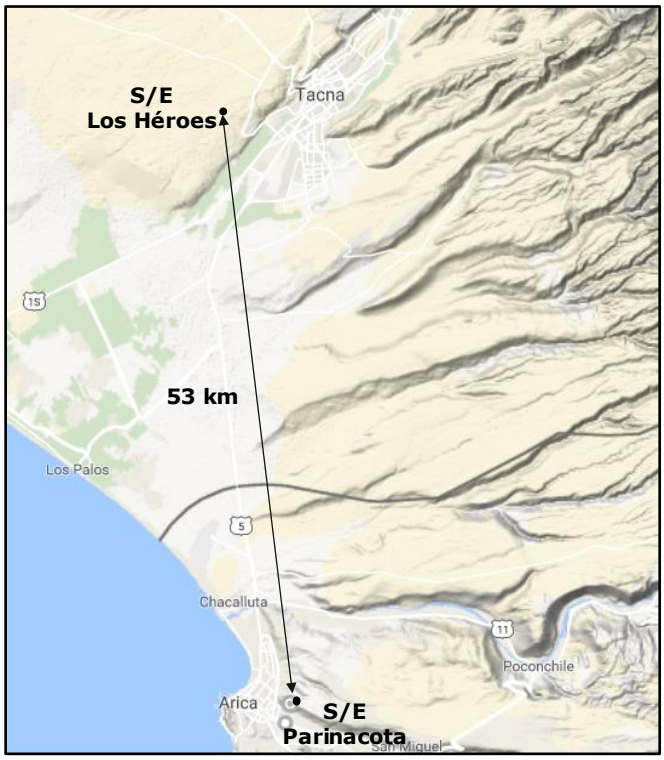
4.1 Consideraciones Básicas Introductorias

La interconexión entre ambos países ya fue analizada en anterior oportunidad mediante un estudio llevado a cabo por el Comité de Operaciones Económicas del Sistema Eléctrico del Perú,

el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile y la Dirección de Recursos Energéticos del Departamento de Estado de los Estados Unidos de Norteamérica.

En el estudio mencionado se predefinieron las subestaciones que serían afectadas por la interconexión las cuales corresponden con la subestación Parinacota 220 kV en Chile y la subestación Los Héroes 220 kV en Perú. Ambas subestaciones se encuentran en las poblaciones fronterizas de Arica y Tacna respectivamente. En la figura N° 1 muestra la ubicación de ambas subestaciones en el territorio fronterizo de ambos países.

Figura 1 Localización de Subestaciones Fronterizas



Dado que ambos países operan con frecuencias distintas (Chile 50 HZ y Perú 60 Hz), la única posibilidad de interconexión eléctrica directa es a través de un enlace en corriente continua, mejor conocido como HVDC (del inglés High Voltage Direct Current). En las evaluaciones realizadas en aquella oportunidad se determinó la conveniencia de que la interconexión fuera de 200 MW de capacidad. En cuanto a la configuración del enlace HVDC, el estudio no concluyó de manera definitiva sobre la conveniencia de un enlace Back to Back (BTB) o un enlace con línea en DC, denominado enlace Punto a Punto (PTP). Las figuras N° 2 y 3 muestran los esquemas mencionados.

Figura 2 Configuración Back to Back Monopolar

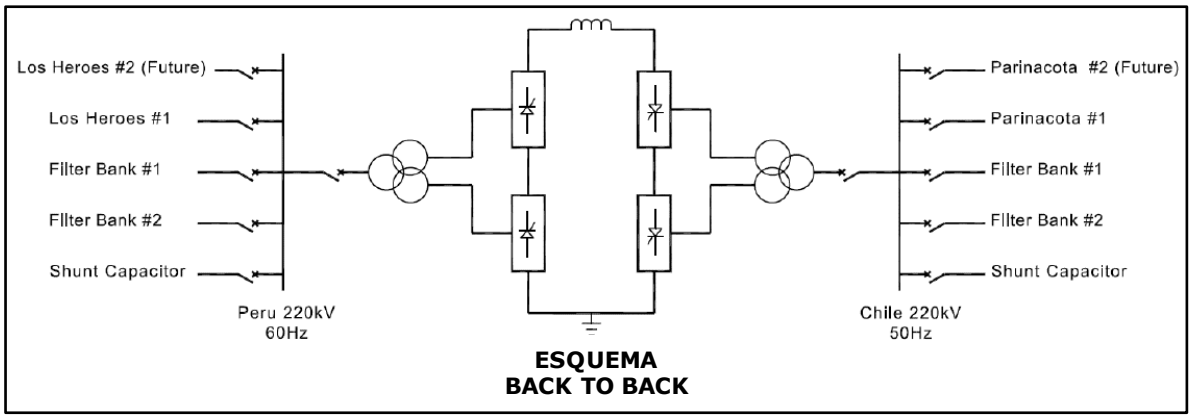
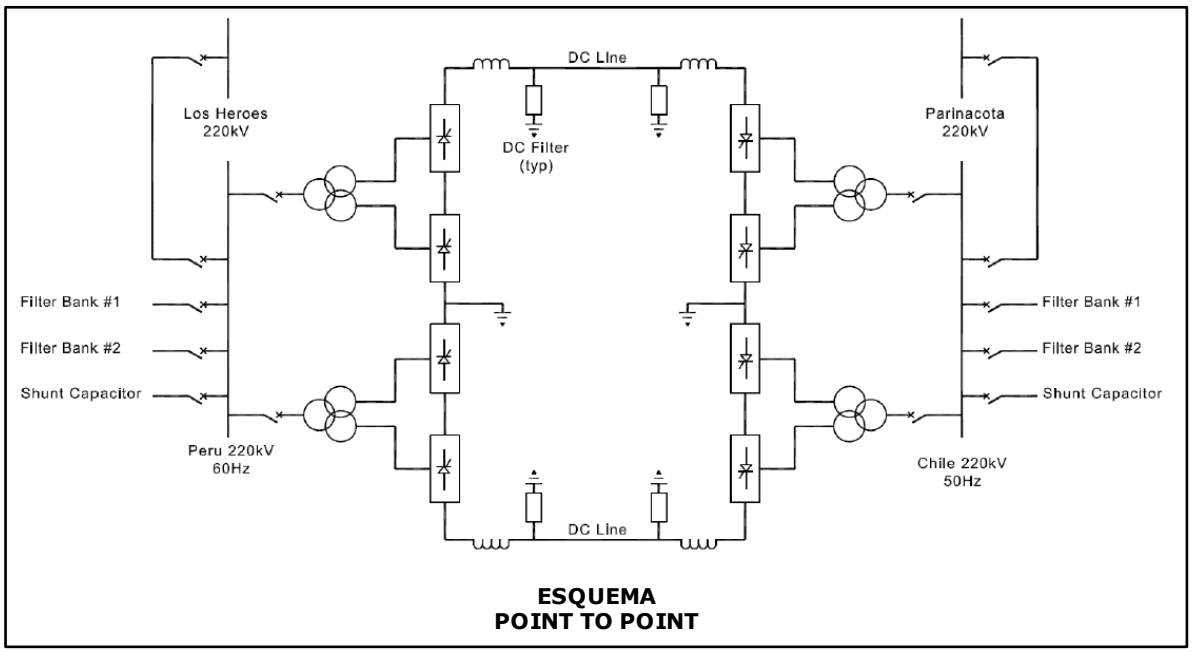


Figura 3 Configuración Punto a Punto Bipolar



Los análisis previos también incluyeron una evaluación de ambos sistemas, en régimen estático y transitorio, e identificaron que la subestación Parinacota 220 kV podría tener un nivel de cortocircuito tal que su relación con respecto a la potencia de transmisión del enlace de interconexión sería inferior a 2 (MVAcc / MWdc). Esta relación se conoce en la bibliografía como relación de cortocircuito o SCR por sus siglas en inglés (short circuit ratio), y permite avizorar los niveles máximos de transferencia de un sistema AC en relación con la potencia DC transmitida. Los sistemas con puntos de interconexión cuyo SCR sea inferior a 2 son considerados sistemas débiles, mientras que superiores a 3 se consideran redes fuertes. El análisis realizado en el estudio previo no incluyó la interconexión del sistema chileno entre la región central y el norte grande.

La presunción de limitaciones en cuanto a la potencia transferida en Parinacota fue corroborada en los análisis efectuados en el mencionado estudio y se propuso la instalación de un compensador automático de potencia reactiva, el cual se vislumbró en torno a los 30 MVAr de capacidad y la posibilidad de que pudiera existir redundancia.

El estudio estableció que la configuración BTB a utilizar en la interconexión sería del tipo monopolar y menciona la posibilidad de que, en el futuro, dicha interconexión pudiera expandirse a una configuración bipolar. Para el sistema PTP se parte de una configuración bipolar y no se menciona la expansión de dicho enlace. Ambas configuraciones poseen distintos atributos desde el punto de vista operativo, inversión, flexibilidad de expansión y confiabilidad, por lo que se consideró conveniente la evaluación previa de dichas configuraciones a efectos de consensuar las configuraciones a analizar para el desarrollo del anteproyecto.

Si bien los enlaces en HVDC son una tecnología probada a nivel mundial y con importante presencia en varios países, sigue siendo una tecnología ofrecida por pocos proveedores, cada uno con sus particularidades de diseño pero que se asemejan bastante en la conceptualización básica de los esquemas utilizados. Es así como hoy día todos los fabricantes ofrecen tecnologías basadas en tiristores para sistemas de conmutación de fuente de corriente, sistemas basados en conmutación por fuente de tensión con base en IGBT esencialmente (de reciente aparición en el mercado de alta potencia), sistemas modulares contenerizados, sistemas de conmutación con capacitores, etc. Este grado de similitud en la conceptualización de los esquemas permite que se puedan estimar, con suficiente certidumbre, los costos de inversión para un diseño determinado, teniendo siempre presente que las condiciones de cada diseño y fabricante son tan particulares que hacen imposible prever el resultado final de un proceso de licitación.

Se conoce que los costos asociados a un enlace HVDC, en cualquiera de sus tecnologías, está muy asociado con los niveles de voltaje de operación y de la capacidad del enlace. Por lo tanto, es imprescindible que para aproximarse adecuadamente a un presupuesto de inversión de un enlace HVDC se requiera definir, previamente, algunas variables de diseño. Dichas variables de diseño están interrelacionadas entre sí, por lo que se requiere de un proceso de aproximaciones sucesivas para converger en un estimado suficientemente certero. Dado que la potencia del enlace (200 MW) esta predeterminada por los operadores de la red en concordancia con el estudio anterior, es necesario poder definir el nivel de voltaje de los enlaces. Dicho voltaje tendrá un impacto en las pérdidas del sistema, por lo tanto, debe ser considerado de manera conjunta a efectos de realizar un diseño lo más optimizado posible.

Debido al impacto que tiene la selección del tamaño del conductor tanto en los costos de inversión, operación y mantenimiento, como en el costo asociado con las pérdidas de transmisión, usualmente conviene realizar la estimación, a priori, de la densidad óptima de corriente que oriente la selección del conductor de los sistemas AC y DC. Si bien es típico una densidad de corriente óptima entre 0,5 y 1,2 A/mm2, su estimación estará muy influenciada por los costos de inversión involucrados en cada sistema en particular y la valorización de pérdidas. En este estudio se consideró conveniente realizar, de manera conjunta, la optimización de las inversiones destinadas a las estaciones conversoras, a las líneas AC y DC que correspondan, así como los gastos debidos a la operación y mantenimiento asociados y muy especialmente, los costos asociados con las pérdidas por efecto joule en la interconexión.

Para este análisis, basados en el informe del Coordinador Eléctrico Nacional de Chile (año 2018) que señala un costo entre 40 US$/MWh y 70 US$/MWh para la valorización de pérdidas, se seleccionó un costo marginal de mediano plazo de 50 US$/MWh.

El estudio precedente sobre esta interconexión evaluó la tecnología HVDC del tipo convencional, mejor conocida como LCC por sus siglas en inglés de "*Line Commutated Converter*" y reseñó,

a título bibliográfico, la tecnología de autoconmutación, conocida como VSC por sus siglas en inglés de "*voltage source converter*". Una vez revisados los resultados del análisis de red del estudio mencionado y los resultados del estudio realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional (Chile) en 2018[1], sobre las condiciones operativas de la red eléctrica asociada con el sistema de transmisión de Arica, en el norte chileno, es evidente que el sistema eléctrico del norte chileno posee, de acuerdo con las previsiones de corto y mediano plazo, unas características que, debido a su condición topológica, dificulta la regulación de tensión, requiriéndose mecanismos de regulación automática.

A juicio del consultor, no se considera conveniente el uso de la tecnología VSC, en este caso en particular, por cuanto no existen las condiciones suficientes para pensar en dicha alternativa tecnológica, pues el nivel de cortocircuito no es la única condición, ni la más importante por sí sola, para seleccionar esta tecnología más costosa y con menos tradición en sistemas de potencia. Los costos, tanto de inversión como de operación y mantenimiento, deben mantenerse lo más bajo posible a efectos de mejorar la factibilidad económica de la interconexión.

La tecnología VSC es una tecnología de mayores pérdidas y mayores costes de inversión, por lo que no redundaría en beneficios ante una alternativa técnicamente factible como la LCC o la CCC, por sus siglas en inglés "*Capacitor Commutated Converter*". Esta última es una modificación del esquema original LCC donde se insertan capacitores serie entre los transformadores y las válvulas de tiristores. Con ello, la necesidad de instalación de compensación reactiva en derivación disminuye apreciablemente (hasta un 75%) y se reduce el riesgo de fallas de conmutación en inversores conectados a redes débiles (de bajo SCR). De esta manera, los requerimientos de compensación de las estaciones son suplidos por el sistema de filtrado, de reciente tecnología, en cuanto a sintonización automática se refiere y por la compensación serie, cuya capacidad de generación de reactivos variará proporcionalmente a la potencia activa transmitida por el enlace, disminuyendo los desbalances que de otra manera suele producirse en los esquemas convencionales. Este esquema (CCC) tiene la ventaja de que puede ser diseñado para suplir reactivos a la red de transmisión a objeto de mejorar la regulación de tensión en el sistema AC.

Es importante destacar que, en cualquiera de los casos, no conviene que los problemas de regulación de tensión, propios de un sistema con unas características topológicas como las del norte chileno, pretendan solventarse con la capacidad de regulación de la interconexión HVDC (en cualquiera de sus alternativas tecnológicas), pues dicha presunción restaría flexibilidad operativa al sistema eléctrico, dado que las capacidades de regulación estarían supeditas a la operación del enlace y a los niveles de transferencia. El consultor sugiere que los problemas de regulación del sistema sean resueltos con soluciones que brinden la mayor flexibilidad operativa posible.

Adicionalmente, es preciso recordar que cualesquiera de las alternativas de interconexión no serán infalibles por lo que, ante la eventual falla por disparo errático del interconector o por falla DC, se presentarían sobretensiones por bote de carga o colapso de tensiones por déficit instantáneo de generación, dependiendo del modo de transferencia al momento de la falla. En estos casos, contar con soluciones de regulación de tensión (compensación automática del tipo sincrónica o estática) independiente redundará en las capacidades de respuesta del sistema de transmisión. En este sentido, en este estudio se considerará como parte de las obras de la

[1] "Propuesta de Expansión de la Transmisión – 2018". Gerencia de Planificación de la Transmisión. Coordinador Eléctrico Nacional. Chile. Enero 2018. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/01/Propuesta-de-Expansi%C3%B3n-del-Sistema-de-Transmisi%C3%B3n-2018-1.pdf

interconexión todo aquel equipamiento que se requiera para cumplir las exigencias de seguridad y calidad de servicio de cada país.

En la actualidad, los sistemas Back to Back VSC están más ligados a la integración de grandes centros de generación eólica que a sistemas de transmisión como el presente caso. Es importante señalar que fue apenas en 2014 que se instaló el primer sistema BTB con VSC de capacidad similar al requerido en esta interconexión, pero su propósito principal era la integración de generación eólica en Michigan, USA, y que permitiría la operación en isla de cierta parte del sistema, lo cual era previsible durante ciertas contingencias del sistema. La operación no es una interconexión internacional y costó más de 90 millones de US$ a precios de 2012.

De requerirse una modalidad distinta a la LCC, el Consultor se decanta por la tecnología CCC, la cual tendría las posibilidades de prestaciones de control de reactivos que se pretenden conseguir con el VSC a menor costo y con mayor tradición operativa (caso de Garabí entre Argentina y Brasil, por mencionar un caso latinoamericano de gran relevancia).

Por razón, los diseños que se sugerirán en el presente informe están orientados a la tecnología LCC y de requerirse, se propondría la adopción de tecnología CCC.

4.2 Evaluación Preliminar del Corredor de Transmisión

La evaluación preliminar del corredor de transmisión tiene como objetivo definir la ruta probable de las líneas de transmisión y caracterizarla desde punto de vista climático, sociocultural y geológico. Como evaluación preliminar permite identificar los principales accidentes geográficos que debe sortear el corredor y las principales características medioambientales que deberán ser consideradas en el diseño de las líneas.

Si bien no existe mayor influencia del tipo de tecnología a utilizar (DC o AC) con respecto a la selección del corredor de la línea de transmisión, es importante destacar que las delegaciones de ambos países predeterminaron que, en el caso de la interconexión BTB, las estaciones conversoras estarían ubicadas en la frontera entre ambos países. Aun cuando esta condición pareciera correcta desde el punto de vista político-administrativo, no es menos cierto que podría no obedecer al óptimo económico para la interconexión, por cuanto la posibilidad de un bajo nivel de cortocircuito en Parinacota haría presumir un diseño donde la estación conversora estuviera lo más próximo a dicha subestación.

En el presente estudio no se objeta que la estación conversora BTB estará localizada en la línea fronteriza entre ambos países. En esta ubicación, el nivel de cortocircuito en la barra de conmutación de la estación será menor que en la barra de Parinacota, por la inclusión de la impedancia correspondiente a la línea a 220 kV. Siendo así, colocar la estación conversora muy cerca a Parinacota disminuiría el impacto del bajo nivel de cortocircuito mencionado, pero esta consideración es válida bajo el supuesto de que el nivel de cortocircuito del lado de Los Héroes es suficientemente elevado como para que la inclusión de una línea de 62 km, del otro lado de la interconexión, no afecte a la barra de conmutación de ese lado de la estación.

La figura N° 4 muestra una imagen satelital del macro-área geográfica donde se ubicará el corredor de la línea de transmisión entre Parinacota y la frontera.

Figura 4 Macro-área de Ubicación del Corredor de Transmisión Chileno

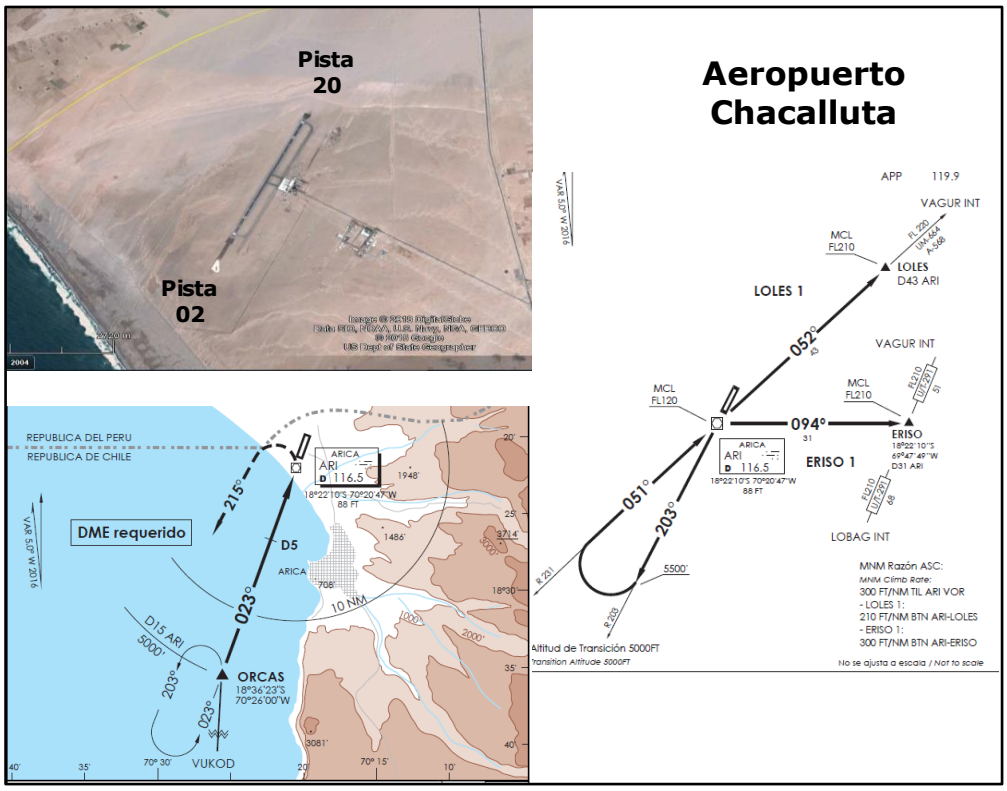
El área geográfica se caracteriza por ser una zona desértica, con una temperatura máxima anual de 31 °C y un promedio de 22,4 °C, siendo el período más caluroso el comprendido entre los meses de diciembre y marzo. La precipitación media anual es de unos 5,6 mm (l/m^2) con una media máxima que se presenta usualmente en el mes de enero con unos 26 mm. La humedad relativa del área es de 74,5% y presenta vientos promedios anuales de 11 km/h con máximos de hasta 25 km/h.

La zona se caracteriza por ser un área de baja densidad poblacional con zonas bien delimitadas de actividad agrícola de corta extensión. Existen algunos accidentes geográficos de carácter importante hacia el extremo oriental del eje vial Arica – Tacna, el cual luce como la mejor alternativa de trazado para el corredor de servicio eléctrico. Asimismo, a poca distancia de la frontera se encuentra el aeropuerto internacional de Chacalluta.

Desde el punto de vista del trazado del corredor de la línea de transmisión, el eje vial Arica – Tacna corresponde con el eje de referencia, pues el corredor de servicio de la línea de transmisión se vería ampliamente favorecido en cuanto acceso para construcción y posterior mantenimiento de la línea de transmisión. El punto más importante de consideración para el diseño pareciera estar definido por la presencia del aeropuerto.

La figura N° 5 muestra detalles básicos de la pista del aeropuerto de Chacalluta. Como se observa en la imagen satelital y en diagrama simplificado de la carta de navegación de aproximación al aeropuerto, la pista tiene una orientación 20° - 200°, siendo 0° el norte magnético en la localidad.

Figura 5 Caracterización Básica del Aeropuerto



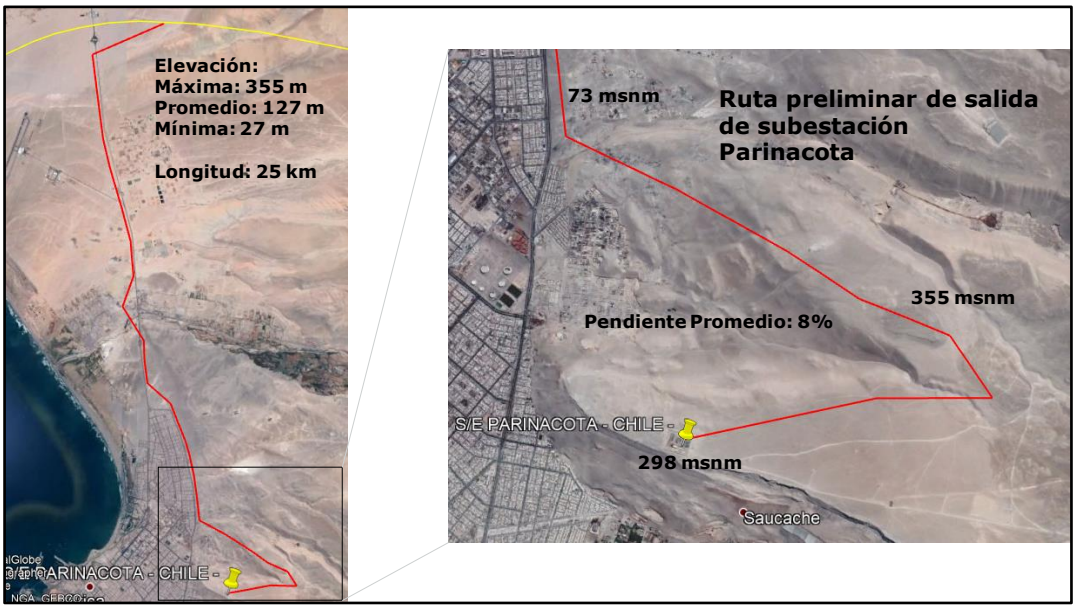
De acuerdo con la información analizada a partir de las cartas de navegación analizadas, el aeropuerto tiene un diseño para operar siempre en la pista 02, tanto para entradas como salidas de aeronaves.

Aun cuando de manera preliminar pudiese aseverarse de que no existen mayores impedimentos por el cono de aproximación del aeropuerto correspondiente con la pista 20, habría que realizar una evaluación conjunta con las autoridades aeronáuticas sobre la existencia de regulaciones particulares en este aeropuerto que pudieran influir en el trazado del corredor de servicios de la línea de transmisión.

En previsión a cualquier limitación cercana a la pista 20, en el trazado de la línea se consideró un desvió importante de la ruta para afectar lo menos posible el cono de aproximación a la pista en dirección 20°.

En las figuras N° 6, 7 y 8 se señalan los tres tramos más importantes del corredor de transmisión definido para la interconexión Chile – Perú.

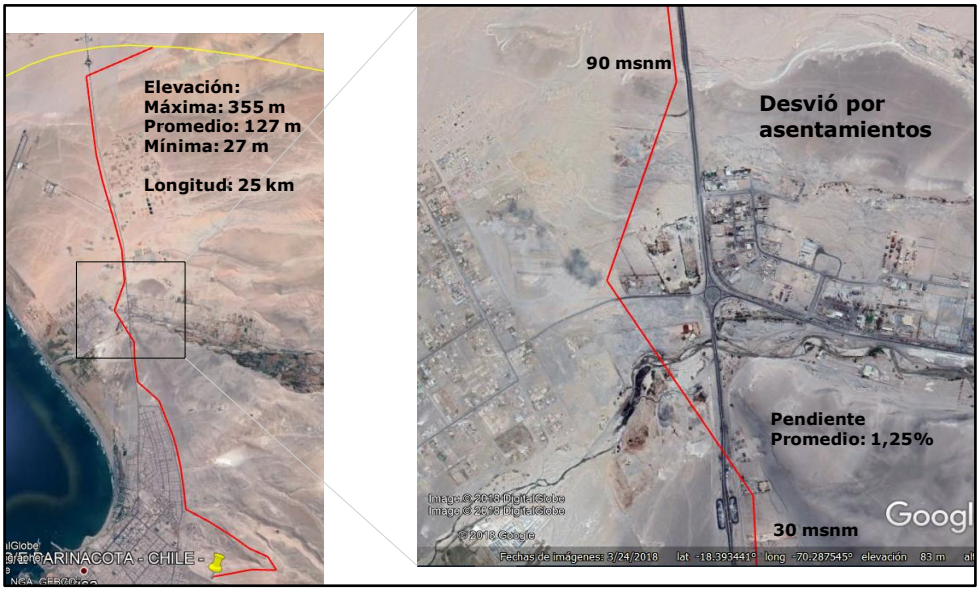
Figura 6 Corredor de Transmisión Parinacota – Frontera: Tamo I: Salida de Parinacota



El tramo del corredor de transmisión entre la subestación Parinacota y la frontera con Perú tiene una extensión aproximada de 25 km, con una elevación máxima de 355 msnm, con promedio de 127 msnm y la mínima de 27 msnm.

El tramo I de la línea de transmisión parte de una altura aproximada de 298 msnm, donde se ubica la subestación Parinacota, y llega hasta la altura del eje vial mediante un desvío previo hacia el este que eleva la línea hasta los 355 msnm. Este desvío busca aminorar la pendiente promedio de descenso de la línea y evitar atravesar zonas pobladas en el flanco noroccidental de la subestación, con lo cual se logra flexibilizar el diseño mecánico de la línea de transmisión.

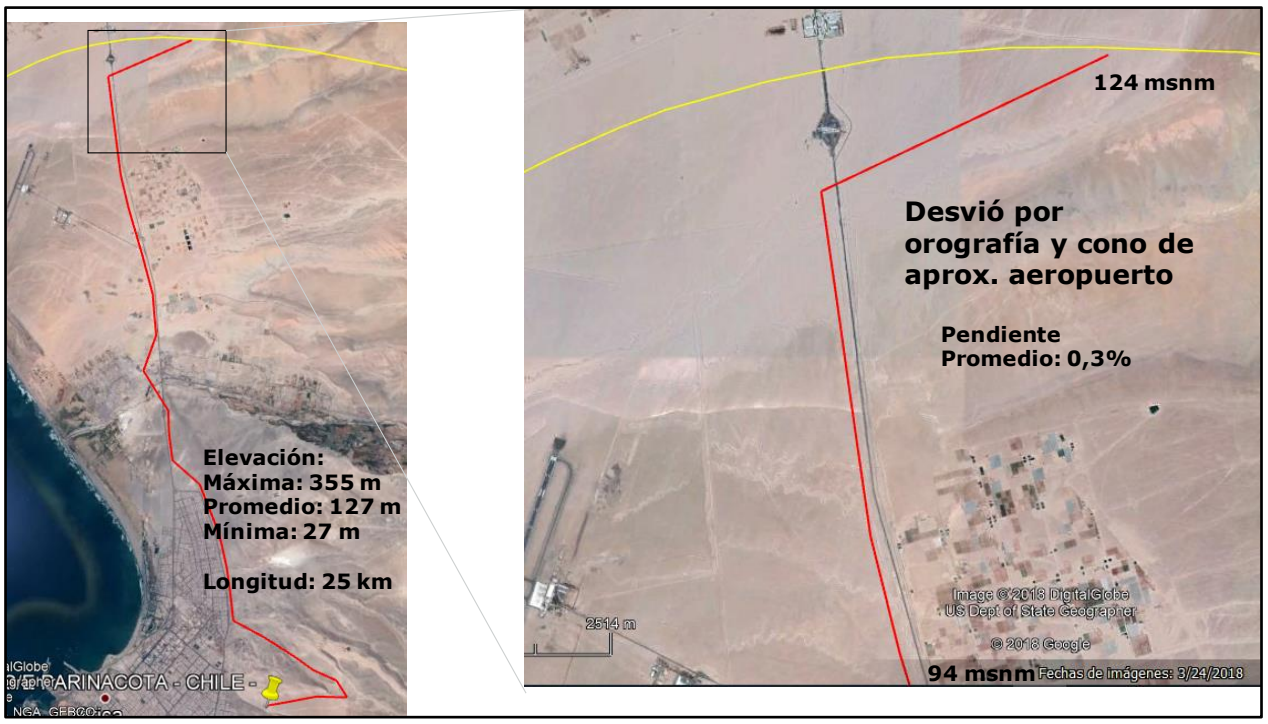
Figura 7 Corredor de Transmisión Parinacota – Frontera: Tamo II: Zona Intermedia



La zona intermedia del trazado va desde los 30 msnm provenientes del tramo I y se eleva de manera moderada hasta alcanzar los 90 msnm, con una pendiente promedio de 1,25% aproximadamente.

El trazado de la línea discurre por la vertiente oriental del eje vial y se cruza hacia la zona occidental del eje para evitar, en la media de lo posible, la afectación de zonas residenciales y agrícolas. El resto del tramo del corredor discurre por la vertiente occidental del eje vial hasta llegar a la zona de afectación de lo que sería el cono de aproximación de la pista 20 del aeropuerto.

Figura 8 Corredor de Transmisión Parinacota – Frontera: Tamo III: Zona Fronteriza

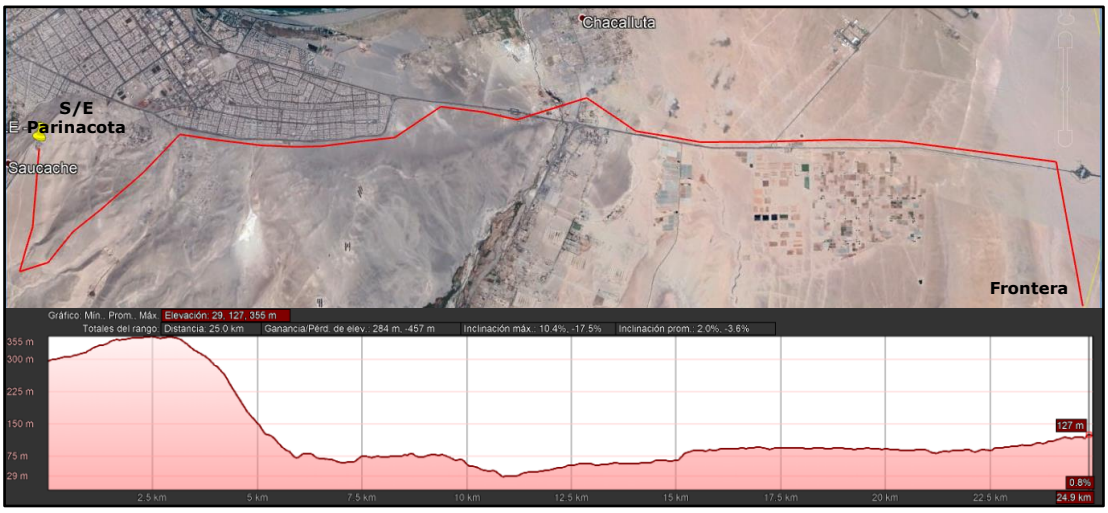


La zona final del trazado parte de los 94 msnm y se eleva hasta los 124 msnm en la línea fronteriza con Perú. La pendiente de este trazado es de apenas 0,3% y puede apreciarse el desvió importante para evitar cualquier impacto en el cono de aproximación de la pista 20 del aeropuerto. Este desvío podría evitarse y hacerse un trazado más rectilíneo una vez que se concrete la evaluación correspondiente con las autoridades aeroportuarias.

Con respecto al tramo de corredor de transmisión del lado chileno se recomienda que, durante el desarrollo de la ingeniería de detalle y el correspondiente levantamiento topográfico para el replanteo de la línea de transmisión, se verifiquen las disposiciones regulatorias en cuanto a la zonas de inundación por tsunamis y en todo caso, que las estructuras soporte de la línea de transmisión se ubiquen en elevaciones superiores a la altura mínima establecida en las cartas de inundación por tsunami.

La figura N° 9 muestra un resumen del trazado del corredor de transmisión propuesto entre Parinacota y la frontera, con el correspondiente perfil de elevación.

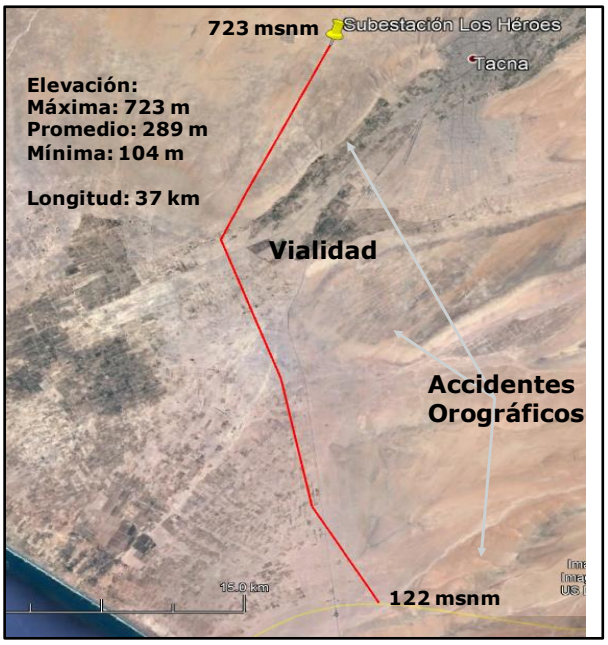
Figura 9 Caracterización Básica del Aeropuerto



x

La figura N° 10 muestra una imagen satelital de la macro-área geográfica donde se ubicará el corredor de la línea de transmisión entre Los Héroes y la frontera, en el lado peruano.

Figura 10 Macro-área de Ubicación del Corredor de Transmisión Peruano



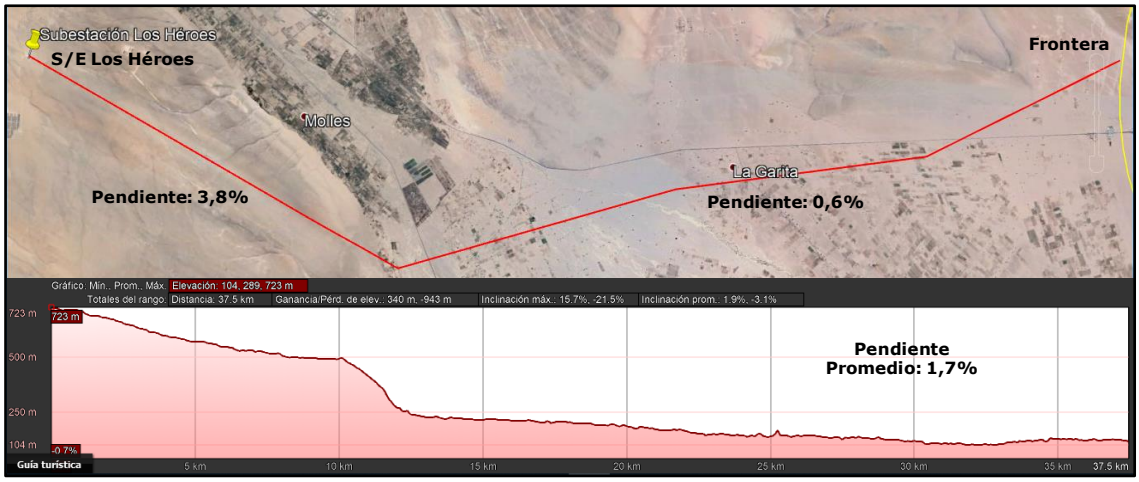
El área geográfica se caracteriza por ser una zona desértica, con una temperatura máxima anual de 30 °C y una promedio de 27,2 °C. La precipitación media anual es de unos 4,7 mm (l/m^2) con una media máxima que se presenta usualmente en el mes de enero con unos 19 mm. La humedad relativa del área es de 76,2% y presenta vientos promedios anuales de 12,8 km/h con máximos de hasta 28 km/h.

La zona se caracteriza por ser un área de baja densidad poblacional con zonas bien delimitadas de actividad agrícola de corta extensión. No se aprecian accidentes geográficos importantes en la vertiente occidental del eje vial frontera - Tacna. Al igual que el tramo chileno, el trazado del

corredor discurre en gran parte paralelo al eje vial, pero se aleja a mitad del eje vial para llegar de manera directa a la subestación Los Héroes, que se ubica al occidente de la ciudad de Tacna.

El trazado propuesto para este corredor es mucho más simple y directo que el trazado chileno. En la figura N° 11 se muestra un resumen del corredor propuesto, con unos 37 km de longitud, que va desde una elevación mínima de 104 msnm y máxima de 723 msnm, llegando a la subestación Los Héroes. La pendiente promedio es de 1,7%.

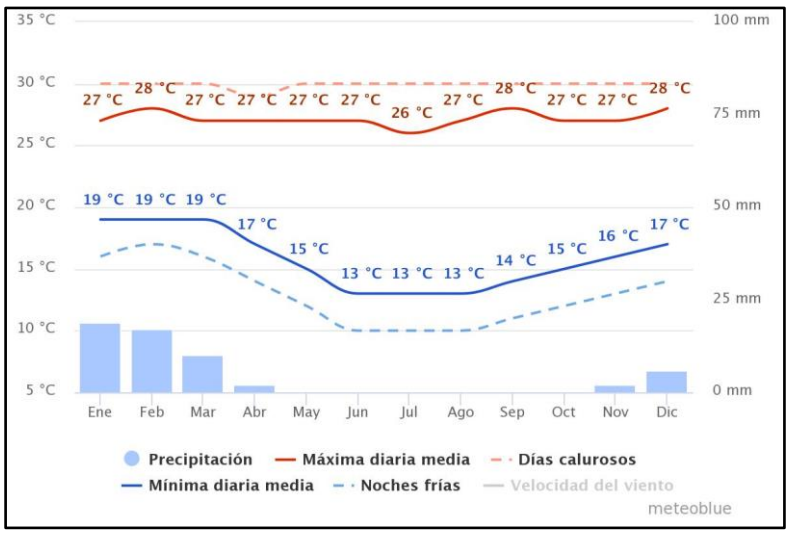
Figura 11 Resumen del Trazado Los Héroes - Frontera



La zona de pendiente promedio máxima (3,8%) está en la mitad del trayecto desde Los Héroes hacia la frontera y el otro medio del trayecto presenta una pendiente promedio de solo 0,6%.

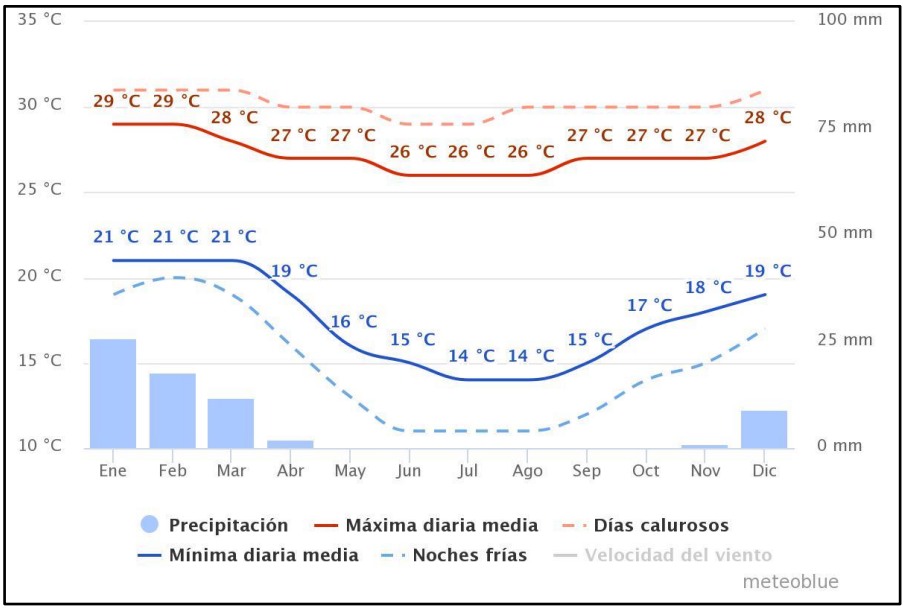
A título ilustrativo y mediante consultas a la web meteorológica www.meteoblu.com se obtuvieron los siguientes registros climatológicos para las zonas de Tacna y Arica, los cuales se muestran en las figuras 12 y 13.

Figura 12 Climatología asociada con la S/E Los Héroes



Como se aprecia en la referida gráfica climatológica y de acuerdo con la clasificación bioclimática de De Martonne es considerado un clima árido extremo. El promedio de las temperaturas máximas diarias es bastante constante durante el año y se ubican en torno a los 27°C, mientras que el promedio de las temperaturas mínimas diarias tiene una variación entre los meses de diciembre – marzo (19°C) y los meses de junio - agosto con descensos que llegan a los 13°C, el resto de los meses la media de las temperaturas mínimas es de unos 15°C. Los días lluviosos se concentran en los meses de diciembre a marzo, principalmente con precipitaciones medias que llegan a algo más de los 12,5 L/m2.Entre mayo y octubre son meses caracterizados por la ausencia de precipitaciones.

Figura 13 Climatología asociada con la S/E Parinacota



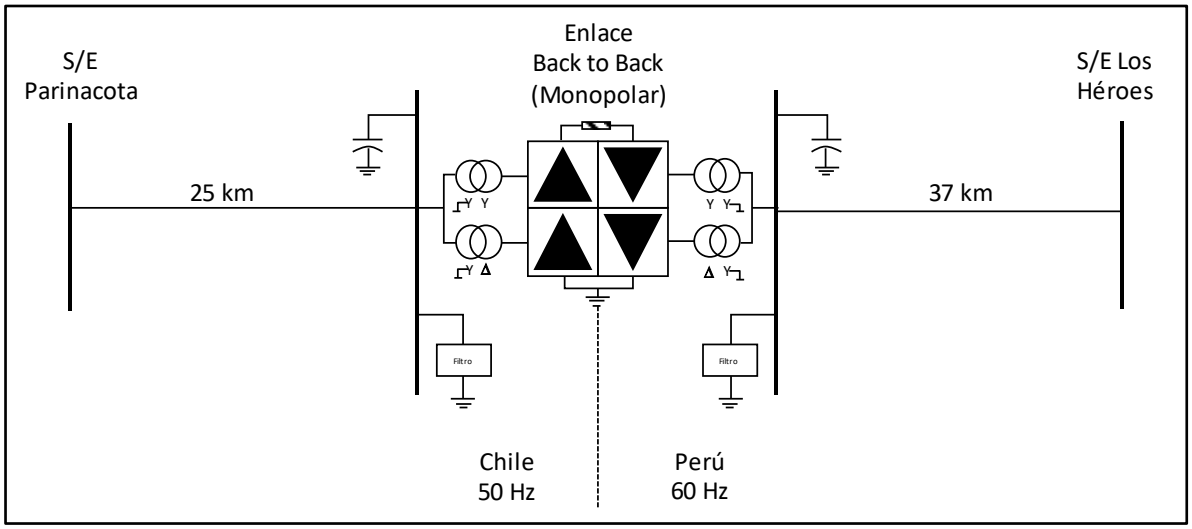
Con respecto a la zona de Parinacota, se puede observar en el gráfico que de acuerdo con la clasificación bioclimática de De Martonne es considerado un clima árido extremo. El promedio de las temperaturas máximas diarias es bastante constante durante el año y se ubican en torno a los 27°C, mientras que el promedio de las temperaturas mínimas diarias tiene una variación entre los meses de diciembre – marzo (21°C) y los meses de junio - agosto con descensos que llegan a los 14°C, el resto de los meses la media de las temperaturas mínimas es de unos 16°C. Los días lluviosos se concentran en los meses de diciembre a marzo, principalmente con precipitaciones medias que llegan a algo más de los 14 L/m2.Entre mayo y octubre son meses caracterizados por la ausencia de precipitaciones.

4.3 Evaluación de Confiabilidad y Análisis de Desempeño de Distintos Esquemas de Transmisión

Si bien las delegaciones de cada país tenían inicialmente previsto una evaluación de las alternativas de interconexión BTB en configuración monopolar y PTP en configuración bipolar, se estimó conveniente realizar una evaluación de confiabilidad que permitiera dilucidar aquellos esquemas que fueran lo más equivalente posible desde el punto de vista de confiabilidad. Por su parte, el consultor además de incorporar 5 posibles esquemas para esta evaluación, también incorporó un análisis cualitativo de los atributos de cada esquema que permita identificar los esquemas de transmisión que fueran más convenientes para la interconexión, considerando que el análisis propondrá esquemas equivalentes BTB y PTP.

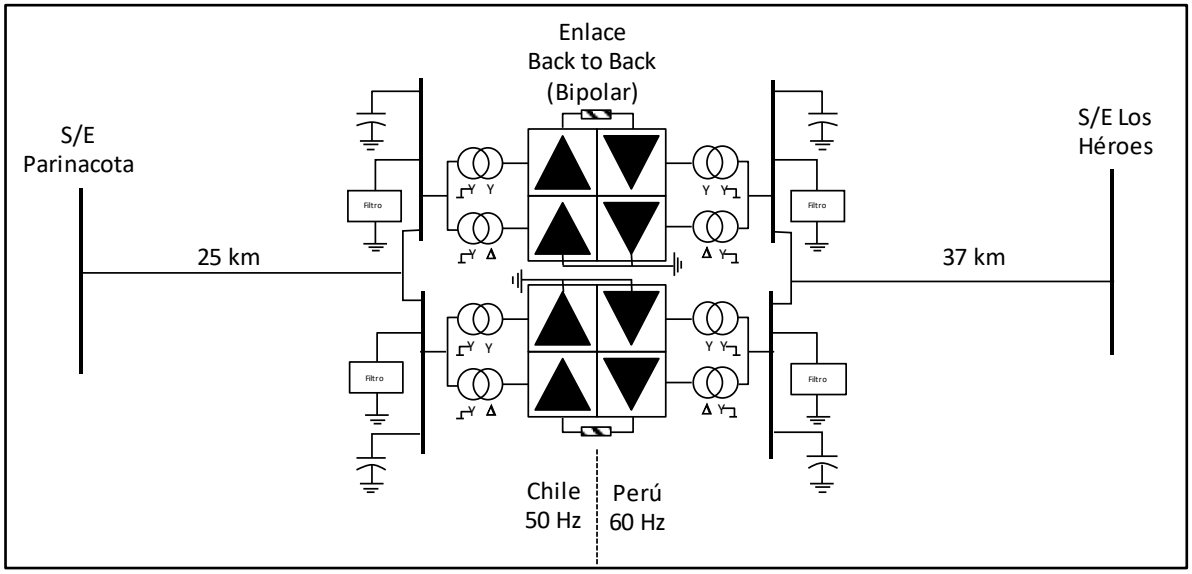
El Esquema I propuesto evaluado consiste en un sistema BTB monopolar con una sola línea AC de interconexión entre los extremos de las estaciones conversoras y las subestaciones AC, tal y como se muestra en la figura N° 14.

Figura 14 Esquema I: Back to Back Monopolar y 1 línea AC



El Esquema II es un esquema Back to Back en configuración bipolar y manteniendo 1 sola línea de interconexión entre los extremos de las estaciones y las subestaciones AC de los sistemas eléctricos de ambos países, tal y como se muestra en la figura N° 15.

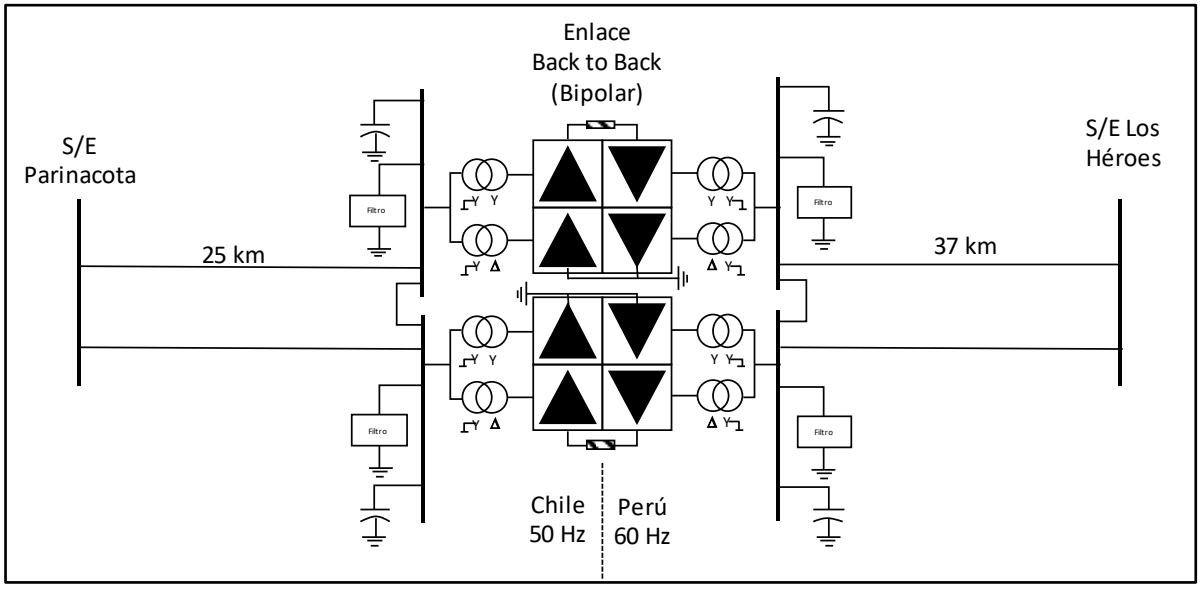
Figura 15 Esquema II: Back to Back Bipolar y 1 línea AC



El Esquema III contempla la misma opción bipolar para el enlace DC Back to Back pero considerando dos líneas AC de interconexión entre cada extremo de las estaciones conversoras

y las correspondientes subestaciones AC de cada país. En este diseño se considera que las líneas AC poseen capacidad para el transporte de la potencia de todo el enlace en configuración bipolar. El esquema descrito se presenta en la figura N° 16.

Figura 16 Esquema III: Back to Back Bipolar y 2 líneas AC



El Esquemas IV y V se refieren a las configuraciones Punto a Punto, para los esquemas monopolar y bipolar respectivamente, tal y como se observan en las figuras 17 y 18.

Figura 17 Esquema IV: Punto a Punto Monopolar

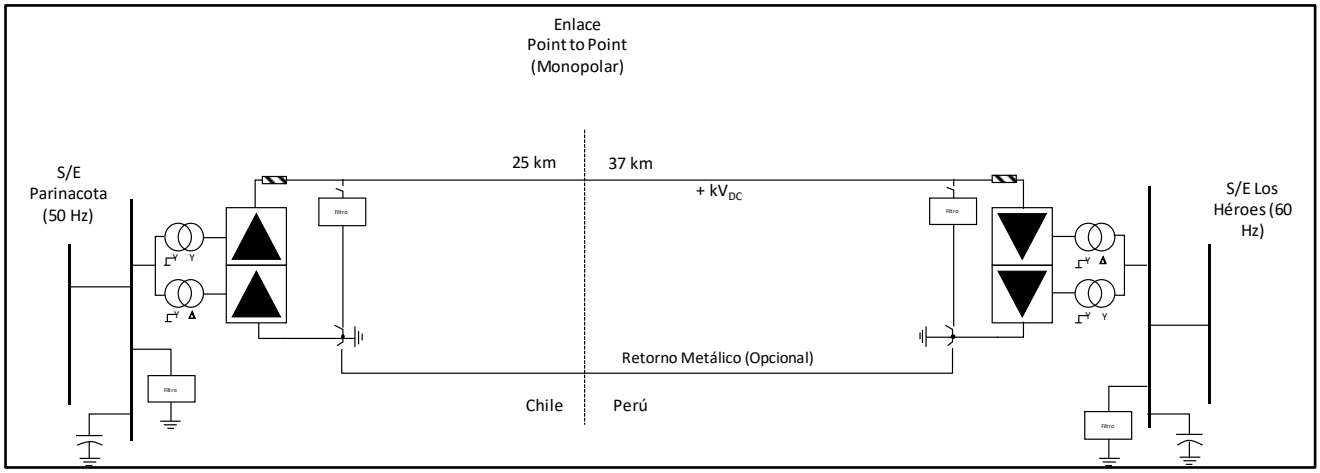
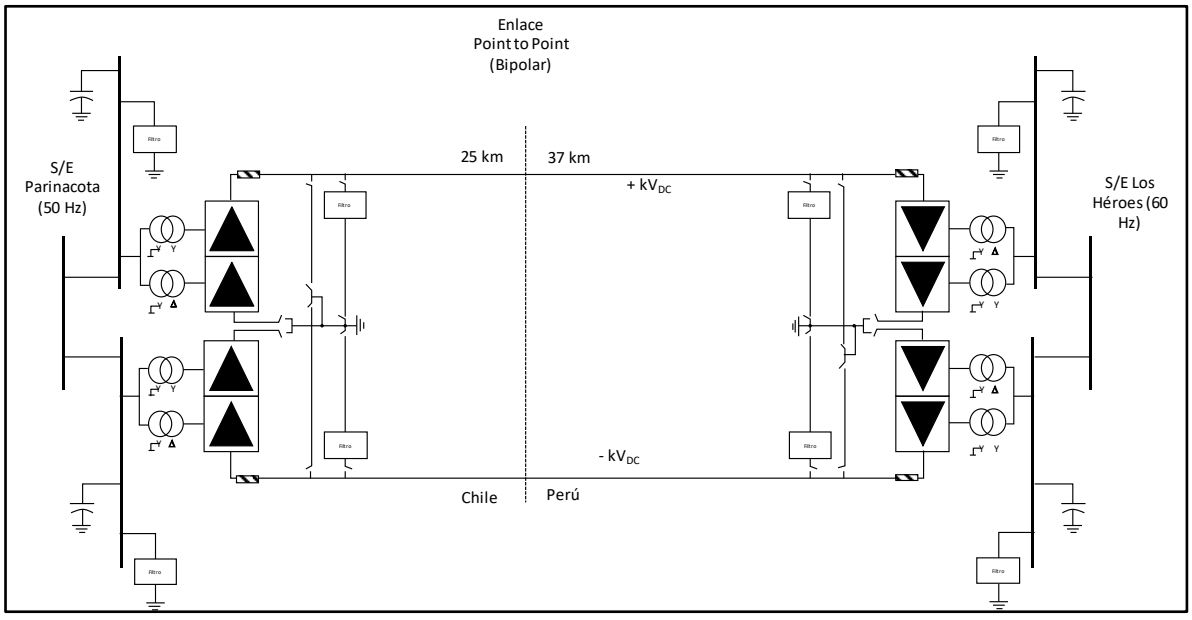


Figura 18 Esquema V: Punto a Punto Bipolar



Es importante señalar que, dada la corta distancia de separación entre ambas subestaciones en el esquema bipolar, podría ser adecuado prescindir de la instalación de nodos de puesta a tierra con posibilidades de soportar corrientes de retorno, puesto que el costo de dichos electrodos podría ser equivalente a la instalación de un retorno metálico en las estructuras. Esta condición únicamente es factible en líneas aéreas de tan corta longitud, pero es preciso indicar que no existen sistemas PTP con tan cortas distancias en líneas aéreas (no así en cables submarinos).

El análisis de confiabilidad se basó en el análisis de posibles modos de falla de cada uno de los macro-componentes que constituyen cada enlace, los cuales se señalan en la tabla N° 1.

Tabla 1 Macro-componentes de los enlaces HVDC

UBICACIÓN	COMPONENTE	BTB	PTP
Rectificador	Líneas AC	✓	
	Filtros AC	✓	✓
	Compensación	✓	✓
	Transformadores	✓	✓
	Válvulas	✓	✓
	Reactor de Alisamiento	✓	✓
	Filtros DC		✓
Línea DC	Línea de Transmisión		✓
Inversor	Filtros DC		✓
	Reactor de Alisamiento	✓	✓
	Válvulas	✓	✓
	Transformadores	✓	✓
	Compensación	✓	✓
	Filtros AC	✓	✓
	Líneas AC	✓	

Esta evaluación se realizó mediante un modelo genérico para cada una de las configuraciones, utilizando simulación de MonteCarlo y los parámetros de disponibilidad que se muestran a continuación para cada uno de los equipos, que se suponen iguales en todos los esquemas. Los parámetros señalados a continuación se refieren al número de fallas esperadas por año para cada componente (tasa de falla), al tiempo medio de reparación (MTTR por sus siglas en inglés de "*mean time to restore*") y al número de veces que se des-energiza un equipo y se pone a disposición para su mantenimiento. El MTTR asociado con la tasa de falla se refiere al tiempo medio de reparación después de la falla y el segundo MTTR se refiere al tiempo medio de restauración del equipo después de las labores de mantenimiento preventivo.

Los valores utilizados provienen de estimaciones propias del consultor basado en bibliografía de CIGRÉ, EPRI y experiencias de empresas eléctricas con instalaciones de filtros y líneas AC que pueden ser adoptadas para la presente evaluación.

Líneas AC:

Tasa de falla:	0,74 fallas/100 km-año
MTTR:	24 horas / falla
Tasa de salida x Mtto:	2 salidas / año
MTTR:	8 horas / salida

Líneas DC:

Tasa de falla:	0,96 fallas/100 km-año
MTTR:	24 horas / falla
Tasa de salida x Mtto:	2 salidas / año
MTTR:	8 horas / salida

Compensación y Filtros AC:

Tasa de falla: 0,0794 fallas /año
MTTR: 9,3 horas / falla
Tasa de salida x Mtto: 2 salidas / año
MTTR: 8 horas / salida

Filtros DC:
Tasa de falla: 0,051 fallas / año
MTTR: 7,9 horas / falla
Tasa de salida x Mtto: 2 salidas / año
MTTR: 8 horas / salida

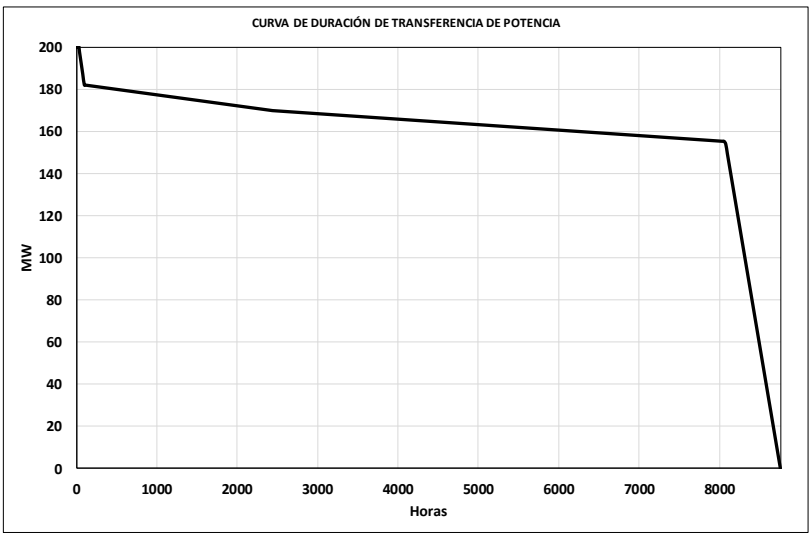
Reactor de Alisamiento:
Tasa de falla: 0,013 fallas / año
MTTR: 96 horas / falla
Tasa de salida x Mtto: 2 salidas / año
MTTR: 8 horas / salida

Transformadores Convertidores:
Tasa de falla: 0,024 fallas / año
MTTR: 96 horas / falla
Tasa de salida x Mtto: 2 salidas / año
MTTR: 8 horas / salida

Estación Conversora:
Tasa de falla: 1,41 fallas / año
MTTR: 4 horas / falla
Tasa de salida x Mtto: 2 salidas / año
MTTR: 8 horas / salida

Para complementar el análisis, se utilizó un modelo de una curva de duración de carga, que se refiere a la transferencia de potencia por la interconexión, para lo cual se supuso una curva como la mostrada en la figura N° 19, partiendo de una demanda máxima de 200 MW y un factor de carga de 80%, el cual coincide con los resultados de los estudios energéticos descritos en el capítulo 6

Figura 19 Curva de Carga de Referencia para la Interconexión



La construcción de esta curva se basa en la suposición de 8.760 valores de potencia de transferencia (que representan el promedio horario de potencia transferida a través del interconector, independientemente de la dirección de la transferencia) tales qué, el valor máximo se corresponda con la capacidad máxima de la interconexión de 200 MW y el área debajo de la curva corresponda con una energía total equivalente anual de 1.402 GWh, lo que correspondería a un factor de carga de 80%. Es importante señalar que el estudio realizado sobre la operación interconectada de ambos países arroja un factor de carga de la interconexión de aproximadamente 90% en promedio, por lo que el valor asumido es aceptable para los análisis siguientes.

De acuerdo con el modelo de evaluación descrito, se obtuvieron los valores de esperanza de energía no transferida y de disponibilidad de cada uno de los esquemas de interconexión, cuyos resultados se muestran en la tabla N° 2.

Tabla 2 Evaluación de la Confiabilidad de las Alternativas Analizadas

ESQUEMA	OPCIÓN	CONFIGURACIÓN HVAC	CONFIGURACIÓN HVDC	DISPONIBILIDAD (%)	EENT (GWH/año)
Back to Back	**I**	1 Línea AC	**Monopolar**	98,13%	32,78
	II		**Bipolar**	98,43%	27,46
	III	2 Líneas AC	**Bipolar**	98,82%	20,80
Point to Point	**IV**		**Monopolar**	97,77%	39,00
	V		**Bipolar**	98,26%	30,52

En cualquiera de los esquemas mostrados puede observarse que la configuración bipolar es la que mejor desempeño muestra desde el punto de vista de confiabilidad. La configuración de mayor confiabilidad la representa la opción Back to Back con dos líneas AC, seguida de la configuración Bipolar con una sola línea AC. La configuración BTB Bipolar con una sola línea AC tiene mejor desempeño, desde el punto de vista de confiabilidad, que la opción Bipolar Punto a Punto.

Como se observa entre los esquemas I y II, que son los esquemas que inicialmente se han pensado para esta interconexión bajo la modalidad Back to Back, la diferencia en el indicador de confiabilidad es de 0,3% y de 19,4% en términos de la esperanza de energía no transferida, en favor de la opción II sobre la opción I. Entre los esquemas Punto a Punto, la diferencia en el indicador de disponibilidad es de 0,49%, pero en términos de esperanza de energía no transferida esta diferencia alcanza el 27,8% en favor de la opción bipolar V.

Entre las opciones de configuración monopolar, el esquema Back to Back posee una esperanza de energía no servida 20,8% inferior a la opción Punto a Punto, demostrando la preferencia de esta opción en caso de configuraciones monopolares. En el caso de esquemas bipolares, la opción Back to Back (esquema II) presenta una esperanza de energía no servida 11,1% menor a la opción alternativa Punto a Punto (esquema V). En ambos casos, la opción Back to Back presenta mejores prestaciones de confiabilidad que la opción Punto a Punto.

Es importante destacar que en este tipo de análisis cuanto más realista sea la "curva de duración de transferencia de potencia" de la interconexión, más fidedigna será la evaluación de confiabilidad en cuanto a la esperanza de energía no transferida, que a la luz de los resultados obtenidos es un parámetro que permite una mejor diferenciación de las opciones que la simple disponibilidad de los esquemas. A partir de este análisis se realizó una evaluación cualitativa de atributos que permite jerarquizar las opciones de esquemas de interconexión, al menos a título indicativo.

Para comparar estas alternativas, se realizó una evaluación cualitativa multi-criterio para evaluar cinco atributos, a saber:

- Flexibilidad Operativa: Con este atributo se busca medir el grado de libertad para disponer de los equipos y maniobras de energización/des-energización.

- Capacidad Firme: Se busca evaluar la capacidad para permitir flujo de potencia en condición N-1 de algún equipamiento.

- Costo: Comparar las inversiones y gastos de O&M de manera relativa entre opciones.

- Expandibilidad: Mide la posibilidad y facilidad de realizar expansiones.

- Confiabilidad: Permite dar orden jerárquico a la evaluación realizada.

Cabe destacarse lo siguiente en relación a los criterios adoptados:

- El diseño de la interconexión se realizó respetando los criterios de seguridad y calidad vigentes en ambos países. Es decir, no hay alternativas que impliquen riesgo para la seguridad o calidad en los sistemas de ambos países.
- Las referencias a confiabilidad de la interconexión se refieren en consecuencia sólo a su disponibilidad, la cual finalmente tiene sólo un efecto económico, disminuir el comercio de electricidad. Este efecto económico, que fue posible valorizar una vez realizadas las simulaciones con el modelo SDDP, se debe evaluar frente al costo de la interconexión.
- En base al flujo de fondos de la Tabla 77 de este informe de primera etapa, el valor presente neto de los ahorros asociados a la interconexión es de 198 millones de USD (con 10% de tasa de descuento). Esto significa que un 1% de diferencia en confiabilidad tiene un valor económico de 1.98 millones de USD, valor que es sensiblemente menor al costo de capital de la interconexión. Esto justifica que se otorgue mayor peso al monto de la inversión que a la confiabilidad de la interconexión.
- Los otros aspectos considerados, flexibilidad operativa y expansibilidad también tienen un impacto económico, pero difícil de valorar en términos monetarios. Pero dificilmente puedan tener un valor elevado.
- Por lo tanto, entendemos que el costo de la interconexión es el principal elemento para seleccionar el esquema de la interconexión y debe tener prioridad

Con base en estas consideraciones, a estos atributos se le asignaron unos pesos relativos conforme a su importancia, donde el costo representa el atributo de mayor peso. En la tabla N° 3 se presentan los resultados de la evaluación cualitativa, en la cual se utilizó una escala de 1 al 5 para calificar cada atributo, donde 5 es la mejor calificación y 1 la peor.

Tabla 3 Evaluación Cualitativa de Atributos

ESQUEMA	OPCIÓN	CONFIGURACIÓN HVAC	CONFIGURACIÓN HVDC	Flexibilidad Operativa (15%)	Capacidad Firme (5%)	Costo (60%)	Expandibilidad (10%)	Confiabilidad (10%)	TOTAL (Base 5)
Back to Back	I	1 Línea AC	Monopolar	1	2	5	5	2	4,0
	II		Bipolar	3	3	4	3	4	3,7
	III	2 Líneas AC	Bipolar	5	5	1	2	5	2,3
Point to Point	IV		Monopolar	2	1	3	4	1	2,7
	V		Bipolar	4	4	2	1	3	2,4

A partir de los resultados cualitativos de la evaluación puede distinguirse que el esquema más adecuado para la interconexión lo representa el esquema Back to Back con una sola línea AC y en configuración monopolar, seguido del esquema Bipolar con similar configuración de línea AC. De los esquemas Punto a Punto, el mejor esquema es el monopolar.

Esta evaluación, al darle mayor preponderancia a los costos como atributo de evaluación, tiende a favorecer aquellas alternativas de configuración sencilla como la monopolar en cualquiera de sus dos versiones BTB o PTP. Bajo las ponderaciones establecidas, los resultados apuntan al siguiente orden jerárquico que los esquemas: I, II, IV, V y III, observándose una marcada diferencia entre las dos primeras opciones del resto. Es importante destacar que el criterio que subyace detrás de la preponderancia asignada al costo (tanto inversión, como O&M y pérdidas) de las opciones sobre otros atributos es que un sistema de transmisión, en estos niveles de tensión, es diseñado y construido bajo los más exigentes estándares técnicos de calidad, seguridad y eficiencia operativa, por lo tanto, se busca privilegiar aquellas opciones más económicas debido al impacto de los costos en los beneficios de la interconexión.

A partir de estos análisis, se propone continuar el proyecto de interconexión escogiendo los esquemas I y IV para el resto del desarrollo del estudio, dado que la contraparte contratante desea mantener la opción Punto a Punto como una opción de interconexión.

En relación al uso de otras tecnologías, el Consultor ha evaluado, en conjunto con un reconocido fabricante, la factibilidad de VSC. No se considera conveniente por cuanto no existen las condiciones que podrían hacer conveniente a dicha alternativa, pues el nivel de cortocircuito no es la única condición, ni la más importante por sí sola, para seleccionar esta tecnología más costosa y con menos experiencia práctica en sistemas de potencia.

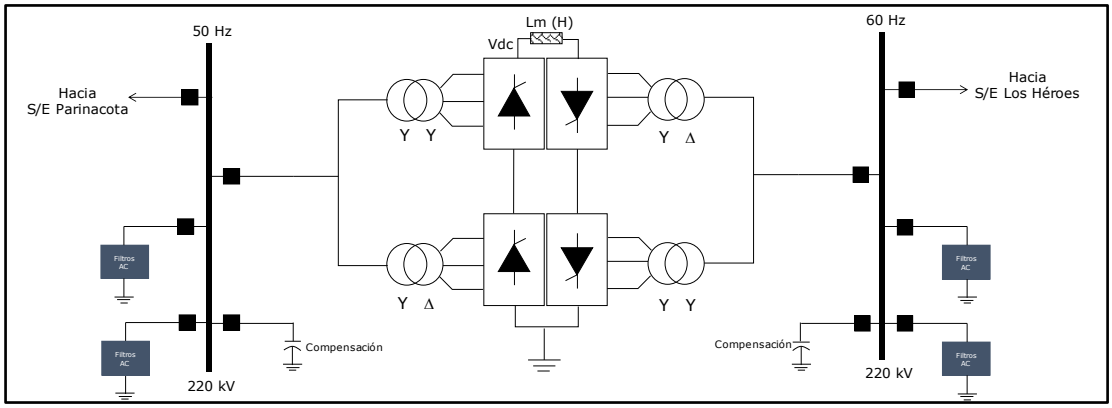
La tecnología VSC es una tecnología de mayores pérdidas y mayores costes de inversión, por lo que no redundaría en beneficios ante una alternativa técnicamente factible como la LCC o la CCC.

Es importante destacar que, en cualquiera de los casos, no conviene que los problemas de regulación de tensión, propios de un sistema con unas características topológicas como las del norte chileno, pretendan solventarse con la capacidad de regulación de la interconexión HVDC (en cualquiera de sus alternativas tecnológicas), pues dicha presunción restaría flexibilidad operativa al sistema eléctrico, dado que las capacidades de regulación estarían supeditas a la operación del enlace y a los niveles de transferencia.

4.4 Diseño Conceptual del Sistema Back to Back

Como se ha determinado anteriormente, el diseño de la interconexión mediante un enlace HVDC en configuración Back to Back se realizará mediante una configuración monopolar y una sola línea AC de interconexión entre las estaciones conversoras y las subestaciones AC Parinacota en Chile y Los Héroes en Perú. Un esquema simplificado de esta configuración puede apreciarse en la figura N° 20.

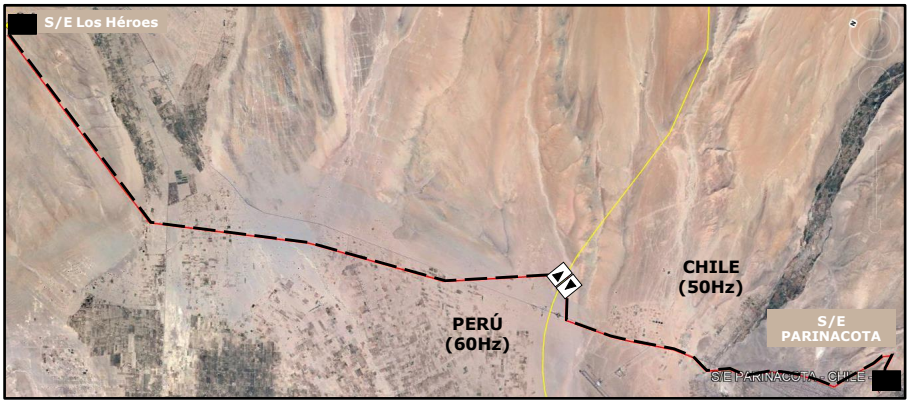
Figura 20 Esquema de Interconexión Back to Back Monopolar



Si bien este esquema es simplificado permite identificar los principales componentes, tales como estaciones conversoras, transformadores conversores, filtros, compensación, y reactor de alisamiento. Es importante destacar que los fabricantes suelen desarrollar este tipo de esquemas con una variante denominada midpoint grounded monopolar scheme, en la cual se colocan a tierra los puentes conversores de 6 pulsos. Sin embargo, para los efectos de este estudio su consideración no aporta mayores diferencias.

De acuerdo con el análisis previo del corredor de transmisión, la figura N° 21 muestra una vista satelital donde se aprecia el corredor de líneas AC entre las subestaciones AC y las estaciones conversoras, así como la localización de éstas.

Figura 21 Vista satelital del esquema Back to Back



Los sistemas Back to Back son muy comunes a nivel mundial y existe una importante experiencia acumulada de su operación.

En algunos casos, como el presente, donde el sistema permite la interconexión de dos redes de diferentes frecuencias los fabricantes han desarrollado diseños que permiten minimizar los equipos de reserva más importantes, tales como los transformadores de las estaciones conversoras. En estos diseños, el sistema es diseñado con un solo transformador de reserva que puede ser utilizado indistintamente en ambos extremos de las estaciones conversoras. Para este proyecto, donde ambas redes AC operan con distintas frecuencias, pero con tensiones AC iguales (220 kV), este tipo de diseño supondría un ahorro.

En la tabla N° 4 se muestra un resumen de algunos de los sistemas Back to Back operativos en el mundo y que nos servirán para aproximarnos a nuestro diseño.

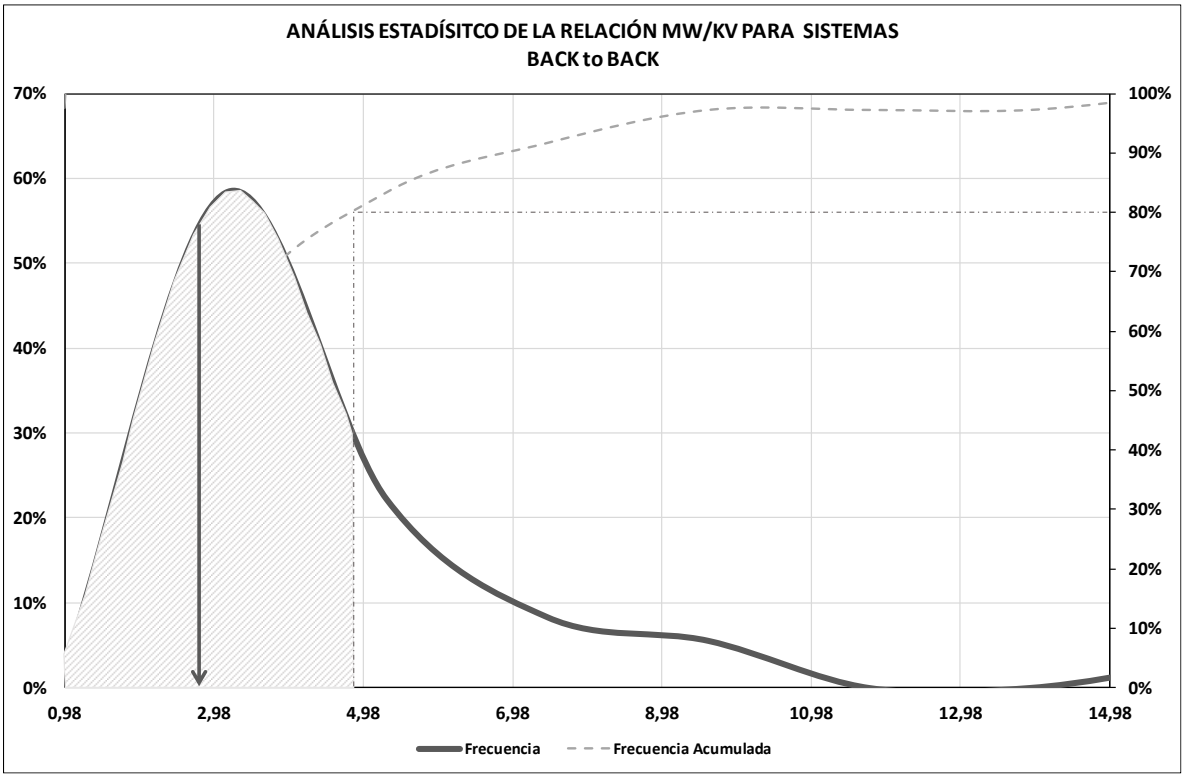
Tabla 4 Algunos Sistemas Back to Back del Mundo

PROYECTO	POTENCIA (MW)	TENSION (kV)	LOCALIZACIÓN
EEL RIVER	320	±80	CANADA
SHIN-SHINANO 1	300	125	JAPAN
SHIN-SHINANO 2	300	125	JAPAN
DAVID A. HAMIL	100	±50	U.S.A
ACARAY	50	±25.6	PARAGUAY-BRAZIL
EDDY COUNTY	200	82	U.S.A.
CHATEAUGUAY	500	140.6	CANADA-U.S.A.
	500	140.6	
OKLAUNION	200	82	U.S.A
BLACKWATER	200	57	U.S.A.
HIGHGATE	200	±56	U.S.A.
MADAWASKA	350	130.5	CANADA
MILES CITY HVDC SYSTEM (MCCS)	200	82	U.S.A
BROKEN HILL	40	2x17 (±8.33)	AUSTRALIA
VIRGINIA SMITH	200	50	U.S.A
VINDHYACHAL	500	2x69.7	INDIA
	500		
McNEILL	150	42	CANADA
SAKUMA	300	±125	JAPAN
URUGUAIANA	50	15	BRAZIL-ARGENTINA
WELSH	600	162	U.S.A
CHANDRAPUR-RAMAGUNDUM	1000	2x205	INDIA
VISAKHAPATNAM	500	205	INDIA
MINAMI-FUKUMITZU	300	125	JAPAN
VIZAG 1	500	205	INDIA
VIZAG 2	500	±88	INDIA
GARABI 1	1100	±70	ARGENTINA-BRAZIL
GARABI 2	2000	±70	ARGENTINA-BRAZIL
RIVERA	70	20	URUGUAY-BRAZIL
HIGASHI-SHIMIZU	300	125	JAPAN
SASARAM	500	205	INDIA
RAPID CITY TIE	200	±13	U.S.A.
LAMAR	211	±63	U.S.A
OUTAOUAIS	1275	175	CANADA
AL FADHILI	3x 600	3x222	SAUDI ARABIA

Si bien cada uno de estos sistemas tiene sus propias peculiaridades de diseño, entre las que destaca que algunos sistemas están constituidos por cables y que otros corresponden con sistemas de interconexión entre redes de distinta frecuencia, resulta provechoso desde el punto de vista orientativo analizar la relación que existe entre los MW nominales de diseño y los valores de tensión utilizados.

Mediante un simple análisis estadístico, se puede observar que el 80% de los enlaces señalados poseen un ratio MW/kV inferior a 4,21 (kV referidos a la tensión entre polos en sistemas bipolares o polo a tierra en casos monopolares), ello indica que para un sistema de 200 MW es de esperar que la tensión de operación esté por encima de los 48 kV. La figura N° 22 muestra una gráfica de la distribución de frecuencias correspondiente a este indicador.

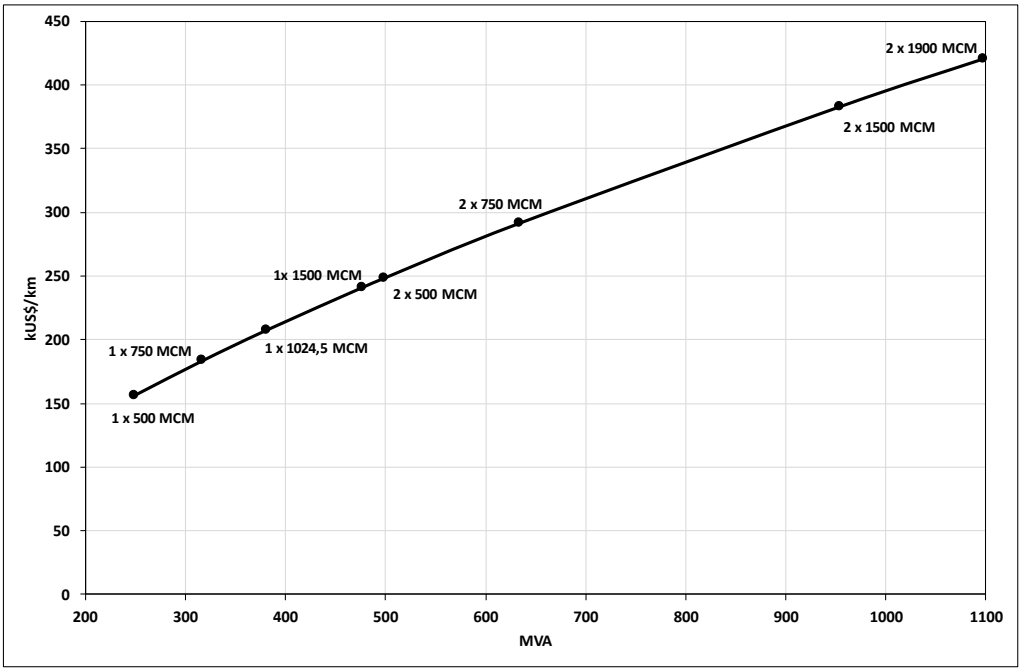
Figura 22 Relación MW/kV para enlaces Back to Back



Del 80% de la muestra se obtiene un promedio ponderado del indicador de 2,59 MW/kV. Ello implica que en el diseño objeto de este estudio es de esperar que, siendo la potencia transmitida de 200 MW, el voltaje de diseño para un enlace monopolar estaría en el orden de unos 77 kV. Sin embargo, como ya se mencionó, dadas las particularidades de cada diseño este nivel de tensión debe verse a título indicativo.

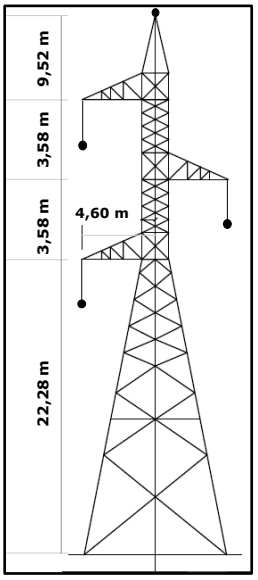
Dado que en este tipo de enlace las líneas AC, que interconectan las estaciones conversoras y las subestaciones AC de cada sistema, son consideradas parte del mismo sistema de interconexión, la selección del calibre de conductor de estas líneas debe incluirse dentro del proceso de optimización del enlace en su conjunto. Para tal fin, se ha desarrollado una función de costos de construcción de líneas AC, a 220 kV, en función del calibre del conductor (directamente relacionada con la potencia térmica de dichas líneas), la cual se muestra en la siguiente figura N° 23. El conductor seleccionado para este tipo de líneas es el ACAR, dado que es un conductor ampliamente utilizado por ambos países y presenta excelentes características de resistencia a la corrosión para ambientes cercanos a zonas marinas y desérticas como el caso bajo estudio.

Figura 23 Costos de Construcción Líneas AC a 220 kV (ACAR)



El tipo de torre a utilizar para el diseño de esta línea de transmisión es el correspondiente a torres de celosía auto soportada de acero galvanizado, de una sola terna por torre, en configuración triangular con cable de guarda, tal y como se muestra en la figura N° 24.

Figura 24 Torre de Celosía Línea AC



Estos costos están basados en referencias internacionales actualizadas y en ellos se incluye los costos de materiales, montaje, ingeniería y gestión del proyecto. De manera conservadora se incluirá un factor de corrección de costos debido a las pendientes del terreno, en los tramos

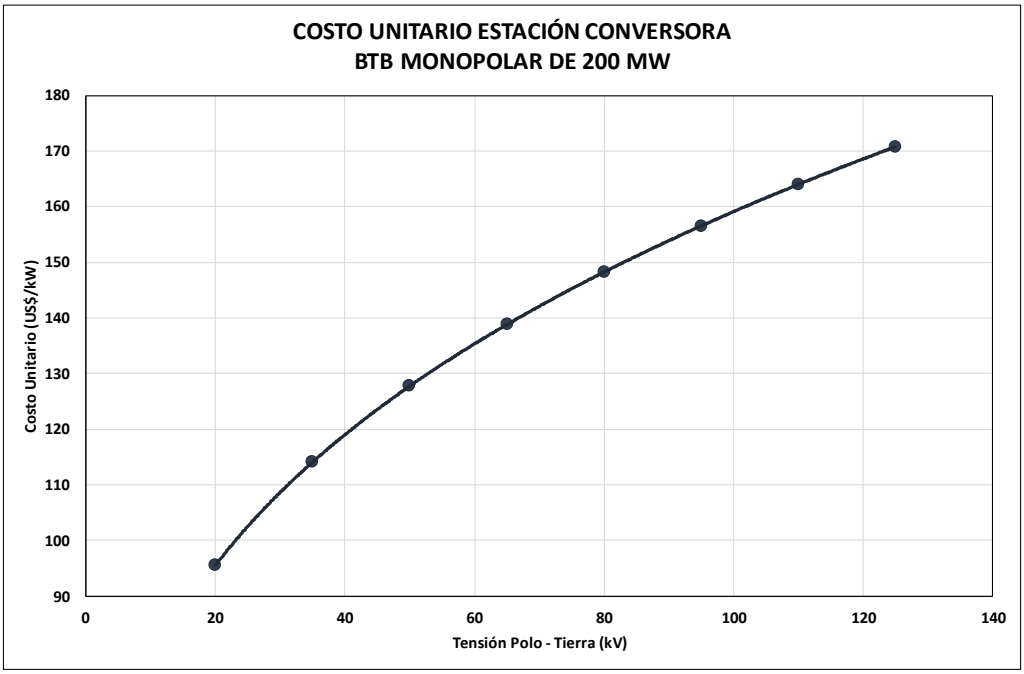
más significativos de cada lado de la interconexión, las cuales impactan el diseño estructural y los vanos de la línea de transmisión. Este factor de corrección se basa en los siguientes factores de ajuste por pendiente del terreno:

Terreno Plano: 1
Terreno Leves Ondulaciones: 1,1
Terreno Escarpado: 1,8
Terreno Zona Montañosa: 2,5

De acuerdo con los análisis realizados en la definición del corredor de transmisión, se ha identificado que en el lado chileno el 30% de corredor lo constituye una zona con terreno escarpado, otro 30% con terreno de pendiente moderada y el 40% restante, constituido por terreno con escasa pendiente, resultando en un factor promedio de corrección de 1,27 (0,3*1,8+0,3*1,1+0,4*1). Por el lado peruano se ha identificado que el 35% del terreno lo constituye una zona de pendiente importante (escarpado) y el restante 65% es relativamente plano, lo que arroja un factor de corrección de 1,28. Con estas consideraciones se establece un factor de corrección para ambos extremos de 1,28.

El siguiente costo de inversión importante a considerar en el diseño optimizado del enlace HVDC es el correspondiente a las estaciones conversoras, en este caso incluyen los equipamientos AC y DC correspondientes a filtros, puestas a tierra, equipos de protección, maniobra y control, reactores de alisamiento, válvulas conversoras, transformadores de estaciones conversoras y equipos de repuesto. Igualmente, se incluyen los costos de ingeniería, construcción y gestión del proyecto. Siguiendo las recomendaciones de CIGRE y en función de las experiencias recientes con fabricante reconocido en el área se estimó la siguiente curva de costos unitarios de inversión para un esquema monopolar de 200 MW en configuración Back to Back, en función del voltaje de operación, la cual se muestra en la figura N° 25.

Figura 25 Costos Unitarios de Esquema Back to Back de 200 MW



Adicionalmente, se considerarán los costos de inversión asociados a los interruptores de las estaciones conversoras asociados con las líneas AC y los costos de los interruptores en las subestaciones Parinacota y Los Héroes. En principio, se supondrá que estas subestaciones son

ampliables y que la incorporación de un interruptor adicional no modificará los esquemas de barra previstos en cada subestación para el momento de la interconexión. La instalación de cada interruptor a 220 kV tendrá un costo de aproximadamente 2,0 MM US$.

En este sentido, la incorporación del enlace HVDC Back to Back monopolar supondrá unos costos fijos, debido a la interconexión con las subestaciones receptoras, de 8,0 MM US$ debido a la ampliación de las subestaciones Parinacota y Los Héroes (2,0 MM US$ por cada interruptor), además de los interruptores AC en cada extremo de las estaciones conversoras (2,0 MM US$ por cada interruptor), para la incorporación de las llegadas de líneas AC.

Evidentemente estos costos son a título orientativo y ajustables, por cuanto se está suponiendo que ambas subestaciones son ampliables y muy parecidas, aunque podrían variar una vez se tenga detalle de las configuraciones previstas en cada subestación para el momento de construcción de la interconexión.

EL paso siguiente es la optimización Técnico-Económica. El objetivo de la misma es lograr identificar los valores de aquellos parámetros de diseño que hace que el interconector opere de manera óptima desde el punto de vista económico. Para ello, se establecerán las siguientes variables de diseño:

- Tensión DC de la estación monopolar Back to Back: KV_{DC}
- Número de conductores por fase y calibre del conductor en líneas AC: n, MCM
- Potencia del enlace: 200 MW

La optimización del diseño se realizó mediante la minimización de los costos asociados con: Inversión, Operación y Mantenimiento (O&M) y Pérdidas de Energía por efecto joule. Para ello se diseñó un modelo de hoja de cálculo donde se incluye un modelo para el dimensionamiento del enlace DC correspondiente, mediante la definición de variables tales como la tensión del enlace, potencia nominal, niveles de cortocircuito, tolerancia de la tensión de operación AC de las barras de conmutación, ángulos nominales de disparo, extinción y conmutación de las válvulas, impedancia nominal de transformadores, etc.

Asimismo, el modelo está compuesto por las curvas de costo de los enlaces (para una capacidad fija de transferencia de 200 MW) que están en función de la tensión nominal, de las curvas de costo de las líneas de transmisión, que a su vez dependerán de la sección transversal total del conductor de fase (o polo, según sea el caso) y del cálculo de los costos de pérdidas resultantes de las pérdidas de potencia del enlace (en función de los parámetros de diseño resultantes de los cálculos correspondientes previos) y de las pérdidas de potencia de las líneas de transmisión, que serán dependientes de la corriente que circula por las líneas y de la resistencia equivalente a la sección transversal seleccionada.

La hoja de cálculo utiliza la sumatoria de las anualidades equivalentes de los costos correspondientes con la inversión en los sistemas AC (líneas y costos de equipos de conexión a subestación), la inversión del sistema DC correspondiente, los costos de operación y mantenimiento anual de las infraestructuras (el cual se supuso como un % de las inversiones iniciales) y los costos equivalentes de las pérdidas anuales de energía, suponiendo una transferencia de potencia promedio por el enlace.

Para el cálculo de estas anualidades se supuso una vida útil de la interconexión de 25 años, una tasa de actualización del 7% y un costo de pérdidas de 50 US$/kWh.

El Consultor programó una subrutina de optimización, utilizando las capacidades del SOLVER de la hoja de cálculo, en la cual se busca minimizar el costo anual total equivalente (compuesto por los conceptos señalados en el párrafo anterior), modificando las variables: tensión del

enlace DC, número de conductores por fase de la línea de transmisión (sea esta DC o AC según corresponda) y calibre del conductor.

Las condiciones de borde utilizadas fueron:

- 0 kV$\leq$ kV_{DC} $\leq$ 150 kV
- 1 $\leq$ n $\leq$ 2
- 400 MCM $\leq$ MCM $\leq$ 1600 MCM
- I_{thy} $\leq$ 4.500 A

Respecto a las condiciones económicas y otros, se adoptaron los siguientes valores:

Vida útil del proyecto: 25 años	Tasa de Actualización: 7%
Costo anual de O&M: 2,7 % de la Inversión	Factor de Carga: 80%
Factor de Pérdidas: 69,5%	Costo de Pérdidas: 50 US$/MWh

Costos de inversión Líneas AC: Es una función de costo que depende del número de conductores por fase y del calibre (MCM) de cada conductor, de acuerdo con figura N° 23.

$$CLac = MVA^{\alpha} * e^{(a+Nb)}$$ en US$/km

Donde:

$MVA = f(n, MCM, N)$ en MVA como capacidad nominal (térmica) de la línea

Siendo:

N: Número de circuitos por torre	α=0,667
n: Número de conductores por fase	a=15,232
MCM: Calibre del conductor	b= -0,047

Costos de inversión estación conversora: Es una función de costo que depende del voltaje del enlace y su capacidad nominal, de acuerdo con la figura N° 25.

$$CEdc = K1 * kVpt^{\beta} * kW^{\gamma}$$ en US$/kW

Donde:

K1=8.242,36	kVpt= Voltaje polo – tierra (kV)	kW: Capacidad (kW)
β=0,317	γ=-0,443	

Para este diseño se ha considerado el uso de tiristores con características similares al tiristor marca ABB 5STP 27Q8500, con las siguientes características técnicas:

V_{DRM}=8500 V $I_{T(rms)}$=4132 A V_{To}=1,09 V r_T=0,42 mΩ

La corriente rms que atraviesa cada válvula es equivalente a $\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * Id$, o sea 0.816*Id. Esta corriente se limitará a un valor máximo del 80% de $I_{T(rms)}$, es decir a 3.300 A. De igual forma, la corriente máxima de cortocircuito de los tiristores se asumió en 30 kA.

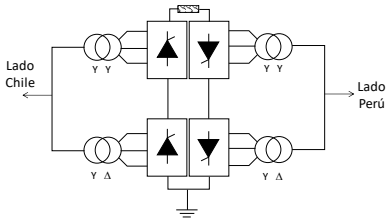
El modelo de optimización fue diseñado para simular las condiciones operativas de un enlace típico Back to Back, con las ecuaciones propias de este tipo de arreglos y asumiendo algunas consideraciones generales de los fabricantes. Como resultado, los parámetros de diseño de este sistema pueden apreciarse en la tabla N° 5.

Algunas asunciones fueron consideradas con respecto a los niveles de cortocircuito en los puntos de interconexión AC de las estaciones conversoras. En este caso se consideró el mismo nivel de cortocircuito a ambos lados del sistema Back to Back de 400 MVA, a objeto de presumir la existencia de una red débil en ambos lados del sistema (SCR=2).

Asimismo, y por recomendaciones de fabricantes, se asume que los transformadores de las estaciones conversoras serán del tipo trifásico de tres arrollados, con un solo transformador de reserva, utilizable en cualquiera de los lados que sea requerido. En primera instancia se ha supuesto un valor de 40 mH para el reactor de alisamiento, el cual podrá ser corroborado al final de la etapa de diseño.

Los resultados de este diseño deben ser probados de manera exhaustiva mediante los estudios de red, a objeto de identificar requerimientos adicionales en las redes AC mediante el análisis de distintos escenarios de intercambio, de despacho y condiciones de la red de transmisión. Muy importante, para completar el diseño, es el análisis de conexión/desconexión de los bancos de compensación y filtros de las estaciones conversoras y su impacto en las excursiones de tensión del lado AC de cada país, lo cual podría arrojar la necesidad de instalación de sistemas automáticos de compensación reactiva, cuyo diseño y estimación dependerá del análisis exhaustivo de las condiciones operativas, como se mencionó anteriormente.

Tabla 5 Resumen del Diseño Back to Back

Tipo de Enlace HVDC			BACK TO BACK		
Configuración	Monopolar				
Potencia Nominal del Enlace	200 MW				
Tensión Nominal del Enlace	50,0 kV				
Corriente Nominal del Enlace	4.000 A				
Estación Conversora I	CHILE				
Estación Conversora II	PERÚ				
Parámetro de Diseño	**Estación I**	**Estación II**	**Parámetro de Diseño**	**Estación I**	**Estación II**
Frecuencia Nominal	50,0 Hz	60,0 Hz	Tipo de Unidades Transformadoras	Trifásicas de Tres Arrolados	
Tensión Nominal AC lado de Línea	220,0 kV	220,0 kV	Voltaje Nominal Primario (VLn Y)	127,0	127,0
Tensión Nominal AC lado Estaciones Convertidoras	20,76 kV	20,76 kV	Voltaje Nominal Secundario (VLn Y)	11,99	11,99
Tolerancia de Voltage Sistema AC	+ / - 7%	+ / - 7%	Voltaje Nominal Secundario (VLL Δ)	20,76	20,76
MVA cc	400 MVA	400 MVA	Capacidad (Primario)	237 MVA	237 MVA
φ_{cc}	87,0 °	87,0 °	Zcc	12,8%	12,8%
Compensación + Filtros	106 MVAr	106 MVAr	Cambiador de Tomas	Lado de Alta: +12 / -7	Lado de Alta: +12 / -7
Número de Puentes de 6 pulsos por estación	2	2		1,25%	1,25%
UdioR (DC)	28,0 kV	28,0 kV	Reactor de Alisamiento	1 x 40 mH	
α_N	17,0 °	17,0 °	μ_N	16,2 °	16,2 °
γ_N	20,0 °	20,0 °			

Adicionalmente, la optimización del diseño estableció que las líneas aéreas Parinacota – Frontera y Los Héroes Frontera estén constituidas por 1 conductor por fase, ACAR, calibre 1.400 MCM.

La evaluación económica de esta primera aproximación al diseño arroja una inversión inicial total de unos 57,4 millones de US$, discriminados según se observa en la tabla N° 6. Como puede observarse en la referida tabla, casi el 52% de la inversión estaría destinada a la estación Back to Back, mientras que el 33% restante lo constituirían las líneas AC de interconexión a las subestaciones Parinacota y Los Héroes. Los costos asociados con los interruptores de línea de entrada a las estaciones conversoras están considerados dentro del renglón «Estaciones Conversoras», mientras que los interruptores asociados con las subestaciones Parinacota y Los Héroes están discriminados como «Adecuación de Subestaciones Receptoras».

Tabla 6 Estimación de Inversión para Sistema Back to Back

		ESTACIÓN BACK TO BACK (+ 50 kV)	
INVERSIÓN SISTEMA AC/DC	Estaciones Conversoras	29,54 MMUS$	51,5%
	Líneas AC	18,64 MMUS$	32,5%
	Línea DC	-	-
	Sub Total	48,19 MMUS$	83,9%
OTRAS INVERSIONES	Adecuación de Subestaciones Receptoras	4,00 MMUS$	7,0%
	Contingencia (10%)	5,22 MMUS$	9,1%
	Sub Total	9,22 MMUS$	16,1%
INVERSIÓN ESTIMADA		57,41 MMUS$	

El costo anual equivalente de esta interconexión asciende a 7,6 MMUS$/año, el cual se discrimina en la tabla N° 7, donde se aprecia que el componente de inversión alcanza el 65% del costo anual equivalente, seguido de las pérdidas de energía que ascienden al 20% y por último los costos de O&M de 15% aproximadamente.

Tabla 7 Costo Anual Equivalente del Sistema Back to Back

COSTO ANUAL EQUIVALENTE		%
Inversión	4,9 MMUS$	65,1%
Operación y Mantenimiento (2,7% Lineas AC y DC y 1,5% Est. HVDC)	1,2 MMUS$	15,3%
Costo Pérdidas de Energía	1,5 MMUS$	19,6%
COSTO TOTAL EQUIVALENTE	7,6 MMUS$	100,0%

La tabla N° 8 muestra un detalle de las pérdidas asociadas con el sistema AC y DC del enlace.

Tabla 8 Pérdidas Joule en Enlace Back to Back

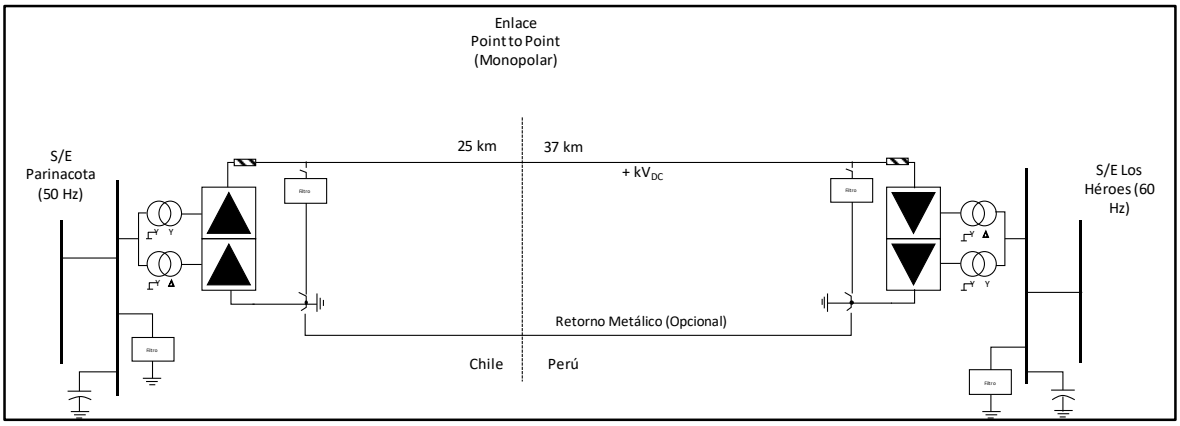
	ESTACIÓN BACK TO BACK (+ 50 kV)	
Pérdidas HVDC	**2,11 MW**	**1,06%**
Pérdidas HVAC	**2,75 MW**	**1,38%**
Sub Total	**4,86 MW**	**2,43% ***
Pérdidas Anuales de Energía	**29,61 GWh/año**	
Valor Económico de las Pérdidas (50 US$/MWh)	**1,48 MMUS$ / año**	

* Base de 200 MW del interconector

4.5 Diseño Conceptual del Sistema Punto a Punto

Tal y como se determinó en el análisis de confiabilidad y evaluación de atributos de las opciones de interconexión, el diseño para el esquema Punto a Punto se realizará mediante una configuración monopolar y una línea de transmisión DC con retorno metálico. Un esquema simplificado de esta configuración puede apreciarse en la figura N° 26.

Figura 26 Esquema Simplificado del Sistema Punto a Punto

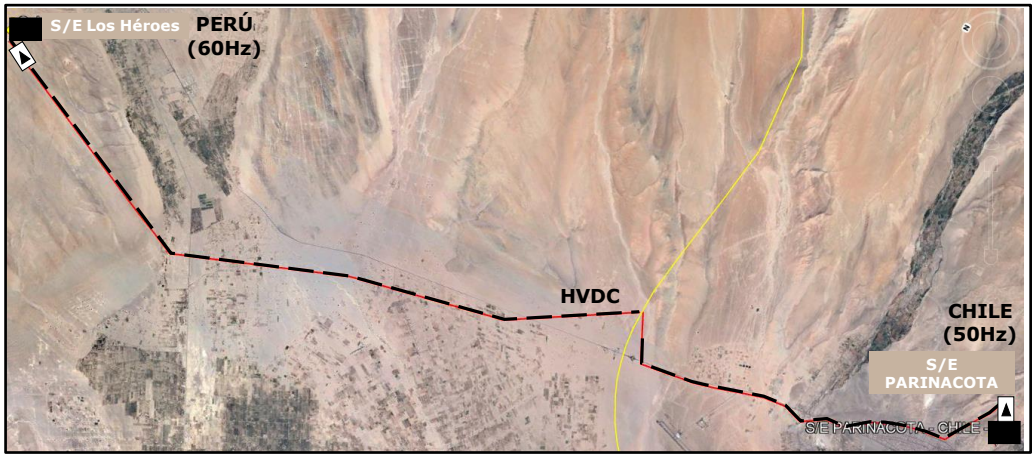


Si bien este esquema es simplificado permite identificar los principales componentes, tales como estaciones conversoras, transformadores conversores, filtros, compensación, y reactor de alisamiento. Usualmente los sistemas Punto a Punto de cortas distancias están destinados a sistemas cuyos enlaces DC están constituidos por cables y por lo general, el retorno es no metálico. En los sistemas PTP constituidos por líneas de transmisión lo común es encontrar grandes distancias que separan los puntos de interconexión, con lo cual los sistemas son desarrollados para tensiones superiores a los 300 kV, generalmente en configuraciones bipolares por razones de economía y confiabilidad.

En esta oportunidad se decantó por la utilización del retorno metálico pues dadas las relativas cortas distancias que separan a las estaciones conversoras y los costos asociados a los electrodos de puesta a tierra, podría ser ventajoso usar este esquema por razones económicas. La línea DC de un sistema monopolar es la más sencilla de las líneas de este tipo de sistemas, pero con la incorporación del retorno metálico se requerirá una ménsula adicional para el soporte del conductor de retorno, aunque sin componentes de aislamiento como en el caso de los conductores del polo.

De acuerdo con el análisis previo del corredor de transmisión, la figura N° 27 muestra una vista satelital donde se aprecia el corredor de la línea DC entre las estaciones conversoras ubicadas en las adyacencias de las subestaciones Parinacota y Los Héroes

Figura 27 Corredor de Línea HVDC para Sistema Punto a Punto



Los sistemas Punto a Punto son los más comunes a nivel mundial y existe una importante experiencia acumulada de su operación.

A diferencia del caso de las estaciones Back to Back, usualmente estos sistemas son provistos con sus unidades transformadores de reserva ubicadas en cada estación conversora. Sin embargo, dada la bi-direccionalidad esperada en la transmisión de potencia y que ambas redes AC son de igual tensión (220 kV), existe la posibilidad de que los fabricantes puedan construir una unidad de reserva dual, que pueda ser utilizada en cualquiera de los extremos de la interconexión, aprovechando así las ventajas económicas del esquema.

En la tabla N° 9 se muestra un resumen de algunos de los sistemas Punto a Punto operativos en el mundo y que nos servirán para aproximar el diseño.

Tabla 9 Algunos Esquemas Punto a Punto Operativos

PROYECTO	MW	kV	km	LOCALIZACIÓN
PACIFIC INTERTIE EXPANSION	3100	±500	1362	U.S.A
NELSON RIVER 1	1854	±463	890	CANADA
INGA-SHABA	560	±500	1700	ZAIRE
ITAIPU 1	3150	±600	807	BRAZIL
INTERMOUNTAIN POWER PROJECT (I.P.P.)	1920	±500	785	U.S.A.
DES CANTONS-COMFERFORD	690	±450	172	CANADA-U.S.A.
QUEBEC-NEW ENGLAND	2250	±450	1500	CANADA-U.S.A.
GESHA (GEZHOUBA-SHANGHAI)	1200	±500	1046	CHINA
RIHAND-DELHI	1500	±500	814	INDIA
CHANDRAPUR-PADGHE	1500	±500	736	INDIA
TIAN-GUANG	1800	±500	960	CHINA
EAST-SOUTH INTERCONNECTOR	2000	±500	1400	INDIA
THREE GORGES-CHANGZHOU	3000	±500	860	CHINA
GUI-GUANG	3000	±500	936	CHINA
CAPRIVI LINK	300	350	950	NAMIBIA
LEYTE - LUZON	440	350	451	FILIPINAS

Al igual que en el caso Back to Back, la determinación de los costos de este enlace dependerá de la definición de algunos parámetros del sistema, tales como la potencia nominal, el nivel de tensión y las pérdidas.

Al igual que en el caso anterior, es necesario realizar un modelo de optimización que permita identificar los principales componentes del enlace y sus costos asociados. Como se mencionó anteriormente, este diseño estará provisto de una línea de transmisión con retorno metálico, por lo que se requerirá realizar algunos ajustes a las funciones de costo para tomar la previsión del cambio de configuración.

Para efectos prácticos se ha desarrollado un cálculo de factores de corrección de costos a efectos de realizar una estimación de costos de líneas DC en función del costo de una línea AC de capacidad equivalente. Dichos factores de corrección se aplican principalmente a los componentes fundamentales que se impactan por ser una línea DC, tales como: herrajes y aisladores, conductores, torres, fundaciones y montaje principalmente. El objetivo de esta aproximación es poder usar una función de costos para poder utilizarla en el proceso de optimización. La tabla N° 10 muestra un ejemplo de los costos asociados a líneas DC para distintos niveles de tensión.

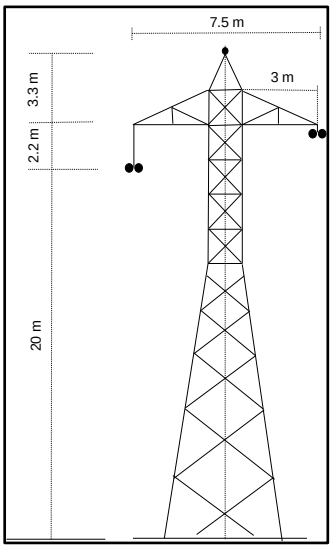
Tabla 10 Monopolar con Retorno Metálico

kV polo - tierra	N° cpf	MCM	HVDC Costo Unitario (kUS$/km)
80	1	750	59
	1	1200	72
	2	1200	114
120	1	1200	94
	2	750	124
	2	1200	149
160	1	1200	114
	2	1200	181

El tipo de torre a utilizar para el diseño de esta línea de transmisión es el correspondiente a torres de celosía autosoportada de acero galvanizado, con dos ménsulas, en configuración horizontal, con cable de guarda, tal y como se muestra, a título indicativo, en la figura N° 28.

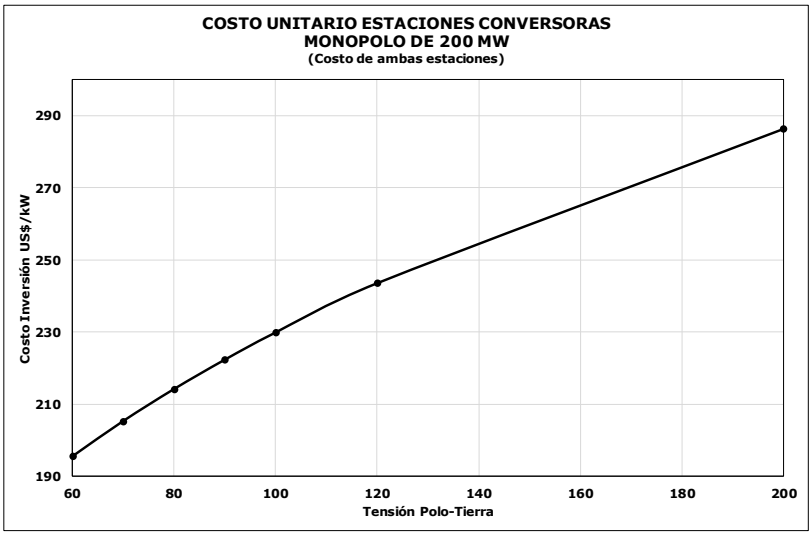
En este modelo se ha ejemplificado una línea de transmisión HVDC monopolar con retorno metálico. El retorno metálico obliga a que el tipo de conductor a utilizar para este fin sea de las mismas características del conductor del polo, con la salvedad de que su disposición en la torre no requiere del mismo nivel de aislamiento. Es importante destacar que, similar a la consideración realizada en la estimación de costos de las líneas AC para el caso Back to Back, en el modelo de cálculo se considerará un factor de aumento del costo unitario de la línea DC de 1,28 debido a las consideraciones de terreno mencionadas en su oportunidad.

Figura 28 Torre de Celosía Línea HVDC con Retorno Metálico



El siguiente costo de inversión importante a considerar en el diseño optimizado del enlace HVDC es el correspondiente a las estaciones conversoras, que en este caso incluyen los equipamientos AC y DC correspondientes a filtros, puestas a tierra, equipos de protección, maniobra y control, reactores de alisamiento, válvulas conversoras, transformadores de estaciones conversoras y equipos de repuesto. Igualmente, se incluyen los costos de ingeniería, construcción y gestión del proyecto. Siguiendo las recomendaciones de CIGRE y en función de las experiencias recientes con fabricante reconocido en el área se estimó la siguiente curva de costos unitarios de inversión para un esquema monopolar de 200 MW en configuración Punto a Punto, en función del voltaje de operación, la cual se muestra en la figura N° 29. Este costo sólo se refiere a las estaciones conversoras, pues el costo de la línea DC se realiza de manera independiente, aunque dentro del mismo modelo de optimización.

Figura 29 Costos Unitarios de Esquema Punto a Punto de 200 MW



Adicionalmente, se considerarán los costos de inversión asociados a los interruptores en las subestaciones Parinacota y Los Héroes, dado que se supondrá que la distancia entre las subestaciones mencionadas y las estaciones conversoras será suficientemente pequeña como para prescindir de interruptor de llegada en la barra de las estaciones conversoras. En principio, se supondrá que estas subestaciones son ampliables y que la incorporación de un interruptor adicional no modificará los esquemas de barra de cada subestación. La instalación de cada interruptor a 220 kV tendrá un costo de aproximadamente 2,0 MM US$ y se estima un costo adicional de 0,5 MMUS$ correspondiente a los pórticos de transición entre las subestaciones AC y las estaciones conversoras.

En este sentido, la incorporación del enlace HVDC Punto a Punto monopolar con retorno metálico supondrá unos costos fijos debido a la interconexión con las subestaciones receptoras de 4,5 MM US$ debido a la ampliación de las subestaciones Parinacota y Los Héroes.

A continuación se realizó la optimización técnico económica cuyo objetivo es lograr calcular los parámetros de diseño que hacen que el interconector opere de manera óptima desde el punto de vista económico. Para ello, se establecerán las siguientes variables de diseño:

- Tensión DC del enlace: KV_{DC}
- Número de conductores por fase y calibre del conductor de la línea DC: n, MCM
- Potencia del enlace: 200 MW

La optimización del diseño se realizará mediante la minimización de los costos asociados con: Inversión, Operación y Mantenimiento (O&M) y Pérdidas de Energía por efecto joule. El modelo utilizado es similar al explicado para el caso Back to Back, pero en este caso las inversiones AC solo se refieren a las ampliaciones en las subestaciones receptoras y en caso en el caso de la línea de transmisión se refiere al diseño de la línea HVDC.

Se adoptaron las siguientes condiciones de borde:

- $kV_{DC} \geq 50$ kV 400 MCM $\leq$ MCM $\leq$ 1600 MCM
- $1 \leq n \leq 2$ $I_{thy} \leq 3.300$ A

Se usaron las siguientes condiciones económicas y otros:

Vida útil del proyecto: 25 años	Tasa de Actualización: 7%
Costo anual de O&M: 2,7 % de la Inversión	Factor de Carga: 80%
Factor de Pérdidas: 69,5%	Costo de Pérdidas: 50 US$/MWh

Costos de inversión estación conversora: Es una función de costo que depende del voltaje del enlace y su capacidad nominal, de acuerdo con la figura N° 29.

$$CEdc = K1 * kVpt^{\beta} * kW^{\gamma} \text{ en US\$/kW}$$

Donde:

K1=11.910,92	kVpt= Voltaje polo – tierra (kV)	kW: Capacidad (kW)
β=0,317	γ=-0,443	

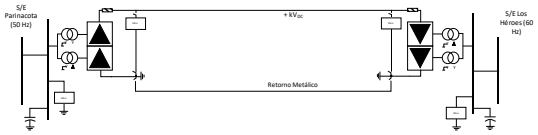
Para este diseño se ha considerado el uso de tiristores con características similares al tiristor marca ABB 5STP 27Q8500, con las siguientes características técnicas:

V_{DRM}=8500 V $I_{T(rms)}$=4132 A V_{To}=1,09 V r_T=0,42 mΩ

La corriente rms que atraviesa cada válvula es equivalente a $\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * Id$, o sea 0.816*Id. Esta corriente se limitará a un valor máximo del 80% de $I_{T(rms)}$, es decir a 3.300 A. De igual forma, la corriente máxima de cortocircuito de los tiristores se asumió en 30 kA.

El modelo de optimización fue diseñado para simular las condiciones operativas de un enlace típico Punto a Punto, con retorno metálico, mediante las ecuaciones propias de este tipo de arreglos y asumiendo algunas consideraciones generales de los fabricantes. Como resultado, los parámetros de diseño de este sistema pueden apreciarse en la tabla N° 11.

Tabla 11 Resumen del Diseño Punto a Punto

Tipo de Enlace HVDC			**POINT TO POINT**		
Configuración	**Monopolar**				
Potencia Nominal del Enlace	200 MW				
Tensión Nominal del Enlace	150,0 kV				
Corriente Nominal del Enlace	1.333 A				
Estación Conversora I	CHILE				
Estación Conversora II	PERÚ				
Parámetro de Diseño	**Estación I**	**Estación II**	**Parámetro de Diseño**	**Estación I**	**Estación II**
Frecuencia Nominal	50,0 Hz	60,0 Hz	**Tipo de Unidades Transformadoras**	**Monofásicas de Tres Arrolados**	
Tensión Nominal AC lado de Línea	220,0 kV	220,0 kV	**Voltaje Nominal Primario (VLn Y)**	127,0	127,0
Tensión Nominal AC lado Estaciones Convertidoras	63,08 kV	63,08 kV	**Voltaje Nominal Secundario (VLn Y)**	36,42	36,42
Tolerancia de Voltage Sistema AC	+ / - 7%	+ / - 7%	**Voltaje Nominal Secundario (VLL Δ)**	63,08	63,08
MVA cc	400 MVA	400 MVA	**Capacidad (Primario)**	79 MVA	79 MVA
φ_{cc}	87,0 °	87,0 °	**Zcc**	12,8%	12,8%
Compensación + Filtros	99 MVAr	99 MVAr	**Cambiador de Tomas**	Lado de Alta: +12 / -8	Lado de Alta: +12 / -8
Número de Puentes de 6 pulsos por estación	2	2		1,25%	1,25%
UdioR (DC)	85,2 kV	85,2 kV	**Reactor de Alisamiento**	2 x 300 mH	
α_N	17,0 °	17,0 °	**Línea de Transmisión HVDC**	2 x 1600 MCM 42/19 (ACAR)	
γ_N	20,0 °	20,0 °		62 km	
μ_N	16,2 °	16,2 °		Resistencia DC @ 75 °C Ohm polo + retorno	2,90 Ohm

Es importante mencionar que, dados los altos niveles de pérdidas que se presentan en este sistema con retorno metálico y el costo asumido para la valorización de las pérdidas de energía,

el modelo tiende a incrementar tanto el voltaje de las estaciones conversoras como el calibre total de la línea de transmisión DC. En este caso, el diseño de la línea de transmisión será de dos conductores calibre 1.600 MCM ACAR, tanto para el polo como para el retorno metálico.

La evaluación económica de esta primera aproximación al diseño arroja una inversión inicial total de unos 79,38 millones de US$, discriminados según se observa en la tabla N° 12. Como puede apreciarse en la referida tabla, casi el 66 % de la inversión estaría destinada a las estaciones conversoras, mientras que el 19 % restante lo constituiría la línea DC entre las estaciones.

Tabla 12 Estimación de Inversión para Sistema Punto a Punto

		ENLACE PUNTO A PUNTO (+ 150 kV)	
INVERSIÓN SISTEMA AC/DC	Estaciones Conversoras	52,29 MMUS$	65,9%
	Líneas AC	-	0,0%
	Línea DC	15,37 MMUS$	19,4%
	Sub Total	67,67 MMUS$	85,2%
OTRAS INVERSIONES	Adecuación de Subestaciones Receptoras	4,50 MMUS$	5,7%
	Contingencia (10%)	7,22 MMUS$	9,1%
	Sub Total	11,72 MMUS$	14,8%
INVERSIÓN ESTIMADA		79,38 MMUS$	

El costo anual equivalente de esta interconexión asciende a 10,4 MMUS$/año, el cual se discrimina en la tabla N° 13, donde se aprecia que el componente de inversión alcanza el 66% del costo anual equivalente, seguido de las pérdidas de energía que ascienden al 21 % y por último los costos de O&M de 13% aproximadamente.

Tabla 13 Costo Anual Equivalente del Sistema Punto a Punto

COSTO ANUAL EQUIVALENTE		%
Inversión	6,8 MMUS$	65,5%
Operación y Mantenimiento (2,7% Lineas DC y 1,5% Est. HVDC)	1,4 MMUS$	13,4%
Costo Pérdidas de Energía	2,2 MMUS$	21,1%
COSTO TOTAL EQUIVALENTE	10,4 MMUS$	100,0%

La tabla N° 14 muestra un detalle de las pérdidas asociadas con el sistema DC del enlace. Como se aprecia en la referida tabla, si se compara con el nivel de pérdidas del enlace Back to Back, las pérdidas del enlace Punto a Punto son 48 % superiores. Ello se debe a que el conductor de retorno metálico introduce mayor resistencia al circuito.

Este sistema Punto a Punto podría abaratarse, al menos en los componentes de inversión de la línea de transmisión, costo debido a las pérdidas de energía y los costos correspondientes con

la operación y mantenimiento de la línea, si se permitiera un diseño con retorno por tierra. Sin embargo, el ahorro en estos componentes podría no compensar el costo de los electrodos de puesta tierra, motivado a que la distancia de separación de las estaciones no es lo suficientemente grande como para que el ahorro en el retorno metálico pueda compensarlo.

Tabla 14 Pérdidas por Efecto Joule en Enlace Punto a Punto

	ENLACE PUNTO A PUNTO (+150 kV)	
Pérdidas HVDC	**7,20 MW**	**3,6%**
Pérdidas HVAC	-	**0,0%**
Sub Total	**7,20 MW**	**3,6% ***
Pérdidas Anuales de Energía	**43,85 GWh/año**	
Valor Económico de las Pérdidas (50 US$/MWh)	**2,19 MMUS$ / año**	

* Base de 200 MW del interconector

4.6 Análisis Comparativo de Alternativas

Mediante la tabla N° 15 puede observarse las diferencias más importantes entre los componentes de costos de ambas alternativas de interconexión. Como puede observarse, los costos asociados directamente con el proceso de conversión y transmisión AC/DC presentan una diferencia del 40% a favor de la interconexión Back to Back con respecto al sistema Punto a Punto. Esta diferencia está definida principalmente por la diferencia de costos entre las estaciones conversoras de ambos esquemas.

Siendo ambas alternativas de la misma capacidad y configuración (monopolar), la diferencia entre ambos costos lo constituye principalmente los niveles de tensión de operación de ambos sistemas. EL sistema Punto a Punto requiere de una tensión muy superior debido a la caída de tensión de la línea y a las pérdidas asociadas con esta, a diferencia del esquema Back to Back donde las pérdidas DC se confinan solamente a las de los transformadores conversores y a las pérdidas de las válvulas de tiristores en conducción.

Tabla 15 Comparación de Costos entre Esquemas BTB y PTP

		ESTACIÓN BACK TO BACK (+ 50 kV)		ENLACE PUNTO A PUNTO (+ 150 kV)	
INVERSIÓN SISTEMA AC/DC	**Estaciones Conversoras**	**29,54 MMUS$**	**51,5%**	**52,29 MMUS$**	**65,9%**
	Líneas AC	**18,64 MMUS$**	**32,5%**	-	**0,0%**
	Línea DC	**-**	**-**	**15,37 MMUS$**	**19,4%**
	Sub Total	**48,19 MMUS$**	**83,9%**	**67,67 MMUS$**	**85,2%**
OTRAS INVERSIONES	**Adecuación de Subestaciones Receptoras**	**4,00 MMUS$**	**7,0%**	**4,50 MMUS$**	**5,7%**
	Contingencia (10%)	**5,22 MMUS$**	**9,1%**	**7,22 MMUS$**	**9,1%**
	Sub Total	**9,22 MMUS$**	**16,1%**	**11,72 MMUS$**	**14,8%**
INVERSIÓN ESTIMADA		**57,41 MMUS$**		**79,38 MMUS$**	

La comparación de inversión total estimada entre ambos esquemas favorece al sistema Back to Back por encima del sistema Punto a Punto, el cual es aproximadamente un 38% más costoso.

La tabla N° 16 muestra una comparación de los costos equivalentes anuales de ambas alternativas, incluyendo los costos de inversión, operación y mantenimiento y los costos asociados con las pérdidas de energía. Como puede observarse, el esquema Punto a Punto es 37,4 % más costoso al esquema Back to Back, donde resaltan las pérdidas entre ambos sistemas en el que el sistema Punto a Punto es 48% más costoso en este aspecto.

Tabla 16 Comparación de Anualidades Equivalentes

		ESTACIÓN BACK TO BACK (+ 50 kV)		ENLACE PUNTO A PUNTO (+ 150 kV)	
Anualidad Equivalente	Inversión	4,93 MMUS$	65,1%	6,81 MMUS$	65,5%
	Costos de O&M	1,16 MMUS$	8,6%	1,39 MMUS$	6,3%
	Sub Total	6,09 MMUS$	80,4%	8,21 MMUS$	78,9%
	Pérdidas de Energía	1,48 MMUS$	19,6%	2,19 MMUS$	21,1%
	Total	7,57 MMUS$	100,0%	10,40 MMUS$	100,0%

Este análisis demuestra las ventajas económicas del esquema Back to Back sobre el esquema Punto a Punto.

4.7 Consideraciones sobre las Estimaciones de Costos

Como es bien sabido la industria eléctrica se caracteriza por ser un sector intensivo en capital, por lo que cualquier decisión de inversión en un sistema eléctrico requiere ser evaluada de manera minuciosa, debido a las implicaciones que tiene, en el desempeño económico de dicha inversión, una errónea estimación de los gastos de capital inicialmente previstos.

Aunado a las incertidumbres propias asociadas con un proyecto de transmisión de energía eléctrica (tiempo de construcción, demanda a servir, confiabilidad de equipamientos, etc.), existe, en el ámbito de los sistemas de transmisión, un componente adicional de incertidumbre que tiene que ver con la tecnología a utilizar, sobre todo cuando dicha tecnología es ofrecida por un número reducido de fabricantes y más en aquellos casos donde los equipos o sistemas diseñados no obedecen a un estándar preciso y de amplia aceptación por todos los fabricantes, haciendo que cada esquema sea un sistema diseñado a la medida de cada cliente y circunstancia.

Aún en procesos abiertos y transparentes de licitación, la experiencia recogida en la gestión de procura de componentes de capital de empresas eléctricas nos lleva a concluir que la tarea de

intentar predecir los costos resultantes de dichos procesos está rodeada de mucha incertidumbre. Dicha incertidumbre viene dada por numerosos factores, entre los que destacan:

- Los estudios técnicos que fundamentan la inversión y las definiciones conceptuales
- El expediente técnico de la licitación
- Las bases del concurso de suplidores y los plazos establecidos en los procesos
- Factores asociados a colusión entre oferentes y vicios de la parte demandante por injerencias indebidas de factores externos

Si bien estos factores son algunos de los que más afectan los procesos de licitación, no son los únicos que afectarán las desviaciones de los gastos de capital, pues éstas también estarán supeditadas a una buena gestión del proyecto y la eficiente administración contractual, que permita cumplir a cabalidad las expectativas de inversión previstas por la planificación empresarial.

A pesar de las incertidumbres mencionadas, los responsables de planificar las inversiones de las empresas eléctricas están obligados a realizar las mejores estimaciones posibles, a objeto de determinar la conveniencia técnica y viabilidad económica, ambiental y social de la incorporación de nuevos activos en los sistemas de potencia, cumpliendo con las regulaciones y estándares debidos.

En el caso de los sistemas de transmisión de gran potencia surge una diferencia importante entre los sistemas AC y DC y tiene que ver, principalmente, con la cantidad de oferentes del mercado. Para los sistemas AC, existen numerosos estándares de aceptación internacional, así como un mercado oferente, tanto de fabricantes como de empresas de ingeniería, procura y construcción (IPC) de índole nacional e internacional, que permite, salvo algunas diferenciaciones muy particulares de cada diseño, prever con suficiente certidumbre los costos asociados con las inversiones en dicha tecnología de transmisión.

Aun así, las consideraciones mencionadas sobre los factores que afectan finalmente los procesos de procura y posterior desarrollo de los proyectos siguen estando vigentes en este segmento.

Con respecto al segmento de inversiones de transmisión en HVDC, la situación es algo más compleja. En este segmento, los oferentes se concentran básicamente en pocos fabricantes internacionales: Siemens AG, American Superconductor Corpora (AMSC), ABB, General Electric, Mitsubishi Heavy Industries, Toshiba y Alsthom.

Si a ello se le agrega la complejidad de estos sistemas, el hecho de que muchos proyectos pertenecen a la esfera empresarial privada y que la naturaleza propia de estos proyectos suele incluir algunas inversiones adicionales para la adecuación de los sistemas AC receptores, es una tarea harto difícil obtener información de costos unitarios de manera transparente y asequible, que pueda utilizarse en la proyección de inversiones.

Más aún, la dinámica de los mercados regionales y la competitividad de los oferentes dificulta que la consulta a fabricantes sea un referente válido para una proyección. El precio de los equipamientos está fuertemente estimulado por la presión competitiva sobre las compañías

para adquirir proyectos, por lo cual, dependiendo del momento de licitación de un proyecto éste podría ser más o menos competitivo. Adicionalmente, estos proyectos son desarrollados a través de IPC, mediante contratos "llave en mano", los cuales incluyen cláusulas de confidencialidad, así como partidas presupuestarias de equipos de repuestos y servicios de operación y mantenimiento temporal que dificulta la posibilidad de desglosar los costos de un proyecto en sus componentes fundamentales de manera precisa y con valor para la prospección, sobre todo para un tercero.

Adicionalmente, otros factores como la masiva incorporación de generación proveniente de fuentes renovables no convencionales están impactando de manera determinante el mercado HVDC, no solo en la propensión de tecnologías más adaptables a los requerimientos de estos sistemas sino a la complejidad multifactorial de los proyectos que hacen más difíciles los análisis comparativos.

Los factores mencionados anteriormente están muy relacionados con la posibilidad de predecir la estructura de costos y los niveles de precios de una estación conversora, no así para una línea aérea de transmisión, donde la naturaleza del equipamiento es muy similar a los diseños convencionales, por lo que su estimación es de menor incertidumbre.

Market Reserach Future®, una de las referencias existentes en el análisis detallado del mercado HVDC señala:

> "*Se espera que el mercado de transmisión HVDC se beneficie en gran medida en los próximos años de la expansión de la infraestructura offshore (refiriéndose principalmente a la generación eólica costa afuera) en todo el mundo, el aumento de las conexiones de energía de los países en desarrollo como India, Japón y China, y la expansión de los sistemas de transmisión y distribución. Se espera que el mercado de sistemas de transmisión HVDC esté dominado por los sistemas LCC en el segmento de tecnología, por el mercado de atención a proyectos de incorporación eólica offshore en el segmento de aplicaciones, por sistemas multiterminales en el segmento de configuración y por Asia Pacífico en el segmento de la región*."

Como reseña curiosa, se detalla a continuación una observación realizada en el informe "*Review of the Cost Status of Major Transmission Projects in Alberta*", de diciembre de 2013, del Comité de Monitoreo de Costos de Infraestructuras de Transmisión, por el fabricante responsable del proyecto WALT:

> *"El propósito de la reunión fue explicar la variación significativa de los costos de las estaciones conversoras HVDC del proyecto WATL con respecto a otros proyectos similares en el mundo. El costo proyectado de las dos estaciones conversoras, con una capacidad de 1.000 MW, fue de $ 495 millones. Esto incluye un importante componente de equipos de subestaciones en corriente alterna con un costo estimado de $ 135 millones, por lo que el componente del proyecto directamente relacionado con las estaciones HVDC es de $ 360 millones. Este valor se comparó con una cifra de referencia de $ 180 millones a $ 200 millones para similares proyectos a nivel mundial.*
>
> *Siemens explicó que los costos unitarios de los equipos suministrados eran comparables a otros proyectos con especificaciones similares. Materiales como el acero y el cobre han sido indexados de acuerdo con los precios globales de las materias primas. Dado que la*

mayoría de los equipos se fabrican en Alemania, los costos de flete para el proyecto WATL no son significativos. El único factor que puede explicar las variaciones en los costos parecen ser las obras civiles, incluido el componente de fuerza laboral del proyecto. Normalmente, las obras civiles en proyectos de estaciones de conversión representan aproximadamente el 20% del costo total. En el caso de WATL en Alberta, las obras civiles representan más del 45% de los costos. La pregunta que queda es si es posible que los costos asociados a mano de obra y equipo en Alberta, para obras civiles, sean el doble del promedio mundial.

La opinión del Comité se basa en el análisis de la información disponible públicamente y los aportes de los consultores bien informados y que tienen experiencia en esta área. Nuestro experto, el Dr. Mohamed Rashwan, fue contratado, pero no pudo firmar el compromiso oneroso de confidencialidad y, como tal, no tuvo acceso al módulo confidencial de la audiencia. En su decisión, la Comisión de Servicios Públicos de Alberta (AUC) dijo el pronóstico de costo para las estaciones conversoras del proyecto WALT eran razonables y representativas del valor de mercado".

El ejemplo mencionado viene a demostrar la difícil tarea de estimar un costo de licitación a partir de referencias, en principio, bien sustentadas. Ello no implica, insistimos, en que no exista forma alguna de aproximarse a los valores esperados, con las limitaciones que se explican en en esta sección.

En este sentido, considerando que el alcance de este estudio previó originalmente la actualización de los costos de los esquemas de transmisión planteados en un estudio previo, y en vista de que durante su desarrollo se incluyó un análisis adicional de alternativas, motivado por la inquietud de las delegaciones de Chile y Perú sobre la posible disparidad entre los esquemas originales en cuanto a confiabilidad se refiere, se procedió a estudiar los costos de inversión mediante la consulta bibliográfica de varias fuentes y la consulta a uno de los fabricantes líderes del mercado.

Es importante destacar, que las referencias a ciertos proyectos existentes en el mundo y desarrollados en los últimos años no necesariamente son confiables ni precisas, además de que la llegada de tecnologías disruptivas como el VSC y su aplicación en los sistemas de integración de energías renovables dificulta dicha comparación para efectos estimativos.

Para mencionar algunas de las referencias consultadas e identificar la disparidad de la información incluida en cada proyecto de inversión, así como evidenciar los concursantes en los procesos y la diversidad de formas de asociación empresarial que se han presentado en los proyectos más recientes, las tablas N° 17 y N° 17-1 muestran un compendio de los proyectos más recientes consultados.

Tabla 177 Compendio de Proyectos HVDC Recientes

Nombre del Proyecto	Ubicación	Año	MW	Costo (Millones US$/€)	kV	km		Configuración
						Cable	Línea	
EleckLink	Reino Unido - Francia		1000	534 €	320	51	14	Monopolar con Retorno Metálico
Donghae-Shingapyeong HVDC Link Project	Korea del Sur	2018	4000	320	500			Bipolar 2 bipolos
NORDLINK	Noruega - Alemania	2014	1400	2.014 €	525	623		Bipolar
	Suecia	2012	1200	240 €	300	190	60	
ALEGrO	Bélgica - Alemania	2016	1000	510 €	320	90		Bipolar
The Kenya-Ethiopia Electricity Highway Project	Kenia - Etiopía	2015	2000	1200	500		1068	Bipolar
LITPOL Link	Lituania - Polonia	2015	500	550 €	70	BTB		Bipolar
Mackinac	Michigan, USA	2014	200	90	71	BTB		Bipolar
Railroad DC Tie (Sharyland)	Texas (México - USA)	2014	150	36	21	BTB		Monopolar
Melo	Brasil - Uruguay	2016	500		79	BTB		Bipolar

Tabla 18 Compendio de Proyectos HVDC Recientes *(Cont..)*

Nombre del Proyecto	Comentarios	Fuente
EleckLink	315 MMUS$ Estaciones Conversoras	http://www.4coffshore.com/windfarms/interconnector-eleclink-icid26.html
Donghae-Shingapyeong HVDC Link Project	En servicio para 2021	http://kapes.co.kr/eng/business/e_business03.asp
NORDLINK	En servicio en 2020. NordLink, the ‚green link', is the first direct power connection between Germany and Norway. The high-voltage DC link will enable the exchange of 1,400 megawatts of renewable energy – wind power from Germany and hydropower from Norway. NordLink is thus making a decisive contribution to the energy transition in Germany and Europe. The exchange of energy via NordLink will increase security of supply for both the German and Norwegian electricity grids and will enable the exchange of renewable energy, in particular hydropower and wind energy, between the two countries. This will not just have a positive effect on energy prices, but will also push the integration of the European power markets further forward. ABB will design, engineer, supply and commission two 525 kilovolt (kV), 1,400 MW converter stations, using its Voltage Sourced Converter (VSC) technology, called HVDC Light®. One station will be situated near Tonstad in southern Norway and the other near Wilster in northern Germany. As part of the project, ABB will also design, manufacture and install a 525 kV mass impregnated (MI) cable system	http://www.abb.com/cawp/seitp202/8893afcd95434d02c1257e0d003af5a4.aspx https://www.tennet.eu/our-grid/international-connections/nordlink/
	En servicio 2014 Incluye 180 km de línea AC en la zona norte de Suecia	https://www.svk.se/en/grid-development/grid-projects/the-south-west-link/
ALEGrO	En servicio en 2020 El proyecto incluye acuerdo de 5 años de mantenimiento Motivación: Integración de renovables, precios energía, seguridad de suministro	http://www.elia.be/en/projects/grid-projects/alegro/alegro-content
The Kenya-Ethiopia Electricity Highway Project	En servicio en 2018. Integración energética para exportación de la capacidad hidroeléctrica de Etiopía	https://www.power-technology.com/projects/kenya-ethiopia-electricity-highway/
LITPOL Link	Incluye línea doble circuito 400 kV AC entre Polonia y Lituania de 163 km. La estación conversora se encuentra en Lituania	http://www.litpol-link.com/about-the-project/summary/#
Mackinac	islanded operation, under certain operating conditions, voltage stability and power flow control. La primera estación BTB con VSC. During maintenance or other stoppages of one converter, the other is designed to run as a STATCOM, continuing to provide dynamic voltage support to the network. Voltage source converter (VSC) technology was selected over classical HVDC technology in this case because it supports all islanded operation, under certain operating conditions, and provides excellent voltage and reactive power control for wind generation. It also stabilize extremely weak power networks, and has black-start capability, ie, the ability to restart a grid after a black-out.	https://new.abb.com/systems/hvdc/references/mackinac
Railroad DC Tie (Sharyland)	Se trata de una expansión del sistema monopolar original de 21 kV de 150 MW para llevarlo a 300 MW de capacidad total con +/- 21 kV	https://new.abb.com/systems/hvdc/references/railroad-dc-tie-(sharyland)
Melo	Distintias frecuencias. El proyecto incluye 325 km de línea de transmisión a 500 kV y 116 km a 525 kVentre la subestación Melo (Uruguay) y la subestación Candiota en Brasil.	https://www.gegridsolutions.com/press/gepress/GE-commissions-HVDC-solution.htm

Asimismo, a continuación se señala parte de la bibliografía consultada en la estimación de costos de la tecnología HVDC utilizada en este estudio:

- **Grid West Project – HVDC Technology Review**. Les Brand / Ranil de Silva / Errol Bebbington / Kalyan Chilukuri. PSC. 2014.
- **VSC HVDC for Power Transmission – Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies.** CIGRE Technical Brochure 492, 2012.
- **Economic Assessment of HVDC Links.** CIGRE Technical Brochure No. 186, 2001
- **Electricity Transmission Costing Study.** Parsons Brinkerhoff, 2012, Available: http://www.theiet.org/factfiles/transmission-report.cfm
- **Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects. Task Force JWG-B2/B4/C1.17. Brochure 388**
- **Propuesta de Expansión de la Transmisión 2018.** Capítulo 6. Coordinador Eléctrico Nacional. Chile 2018.
- **Applications for High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Technologies**. Nari Hingorani. US Department of Energy's Grid Tech Team. Workshop. 2013**.**
- **High Voltage Direct Current (HVDC)Transmission Systems Technology Review Paper**. Roberto Rudervall, J.P. Charpentier, Raghuveer Sharma. Energy Week 2000.

- **Application for high voltage direct current transmission technologies.** US Department of Energy. 2013**.**
- **Northwest Cost Connection. National Grid. 2012.** Appendix 4: Technical and cost report. 2014.
- **Electricity Infrastructure.** 15-Infrastructure Unit Investment Costs-ELEC- 2015. Agency for the Cooperation of Energy Regulators. European Union.
- **HVDC Transmission.** Chan-Ki Kim, Vijay K. Sood, Gil-Soo Jang, Seong-Joo Lim, and Seok-Jin Lee. 2009 John Wiley & Sons (Asia) Pte Ltd.
- **Transmission Line Jobs and Economic Development Impact.** National Renewable Energy Laboratory. US Department of Energy. 2013
- **An overview of HVDC market and future outlook**. Saqib Saeed. Power Technology Research LLC (PTR). IEEE PES
- **Assessing HVDC Transmission for Impacts of Non-Dispatchable Generation**. US Energy Information Administration. 2018
- **PJM Interconnection Potomac-Appalachian Transmission Highline (PATH) Project. HVDC Conceptual Study.** Black &Veatch 2009.

La bibliografía en cuanto a costos de capital relativas a las estaciones conversoras es diversa y por lo general no posee todos los detalles inmersos en un proyecto. Por otra parte, algo que queda claro de la interacción con fabricantes es que, si se desea obtener una buena aproximación de precios, es necesario un ejercicio previo de cálculos preliminares en los que pueda identificarse los parámetros fundamentales del enlace, como son: la tensión de operación, la potencia total (incluidas las pérdidas), el número de transformadores conversores, la cantidad de unidades de transformación de reserva y el lugar del emplazamiento. Aun así, suele suceder que la consulta a fabricantes venga acompañada de dos anuncios fundamentales:

- Que la estimación de costos parte de una extrapolación de diseños previamente realizados por el contratista, donde algunos parámetros no necesariamente serán similares al diseño final a concebir.

- Un riesgo asociado con los costos debido a que están sujetos a variaciones debido a: costos de mano de obra local, tasas arancelarias especiales, precio de los metales y materiales de construcción, restricciones de tipo ambiental, entre otros.

En definitiva, en los costos presentados por los fabricantes es común la coletilla que indica que los mismos son a "título orientativo o con fines presupuestarios". Algunos fabricantes incluso, además de dar algunas recomendaciones del diseño en particular, como en el presente caso donde expresan su favorable opinión por la opción Back to Back y además incluyen recomendaciones acerca de la disposición de un solo transformador de reserva (50/60 Hz), informan que los costos asociados con el desarrollo de la ingeniería de estos sistemas se ha incrementado de tal manera que los mismos buscan optimizarse, trasladando ingenierías ya realizadas en proyectos pasados a nuevos proyectos, en la medida, claro está, que esto sea pertinente.

En vista de las observaciones emanadas de las delegaciones de Chile y Perú y de la exposición de motivos ratificada por el consultor, se ha procedido a revisar la bibliografía de costos que mejor se ajusta a los requerimientos del estudio para, a partir de una actualización sencilla de costos para referenciarlos al año 2018 y mediante una consideración de cálculo que tome en

cuenta la tensión y la capacidad de las estaciones conversoras, tal y como se señala a continuación.

Tabla 19 Comparación de Costos Alternativa BTB

COMPONENTES	Estudio B&V 2015	Estudio Actual	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (UE)			John Wiley & Sons Pte Ltd	PSC EirGrid
			Mínimo Esperado	Promedio	Máximo Esperado		
	Millones de US$						
Estaciones Conversoras	67,60	29,54	26,57	31,56	36,54	34,22	35,22
Línea de Transmisión	18,70	18,64	18,64	18,64	18,64	18,64	18,64
Expansión AC (acople de HVDC)	17,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Otros Costos	15,50	5,22	4,92	5,42	5,92	5,69	5,79
TOTAL	**118,80**	**57,40**	**54,13**	**59,61**	**65,10**	**62,55**	**63,65**

Nota: *Para el caso del estudio de Black & Veatch solo se consideraron los costos asociados al enlace HVDC, es decir no se incluyen costos de equipos de compensación automática. Para este caso, los costos señalados como "Otros Costos" se refieren al 15% de los costos de los componentes presentados en la tabla, de acuerdo con las estimaciones de B&V. En el caso de las otras referencias, sólo se considera la modificación de los costos de las estaciones conversoras.*

Asimismo, es importante señalar que debido a la magnitud del costo asociado con la expansión AC prevista en el estudio anterior, es de esperar que en dichas subestaciones se estuviesen considerando ampliaciones adicionales a las consideradas en este estudio, como podrían ser las debidas al cambio de configuración de la subestación de barra sencilla a doble juego de barras, entre otras. Es importante destacar también que los costos hasta ahora desarrollados no incluyen ampliaciones requeridas por compensación automática de potencia reactiva (compensadores sincrónicos o estáticos), pues es preciso culminar los estudios de red para su definición.

Como puede observarse, los costos de referencia, incluyendo el estudio actual, arrojan valores entre los 26,57 MMUS$ y los 36,54 MMUS$ para el caso de las estaciones conversoras. De acuerdo con los valores señalados en la tabla, el costo promedio esperado de las estaciones conversoras estaría en torno a los 32.42 MMUS$ y el costo promedio total esperado del interconector sería de 60,56 MMUS$.

Para el caso del proyecto de interconexión considerando un enlace Punto a Punto de tecnología convencional, la comparación de costos correspondiente sería la mostrada en la tabla N° 19.

Tabla 20 Comparación de Costos Alternativa PTP

COMPONENTES	Estudio B&V 2015	Estudio Actual	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (UE)			John Wiley & Sons Pte Ltd	PSC EirGrid
			Mín	Promedio	Máximo		
	Millones de US$						
Estaciones Conversoras	80,00	52,29	38,40	45,60	52,80	56,13	56,19
Línea de Transmisión	18,70	15,37	15,37	15,37	15,37	15,37	15,37
Expansión AC (acople de HVDC)	17,00	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
Otros Costos	17,36	7,22	5,83	6,55	7,27	7,60	7,61
TOTAL	**133,06**	**79,38**	**64,10**	**72,02**	**79,94**	**83,60**	**83,67**

***Nota**: Aplican las mismas observaciones realizadas en la tabla anterior.*

Como puede observarse, los costos de referencia, incluyendo el estudio actual, arrojan valores entre los 38,40 MMUS$ y los 56,19 MMUS$ para el caso de las estaciones conversoras. De acuerdo con los valores señalados en la tabla, el costo promedio esperado de las estaciones conversoras estaría en torno a los 51,16 MMUS$ y el costo promedio total esperado del interconector sería de 78,14 MMUS$.

4.8 Consideraciones Adicionales sobre el Diseño y Alternativas Tecnológicas

Hasta los momentos las consideraciones asumidas permitieron desarrollar el esquema básico de ambas opciones de interconexión. Usualmente, este tipo de diseño debe realizarse en etapas sucesivas de manera de poder alcanzar un diseño final que cumpla con los criterios de calidad y seguridad operativa de ambas redes eléctricas. Para tal fin, se precisa que los estudios de red sean realizados con la profundidad necesaria para determinar las capacidades definitivas de los equipos, así como la configuración de las subestaciones. Estos estudios abarcan los análisis de flujo de carga y cortocircuito, los análisis de estabilidad transitoria, estabilidad ante pequeñas perturbaciones, estudios electromagnéticos y análisis de resonancia subsíncrona, entre los más importantes, para consolidar la definición de los esquemas de subestaciones.

Si bien este análisis solo abarca la evaluación de las condiciones operativas en régimen permanente y los análisis de cortocircuito, sus resultados permiten avizorar los impactos esperados en las configuraciones de las subestaciones. En la presente sección se incluirá los análisis destinados a identificar los requerimientos adicionales de compensación de las redes y la configuración de los patios AC de las estaciones conversoras, dado los requerimientos de compensación y las restricciones de variaciones de tensión instantánea en las redes, ante la conexión y desconexión de dichos equipos.

4.8.1 Configuración de los patios AC de las estaciones conversoras

El parámetro más importante que definirá la configuración de los patios AC de las estaciones conversoras lo constituye el nivel de cortocircuito en la estación y el criterio de máxima excursión de tensión ante maniobras de conexión y desconexión de los mismos. Como ya se

ha identificado a lo largo de este análisis, así como en análisis previos realizados por los operadores de ambos países, es posible que se requiera algún tipo de compensación automática en las subestaciones de interconexión del enlace, es decir en las subestaciones Parinacota y Los Héroes. A objeto de simplificar el análisis, se considerará que la variación de requerimientos de compensación entre la alternativa Punto a Punto y la Back to Back no diferirán en mucho. Si bien esta suposición no es del todo cierta, los análisis previos han mostrado que la diferencia de requerimientos de compensación no supera el 20 MVAr entre una configuración y la otra, cosa que puede sobrellevarse si se considera que las subestaciones AC de los enlaces HVDC no tienen por qué tener los mismos criterios restrictivos en cuanto a las limitaciones de excursión de la tensión ante maniobras de los equipos de compensación, pues las mismas no están destinadas a servir demandas propias de los sistemas eléctricos.

Del lado chileno se conoce, de los estudios de red y de los análisis de cortocircuito, que la subestación Parinacota podría requerir de la instalación de compensación automática debido a la configuración topológica de la red en la zona. Los análisis de cortocircuito, de red completa y ante condición de N-1, han demostrado que la peor condición de operación factible del sistema lo representa el escenario *Ch_2024_ImaxGmin_1140*, en la condición de N-1, ante la salida de la línea de transmisión Nuevo Paso Almonte – Parinacota a 220 kV. Ante esta condición factible de operación, en la que la interconexión puede seguir transfiriendo los 200 MW previstos, el nivel de cortocircuito de la subestación Parinacota se reduce al valor mínimo de 396 MVA, lo que equivaldría a alcanzar un ESCR en el lado chileno de 1.50, muy inferior al valor mínimo estipulado por el operador de red, así como por las buenas prácticas aplicadas a estos sistemas.

Dado que el criterio de máxima excursión de tensión en la subestación Parinacota debe ser limitado a 2%, un nivel de cortocircuito de 396 MVA obligaría a que los elementos de compensación y filtrado, asociados con el enlace, no pudieran superar los 7,92 MVAr. Para respetar esta limitación, los 106 MVAr requeridos por el enlace HVDC tendrían que estar subdivididos (entre filtros y compensación capacitiva pura) en más de 13 bloques, lo cual resultaría en un esquema de elevados costos y de operación poco flexible. Aun así, la operación del enlace estaría comprometida debido al bajo nivel de cortocircuito de la subestación receptora.

Para el caso de la subestación Los Héroes en Perú, la situación es menos exigente pero igualmente inconveniente. La peor condición de operación factible para esta subestación se presenta en el escenario Hum24Min_Per-Chi ante la contingencia de la salida de servicio de la línea de transmisión a 220 kV Montalvo – Los Héroes. Ante esta condición operativa, la interconexión HVDC puede mantener una transferencia de 200 MW, alcanzándose un nivel de cortocircuito en la subestación de 683 MVA, con un ESCR equivalente a 2,36. Si bien el nivel de ESCR es aceptable, la limitación de 2,5% para la excursión de tensión de la subestación, ante conexión y desconexión de los equipos de filtrado del enlace o la compensación capacitiva pura, obligaría a subdividir los 106 MVAr de compensación del sistema HVDC en aproximadamente en 6 bloques de 17,1 MVAr.

Aun cuando en ambas subestaciones se instalarán los bloques de condensadores descritos, los análisis de red demuestran que el sistema no opera adecuadamente, debido a requerimientos adicionales de compensación necesarios para mantener perfiles de tensiones acorde a los criterios operativos exigidos por ambos países. Ante esta circunstancia, se realizó una evaluación para la incorporación de equipos de compensación reactiva automática mediante el

uso de condensadores sincrónicos. La tecnología seleccionada se debe a que en ambos casos resulta conveniente, cuando menos obligatorio para el caso de Parinacota, la elevación de los niveles de cortocircuito en ambas subestaciones.

Aun cuando se requerirán otros análisis más detallados y la evaluación de régimen dinámico del sistema, los estudios de flujo de carga ante condiciones normales y ante la peor de las condiciones de falla N-1, para los escenarios que más impactan la operación de la interconexión, arrojaron la necesidad de incorporar un compensador sincrónico de al menos 70 MVA nominales (70 MVAr / -30 MVAr) en la subestación Parinacota. Dado que la restricción operativa está supeditada a la debilidad de la subestación Parinacota, la compensación automática debe ir instalada a nivel de barra de 220 kV de dicha subestación. La capacidad definitiva de este compensador quedará definida una vez completados los estudios de régimen dinámico, sin embargo, para efectos de este análisis se ha seleccionado la capacidad mínima requerida para cumplir con los criterios de mínima tensión admisible, ante cualquier condición operativa en régimen permanente. El diseño final podría incluso variar si, además de cumplir con las restricciones de tensión, tanto en condiciones estacionarias como en régimen dinámico, se deseara minimizar el número de bloques de filtrado y compensación del enlace HVDC.

La instalación de este compensador sincrónico permitirá alcanzar un nivel de cortocircuito de 734 MVA, con lo que el ESCR de la subestación se elevaría ante esta condición a 3,14. Este nivel de cortocircuito permitiría subdividir los bloques de filtrado y compensación en módulos inferiores a 14,68 MVAr, con lo cual se requerirían 8 bloques entre compensación y filtrado. Otra opción es elevar la capacidad del compensador sincrónico y con ello aumentar el bloque mínimo de compensación switchable reduciendo el número de bloques.

Un análisis preliminar de optimización considerando solamente los costos de inversión de los sistemas de compensación de la barra AC del enlace y los costos de compensación reactiva automática, sujeto a la restricción de que el compensador sincrónico requerido debe ser de al menos 70 MVA permitió identificar que el mejor esquema de compensación para Parinacota es colocar el compensador sincrónico de 78 MVA en la subestación y subdividir los 106 MVAr de compensación requeridos por el enlace HVDC en 7 bloques de 15,14 MVAr cada uno. De esta forma, el lado AC del enlace HVDC contaría con:

Tabla 21 – Resumen Equipamiento Filtros

Tipo de Equipamiento	Cantidad	Capacidad
Filtros $11^{th}/13^{th}$	3	15,14 MVAr
Filtros $23^{th}/25^{th}$+HP	3	15,14 MVAr
Compensación Shunt	1	15,14 MVAr

Para el caso de los Héroes, los análisis de flujo de carga también recomiendan la necesidad de compensación automática. En este caso, el compensador sincrónico tendría una capacidad mínima requerida de 80 MVA nominales (80 MVAr / -40 MVAr). Este compensador es requerido más por las necesidades de regulación de tensión ante ciertas condiciones de falla que por la baja relación de ESCR en dicha subestación. De esta manera, la instalación de este compensador elevará los niveles de cortocircuito en Los Héroes permitiendo reducir el número de bloques de compensación de la estación conversora. Un análisis preliminar de optimización

entre el número y capacidad de los bloques de filtrado/compensación y la capacidad del compensador estático arroja que el esquema óptimo tendería a la instalación de un compensador estático de la misma capacidad al determinado en los análisis de flujo de carga. De esta forma, considerando que la variación máxima permitida de tensión ante conexión/desconexión de los bloques de filtrado/compensación no debe ser superior a 2,5%, el lado AC peruano del enlace HVDC contaría con el siguiente esquema de compensación de la potencia reactiva del enlace:

Tabla 22 – Resumen Equipamiento Filtros

Tipo de Equipamiento	Cantidad	Capacidad
Filtros $11^{th}/13^{th}$	1	25,97 MVAr
Filtros $23^{th}/25^{th}$+HP	1	25,97 MVAr
Compensación Shunt	2	27,03 MVAr

Dado que los patios AC de las estaciones conversoras deben modificados con respecto al escenario originalmente previsto para alojar el equipamiento correspondiente con los esquemas de filtrado y compensación, es necesario realizar un ajuste de costos en estos renglones que impactarán el costo definitivo de cada uno de los esquemas. Para ello se realizó un análisis sencillo de comparar un esquema de barra sencilla, como lo es el esquema empleado en los patios AC de las estaciones conversoras, con un esquema en cual se agregan más cantidad de quipos de interrupción y se modifican los valores de MVAr de cada bloque. En la tabla siguiente se muestra el factor de ajuste de costos considerado para el renglón correspondiente a los equipos de filtrado y compensación del patio AC de las estaciones conversoras.

Tabla 23 – Resumen Equipamiento Filtros y Compensación

Equipamiento	Esquema Original	Patio AC lado Chileno	Patio AC lado Peruano
Filtros 11th/13th	1 x 35,33 MVAr	3 x 15,14 MVAr	1 x 25,97 MVAr
Filtros 23th/25th+HP	1 x 35,33 MVAr	3 x 15,14 MVAr	1 x 25,97 MVAr
Compensación Shunt	1 x 35,33 MVAr	1 x 15,14 MVAr	2 x 27,03 MVAr
Costo Base	7,88 MMUS$	12,23 MMUS$	10,27 MMUS$
Factor de Ajuste	1.0	1,55	1,30

Los nuevos costos son repartidos de manera proporcional entre obras civiles, montajes electromecánicos y equipos de protección, control y maniobra, entre los más importantes.

4.8.2 Estimación de Costos de Compensación Sincrónica

Hoy en día existe un gran desarrollo tecnológico para la fabricación de una nueva gama de compensadores sincrónicos, los cuales aprovechan los avances logrados en el diseño de equipos de generación y el tipo de enfriamiento. El sostenido incremento de las energías alternativas ha provocado una reactivación del mercado de los compensadores estáticos, cada vez más requeridos para suplir las necesidades inerciales de aquellos sistemas con amplia penetración de energías renovables de índole solar y eólica. Aún cuando el análisis señalado en el apítulo anterior fue realizado con una estimación inicial de costos realziada a través de la consulta

bibliográfica, se realizó una consulta informal a dos fabricantes de renombre mundial, quienes a partir de información básica suministrada remitieron sus estimaciones que posteriormente fueron ajustadas para incluir los costos asociados a obras civiles, montaje, pruebas, etc. Asimismo, se revisó exhaustivamente los costos de proyectos señalados en algunas fuentes bibliográficas recientes que definitivamente se distancian de los originalmente previstos en el análisis realizado anteriormente, pero que no invalidan la filosofía de optimización que se persigue en el diseño final de la compensación sincrónica y de las capacidades de los bancos y filtros de las estaciones conversoras.

La tabla siguiente muestra un registro bibliográfico realizado y ajustado por valores de inflación internacional para efectos de ajustar los costos a valores presentes.

Tabla 24 – Costos Unitarios

PROYECTO	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	CAD $/kVA @ 2016	US$/CAD $ @ 2016	US $/kVA @ 2016	Promedio Inflación 2016 - 2019	US $/kVA @ 2019
Bjæverskov Substaion, Denmark	2012	127.47	1.3113	97.21	1.059	102.94
Fraugde and Herslev Substation, Denmark	2013	163.07		124.36		131.69
Codrongianos Substation on Sardinia island	2014	120.66		92.02		97.44
Favara and Partinico Substations near Sicily	2015	138.51		105.63		111.86
					Promedio	110.99

De acuerdo con este análisis preliminar, los costos de instalación de proyectos de compensación sincrónica recientes estarían en el orden de los 111 US$/kVA, casi el doble de lo originalmente concebido en el análisis anterior de optimización. Aunque la consulta a los dos fabricantes consultados no fue del todo oportuna, se pudo constatar una gran disparidad con respecto a los costos reseñados anteriormente. En este caso se trataba de una consulta particular con datos de las subestaciones de Parinacota y Los Héroes que incluyeron datos ambientales y geolocalización. El resultado enviado por los fabricantes debió ser ajustado para incluir algunos costos que no fueron informados de manera explícita y se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 25 – Estructura Costos

ESTRUCTURA DE COSTOS C.S.	FABRICANTE I	FABRICANTE II
CAPACIDAD	59,900 kVA	62,000 kVA
Project Management	781,888	771,921
Plant and Project Engineering/Software	390,944	385,961
Plant Construction/Commissioning/Training	1,563,775	1,543,843
Transport and Insurance	195,472	192,980
Civil works	2,932,079	2,894,705
Brushless Synchronous Condenser	6,255,101	6,175,371
BOP	3,127,551	3,087,685
Electrical Systems	1,368,303	1,350,862
Instrimental and Control	781,888	771,921
TOTAL	17,397,000	17,175,250
Costo Unitario Equivalente	290.4 US$/kVA	277.0 US$/kVA

Ambos costos son muy parecidos pero muy distanciados de los costos de la bibliografía consultada, pero siendo dos fabricantes distintos y de clase mundial, se decidió considerar en los costos de inversión un costo unitario de 285 US$/kVA para este tipo de equipamiento.

4.8.3 Análisis de Costos para la Opción LCC

A efectos de incluir los costos asociados con los ajustes realizados a la configuración básica original, así como las inversiones previstas en la ampliación y adecuación de las subestaciones receptoras de cada lado del enlace, a continuación se procederá a resumir los principales componentes de costo asociados a cada configuración de interconexión.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de costos de las ampliaciones requeridas en el lado chileno de la interconexión, tanto para la opción de interconexión Back to Back como para la opción Punto a Punto.

Tabla 26 – Costos Expansión Lado Chileno Back to Back

EXPANSIÓN LADO CHILENO
(Esquema Back to Back)

Descripción	Cantidad	Costo Unitario (MMUS$/unidad)	Costo Total (MMUS$)
Ampliación de subestación para incorporación de 1 salida de línea para interconexión hacia patio AC de enlace HVDC, en esquema doble barra principal con barra de transferencia	1	1.85	1.85
Reserva (no instalada) para incorporación de salida de línea para interconexión de 2 líneas Parinacota - Nuevo Pozo Almonte	1	0.21	0.21
Ampliación de subestación para incorporación de 1 salida para incorporación de Compensación Automática de Reactivos	1	1.85	1.85
Instalación de 1 Compensador Sincrónico (incluye transformador elevador a 220 kV)	78 MVA	0.29	22.23
Línea de Transmisión AC Parinacota - Frontera (220 kV)	25.00 km	0.30	7.52
Sub Total			33.66

Tabla 27 – Costos Expansión Lado Peruano Back to Back

EXPANSIÓN LADO PERUANO
(Esquema Back to Back)

Descripción	Cantidad	Costo Unitario (MMUS$/unidad)	Costo Total (MMUS$)
Ampliación de subestación para incorporación de 1 salida de línea para interconexión hacia patio AC de enlace HVDC, en esquema doble barra principal con seccionador de bypass (220 kV)	1	1.57	1.57
Interruptor acoplador de barras (220 kV)	1	1.30	1.30
Ampliación de salidas existentes conexión a Barra B (220 kV) e Incorporación de Barra B	4	0.26	1.05
Entrada de línea proveniente de Subestación Los Héroes 220 kV en patio AC del Enlace HVDC	1	1.31	0.00
Ampliación de subestación para incorporación de 1 salida para incorporación de Compensación Automática de Reactivos	1	1.85	1.85
Instalación de 1 Compensador Sincrónico (incluye transformador elevador a 220 kV)	80 MVA	0.29	22.80
Línea de Transmisión AC Los Héroes - Frontera (220 kV)	37.00 km	0.30	11.13
Sub Total			**39.69**

Tabla 28 – Costos Expansión Lado Chileno

EXPANSIÓN LADO CHILENO
(Esquema Point to Point)

Descripción	Cantidad	Costo Unitario (MMUS$/unidad)	Costo Total (MMUS$)
Ampliación de subestación para incorporación de 1 salida de línea para interconexión hacia patio AC de enlace HVDC, en esquema doble barra principal con barra de transferencia	1	1.85	1.85
Reserva (no instalada) para incorporación de salida de línea para interconexión de 2 línea Parinacota - Nuevo Pozo Almonte	1	0.21	0.21
Ampliación de subestación para incorporación de 1 salida para incorporación de Compensación Automática de Reactivos	1	1.85	1.85
Instalación de 1 Compensador Sincrónico (incluye transformador elevador a 220 kV)	78	0.285	22.23
Tramo de Línea AC entre S/E Parinacota y patio AC de enlace HVDC (220 kV)	0.50 km	0.54	0.27
Sub Total			**26.41**

Tabla 29 – Costos Expansión Lado Peruano

EXPANSIÓN LADO PERUANO
(Esquema Point to Point)

Descripción	Cantidad	Costo Unitario (MMUS$/unidad)	Costo Total (MMUS$)
Ampliación de subestación para incorporación de 1 salida de línea para interconexión hacia patio AC de enlace HVDC, en esquema doble barra principal con seccionador de bypass (220 kV)	1	1.57	1.57
Interruptor acoplador de barras (220 kV)	1	1.30	1.30
Ampliación de salidas existentes para incorporación de Barra B (220 kV)	4	0.26	1.05
Ampliación de subestación para incorporación de 1 salida para incorporación de Compensación Automática de Reactivos	1	1.85	1.85
Instalación de 1 Compensador Sincrónico (incluye transformador elevador a 220 kV)	78 MVA	0.29	22.23
Tramo de Línea AC entre S/E Los Héroes y patio AC de enlace HVDC (220 kV)	0.50 km	0.54	0.27
Sub Total			**28.27**

De igual manera, se modifican los costos asociados con las estaciones conversoras debido a la modificación de los patios AC para la incorporación de los requerimientos de bloques de filtrado y compensación shunt.

Tabla 30 – Costos Sistema Back to back LCC

		MMUS$
Estaciones Conversoras (LCC)	Válvulas	**5.94**
	Obras Civiles y Edificaciones	**5.20**
	Sistemas de Control	**2.70**
	Transformadores	**4.75**
	Montaje y Pruebas	**2.61**
	Otros Equipos	**3.15**
	Filtros	**5.64**
	Ingeniería	**3.43**
	Gastos Adm	**2.18**
Sub Total		**35.59**
Adecuaciones y Ampliaciones de Subestaciones AC	Subestación Parinacota	**26.14**
	Subestación Los Héroes	**28.57**
	Línea AC Parinacota - Frontera 220 kV	**7.52**
	Línea AC Los Héroes - Frontera 220 kV	**11.13**
Sub Total		**73.35**
Contingencia (10%)		**10.89**
TOTAL		**119.84**

Tabla 31 – Costos Sistema Punto a Punto LCC

ESQUEMA Punto a Punto
(Tecnología Convencional LCC)

		MMUS$
Estaciones Conversoras (LCC)	Válvulas	**17.77**
	Obras Civiles y Edificaciones	**6.86**
	Sistemas de Control	**4.87**
	Transformadores	**5.75**
	Montaje y Pruebas	**3.00**
	Otros Equipos	**4.74**
	Filtros	**5.64**
	Ingeniería	**5.99**
	Gastos Adm	**3.72**
Línea HVDC	Línea de Transmisión HVDC 2x1600 MCM ACAR 150 kV	**15.37**
Sub Total		**73.71**
Adecuaciones y Ampliaciones de Subestaciones AC	Subestación Parinacota	**26.14**
	Subestación Los Héroes	**28.00**
	Tramo de línea a 220 kV Parinacota - Estación HVDC	**0.27**
	Tramo de línea a 220 kV Los Héroes - Estación HVDC	**0.27**
Sub Total		**54.68**
	Contingencia (10%)	**12.84**
	TOTAL	**141.24**

4.8.4 Variantes Tecnológicas

Los análisis de flujo de carga y de cortocircuito han demostrado que las condiciones estructurales de los sistemas eléctricos de ambos países, en el punto de interconexión, no son las más idóneas para permitir la transferencia de 200 MW ante cualquier condición de red (N-1) ni para todos los escenarios. En los casos analizados, pudo evidenciarse la necesidad de incluir no solo compensación sincrónica, a efectos de incrementar los niveles de cortocircuito de ambos extremos y permitir la transferencia de potencia en condiciones estables, sino que, en algunas circunstancias es preciso disminuir la transferencia debido a sobrecarga en las redes asociadas a ambos sistemas de transmisión.

Los análisis realizados hasta ahora y en el marco del alcance del presente estudio evidencian la conveniencia de instalar compensación sincrónica, aunque estudios más detallados puedan sustituirla por compensación del tipo estática. En cualquier caso, dicha compensación debe estar ubicada en las subestaciones extremas (Parinacota y Los Héroes), pues la misma permitirá ofrecer flexibilidades operativas al sistema de transmisión no asociadas obligatoriamente a la operación del enlace.

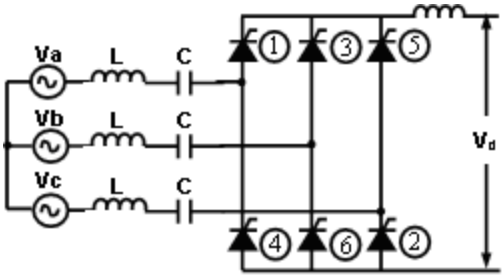
Ante las circunstancias mencionadas, es posible que el desarrollo de la interconexión pueda realizarse haciendo uso de variantes tecnológicas que confieren mayores flexibilidades y en algunos casos pueden resultar competitivas desde el punto de vista económico. Estas tecnologías son la utilización de puentes conversores con tecnología de tiristores pero incluyendo capacitores series en el lado AC del puente convertidor, mejor conocida como Capacitor Commutated Converter (CCC por sus siglas en inglés) y las estaciones conversoras con tecnología VSC (voltage source converter), cuya conmutación se realiza de manera distinta a la conmutación convencional por corriente (LCC) y con el uso de dispositivos IGBT de alta frecuencia de conmutación y no con los convencionales tiristores.

Dado que el alcance de este estudio no previó el diseño del enlace de interconexión con las variantes mencionadas, se realizará una consideración general de los costos aproximados de dichas tecnologías sin incluir un análisis detallado de la correspondiente operación de estas en el sistema de potencia. Es importante mencionar que, en ambos casos, las ventajas que ofrecen las variantes tecnológicas deben ser analizadas de manera rigurosa mediante estudios de red, para distintas condiciones operativas, pues ante las debilidades estructurales de ambas redes (para ciertas condiciones de red y algunos escenarios de generación), podrían existir limitaciones que no necesariamente serán cubiertas por las bondades tecnológicas asociadas con dichas tecnologías, requiriéndose refuerzos que aunque de menor envergadura podrían resultar económicamente desfavorables.

a) Tecnología CCC

Esta tecnología ha sido ampliamente utilizada a nivel mundial en redes donde los índices de ESCR son bajos. Su principio constructivo consiste en interponer capacitores series entre los transformadores convertidores y las estaciones conversoras convencionales (del tipo LCC). Los convertidores conmutados por condensador (CCC) se encuentran en operación comercial desde 1999. Varias instalaciones en todo el mundo se han puesto en funcionamiento con un excelente rendimiento operativo.

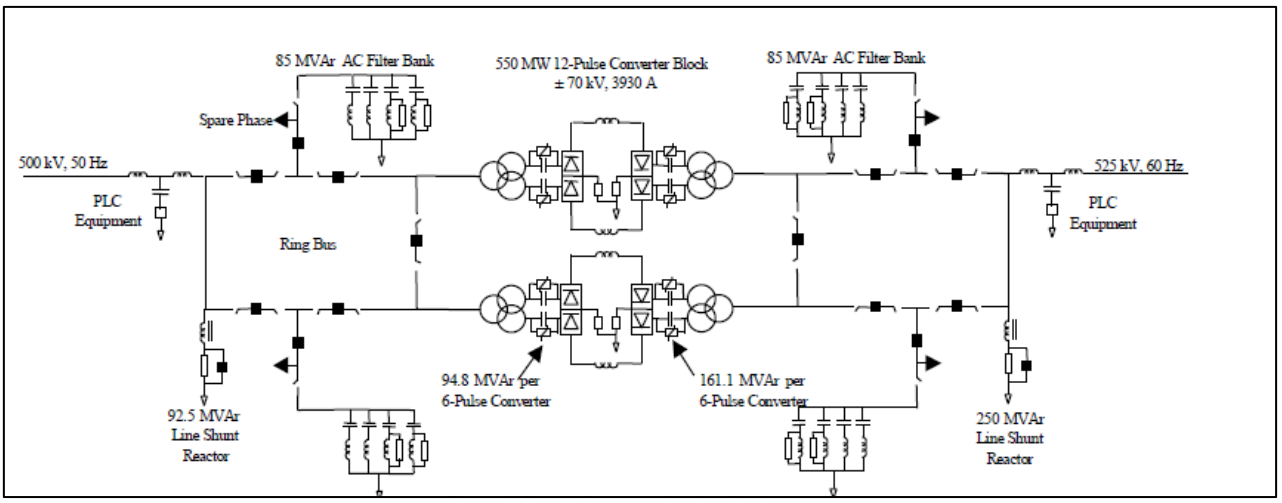
Las principales ventajas de los sistemas HVDC con capacitores de conmutación están relacionadas principalmente con redes AC débiles, especialmente en el extremo inversor, donde las fallas de conmutación son una importante limitación para la incorporación de la tecnología HVDC. De igual manera, la estabilidad operativa ante cambios de la potencia transferida por el enlace es otra de las ventajas significativas de esta variante tecnológica. Como ha podido observarse en el caso de estudio de la interconexión entre Parinacota y Los Héroes, las restricciones operativas y la debilidad de las redes obligan a la utilización de varios steps de compensación/filtrado en ambos extremos de la interconexión, lo cual no solo incrementa los costos, sino que impacta desfavorablemente la flexibilidad operativa del enlace en corriente continua. La figura siguiente muestra un esquema del puente convertidor con la incorporación de los capacitores de conmutación utilizados en la referida variante tecnológica.



De esta manera, cada puente convertidor de 6 pulsos llevará incorporados condensadores en serie entre el transformador convertidor y las válvulas, para cada fase. Los condensadores tendrán dos efectos importantes sobre la estación conversora, por un lado, ofrece un diferencial de tensión ΔV adicional para el proceso de conmutación, especialmente importante durante la operación como inversor pues incrementa el margen de conmutación entre válvulas, el cual permite operar con ángulos de disparo y extinción inferiores, disminuyendo así el consumo de reactivos. Y, por otro lado, permite que la generación de reactivos por parte de los condensadores sea directamente proporcional al consumo de reactivos de los puentes, reduciendo el desbalance de reactivos entre la red y las estaciones conversoras.

Las estaciones conversoras ahora solo requerirán la instalación de filtros de armónicos en los patios AC sin necesidad de incluir grandes previsiones de potencia reactiva (en forma de filtros o de compensación shunt) ni la necesidad de su conexión/desconexión conforme varíe la potencia transferida.

Uno de los enlaces más importantes de Latinoamérica opera con este tipo de tecnología, en la interconexión entre Argentina y Brasil (Proyecto Garabí), cuya configuración se muestra en la siguiente figura. Es importante señalar que su uso más extendido actualmente es para la conexión de estaciones back to back y sistemas de cables, no estando limitado para estaciones remotas unidas mediante líneas de transmisión.



Sus principales ventajas radican en:

- Mayor inmunidad a las fallas de conmutación
- Menor desbalance de potencia reactiva

- Se elimina la necesidad de conexión/desconexión de bancos de filtros o compensación shunt
- Menores sobretensiones ante disparos inadvertidos del enlace

Una de las ventajas de este tipo de diseños es que la compensación serie de las estaciones conversoras en conjunto con la compensación de los filtros puede ser diseñada de tal manera que se optimice los requerimientos de soporte de reactivos de los sistemas AC a ambos lados de la interconexión, permitiendo suplirlo desde las estaciones conversoras.

Para el presente caso se ha supuesto que la introducción de esta tecnología no requerirá la incorporación de los compensadores sincrónicos a ambos lados de la interconexión, por lo que los costos que a continuación se presentan, a manera de reseña, solo se limitan a estimar un aproximado de los costos de las estaciones conversoras.

Tabla 32 – Costos Sistema Punto a Punto

ESQUEMA Punto a Punto
(Tecnología CCC)

		MMUS$
Estaciones Conversoras (CCC)	Válvulas	**17,77**
	Obras Civiles y Edificaciones	**6,86**
	Sistemas de Control	**3,66**
	Transformadores y Condensadores Serie	**8,72**
	Montaje y Pruebas	**2,09**
	Otros Equipos	**4,13**
	Filtros	**1,27**
	Ingeniería	**5,99**
	Gastos Adm	**3,72**
Línea HVDC	Línea de Transmisión HVDC 2x1600 MCM ACAR 150 kV	**15,37**
Sub Total		**69,60**
Adecuaciones y Ampliaciones de Subestaciones AC	Subestación Parinacota	**2,06**
	Subestación Los Héroes	**3,92**
	Tramo de línea a 220 kV Parinacota - Estación HVDC	**0,27**
	Tramo de línea a 220 kV Los Héroes - Estación HVDC	**0,27**
Sub Total		**6,52**
Contingencia (10%)		**7,61**
TOTAL		**83,74**

Tabla 33 – Costos O&M Sistema Back to Back

ESQUEMA BACK TO BACK
(Tecnología CCC)

		MMUS$
Estaciones Conversoras (CCC)	Válvulas	**5,94**
	Obras Civiles y Edificaciones	**5,20**
	Sistemas de Control	**1,49**
	Transformadores y Condensadores Serie	**7,73**
	Montaje y Pruebas	**1,70**
	Otros Equipos	**2,55**
	Filtros	**1,27**
	Ingeniería	**3,43**
	Gastos Adm	**2,18**
Sub Total		**31,48**
Adecuaciones y Ampliaciones de Subestaciones AC	Subestación Parinacota	**2,06**
	Subestación Los Héroes	**3,92**
	Línea AC Parinacota - Frontera 220 kV	**7,52**
	Línea AC Los Héroes - Frontera 220 kV	**11,13**
Sub Total		**24,62**
	Contingencia (10%)	**5,61**
	TOTAL	**61,71**

Los costos aquí reseñados están basados en el diseño convencional LCC sin incorporar los costos de optimización de los bloques compensación/filtrado debido a las restricciones de variación de tensión ante la conexión/desconexión de dichos equipos, y sin considerar requerimientos especiales de compensación reactiva automática en las subestaciones AC receptoras, de conformidad con las recomendaciones de algunos fabricantes.

b) Tecnología VSC

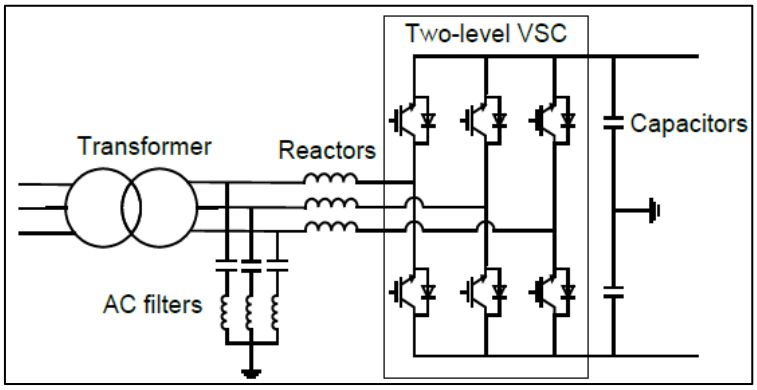
La primera versión de un sistema con tecnología VSC fue utilizada en Suecia en el año 1999, y desde entonces ha habido una enorme evolución de estos sistemas, con una reducción considerable de sus costos y una cada vez más grande aceptación en los sistemas de transmisión. Su utilización, sin embargo, se remonta a tiempos anteriores, pero en aplicaciones industriales destinadas principalmente a la locomoción. Su principal componente es el dispositivo electrónico conocido como IGBT (insulated gate bipolar thyristor) cuya capacidad de encendido y apagado de alta frecuencia comenzó a utilizarse en conjunto con la tecnología de control de modulación de pulso (PWM por sus siglas en inglés de Pulse Width Modulation), dando paso recientemente a un esquema mucho más complejo y avanzado conocido como el convertidor modular de múltiples niveles (MMC) que utiliza la lógica de conexión en cascada. Esta tecnología es más atractiva para las aplicaciones en la red debido a sus características únicas, por ejemplo, la buena forma de onda sinusoidal de la tensión de salida y la baja pérdida de conmutación.

Los fabricantes han desarrollado una nueva generación de VSC con base en MMC y se han aplicado en varios proyectos a nivel mundial. Al ser un convertidor de fuente de voltaje

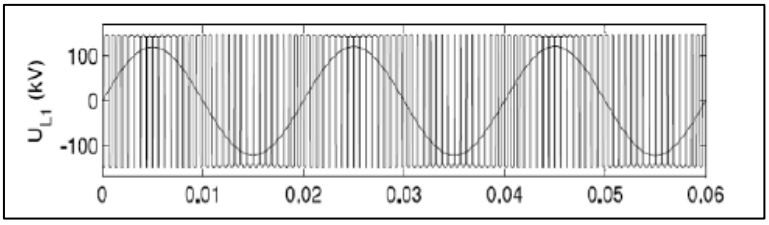
conmutado forzado, no necesita el soporte de voltaje de CA del lado de la red para la conmutación, tiene una velocidad de respuesta muy rápida, especialmente durante la fase transitoria después de alguna perturbación. Las características claves de esta tecnología son:

- Control independiente tanto de potencia activa como reactiva
- Suministro de redes pasivas y capacidad de arranque en negro
- Mayor performance dinámico que sus pares LCC y CCC
- Posibilidad multiterminal (no aplicable en nuestro caso)

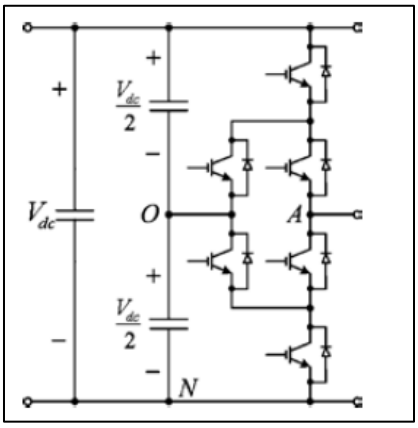
Las limitantes de esta tecnología están actualmente definidas por el límite térmico de los dispositivos de conmutación (IGBT). Otro factor limitante a considerar es que la alta frecuencia de conmutación trae consigo mayores pérdidas de potencia en el puente convertidor, aunque las mismas se han reducido considerablemente en los últimos desarrollos. Hasta ahora, la potencia máxima de VSC-HVDC con configuración bipolar puede alcanzar hasta 1200 MW con cables y 2400 MW con líneas aéreas. Las configuraciones del sistema VSC-HVDC utilizando VSC de dos niveles, tres niveles y multinivel se muestran en las siguientes figuras.



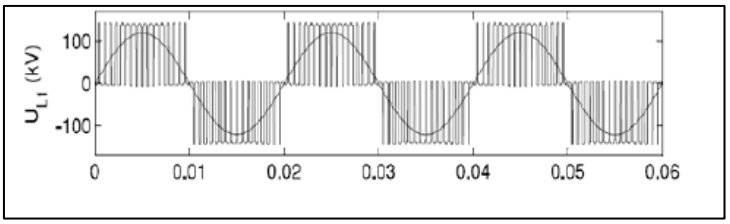
Esquema VSC-HVDC de dos niveles



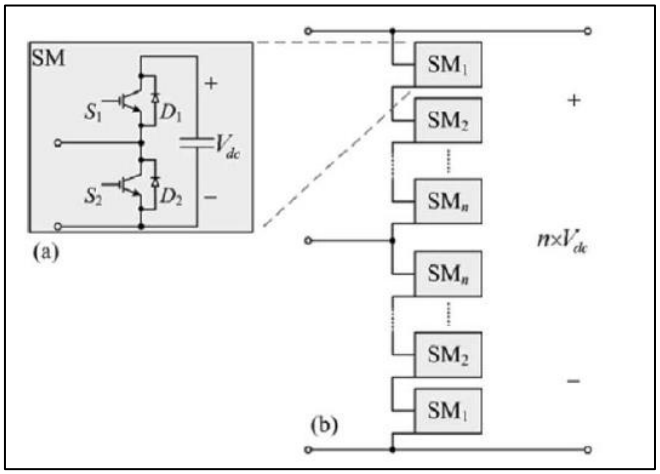
Forma de Onda para Esquema VSC-HVDC de dos niveles



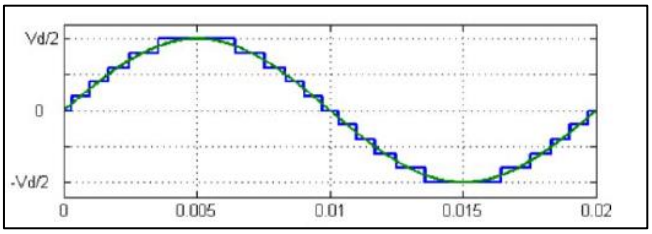
Esquema VSC-HVDC de tres niveles



Forma de Onda para Esquema VSC-HVDC de tres niveles



Esquema VSC-HVDC Multinivel



Forma de Onda para Esquema VSC-HVDC Multinivel

Dado que el alcance de este estudio no incluye el análisis de este tipo de tecnologías, sólo se ha propuesto un análisis referencial de costos de este diseño, a partir de referencias bibliográficas, pues siendo un diseño de reciente aparición en los sistemas de potencia, existe mayor celo por parte de los fabricantes a la hora de informar sobre sus diseños particulares.

En este sentido, a continuación, se muestra un estimado de los costos asociados con este tipo de tecnología para un enlace Back to Back y Punto a Punto de 200 MW.

Tabla 34 – Costos Sistema Back to Back – Tecnología VSC

		MMUS$
Estaciones Conversoras (VSC)	Válvulas	11,59
	Obras Civiles y Edificaciones	3,09
	Sistemas de Control	3,48
	Transformadores y Reactores Serie	5,41
	Montaje y Pruebas	3,09
	Otros Equipos	3,09
	Filtros	1,93
	Ingeniería	4,25
	Gastos Adm	2,71
Sub Total		38,65
Adecuaciones y Ampliaciones de Subestaciones AC	Subestación Parinacota	2,06
	Subestación Los Héroes	3,92
	Línea AC Parinacota - Frontera 220 kV	7,52
	Línea AC Los Héroes - Frontera 220 kV	11,13
Sub Total		24,62
Contingencia (10%)		6,33
TOTAL		69,60

Tabla 35 – Costos Sistema Punto a Punto Tecnología VSC

		MMUS$
Estaciones Conversoras (VSC)	Válvulas	19,78
	Obras Civiles y Edificaciones	5,28
	Sistemas de Control	5,94
	Transformadores y Reactores Serie	9,23
	Montaje y Pruebas	5,28
	Otros Equipos	5,28
	Filtros	3,30
	Ingeniería	7,25
	Gastos Adm	4,62
Línea HVDC	Línea de Transmisión HVDC 2x1600 MCM ACAR	15,37
Sub Total		81,32
Adecuaciones y Ampliaciones de Subestaciones AC	Subestación Parinacota	2,06
	Subestación Los Héroes	3,92
	Tramo de línea a 220 kV Parinacota - Estación HVDC	0,27
	Tramo de línea a 220 kV Los Héroes - Estación HVDC	0,27
Sub Total		6,52
Contingencia (10%)		8,78
TOTAL		96,62

Es importante señalar que aun cuando esta tecnología ofrece muchas flexibilidades operativas, su incorporación en esta interconexión debe ser estudiada minuciosamente a efectos de identificar posibles refuerzos requeridos en la red AC ante distintas circunstancias operativas y para diferentes escenarios.

4.8.5 Resumen de Costos

A continuación, se muestra un resumen de los principales costos asociados con las tres tecnologías consideradas en el presente análisis. Es importante señalar que, debido a las consideraciones impuestas en el alcance del presente estudio, solo se estudió con cierta profundidad el tipo de tecnología LCC, por lo que mayores análisis deben ser realizados a objeto de determinar posibles inversiones adicionales para la aplicación de las tecnologías CCC y VSC.

En la tabla N° Tabla 36 se muestra un resumen de las tres tecnologías aplicables a la interconexión bajo estudio, donde pareciera evidente que la tecnología más favorable sería la CCC, seguida de la tecnología VSC y de último la tecnología convencional LCC, pero con la diferencia de que las dos tecnologías anteriores no fueron evaluadas en profundidad como para determinar si se requiere la instalación de alguna compensación automática adicional en los extremos de los sistemas de Chile y Perú. Sin embargo, a juzgar por los costos asociados con las estaciones conversoras, la alternativa más favorable apunta a la CCC.

Tabla 36 – Costos Sistema Back to Back

SISTEMA DE INTERCONEXIÓN BACK TO BACK

		LCC (MMUS$)	%	CCC (MMUS$)	%	VSC (MMUS$)	%
Sistema Interconector	Estaciones Conversoras	35.59	30%	31.48	51%	38.65	56%
	Línea HVDC	-	-	-	-	-	-
	Líneas AC	18.64	16%	18.64	30%	18.64	27%
	Sub Total	54.24	45%	50.12	81%	57.29	82%
Adecuaciones Subestaciones de Interconexión y Otras	Ampliación y Adecuación subestaciones AC	54.71	46%	5.98	10%	5.98	9%
	Contingencias	10.89	9%	5.61	9%	6.33	9%
	Sub Total	65.60	55%	11.59	19%	12.31	18%
INVERSIÓN TOTAL ESTIMADA		119.84	100%	61.71	100%	69.60	100%

Tabla 37 – Costos Sistema Punto a Punto

SISTEMA DE INTERCONEXIÓN POINT TO POINT

		LCC (MMUS$)	%	CCC (MMUS$)	%	VSC (MMUS$)	%
Sistema Interconector	Estaciones Conversoras	58.34	41%	54.23	65%	65.94	68%
	Línea HVDC	15.37	11%	15.37	18%	15.37	16%
	Líneas AC	0.54	0%	0.54	1%	0.54	1%
	Sub Total	74.26	53%	70.14	84%	81.86	85%
Adecuaciones Subestaciones de Interconexión y Otras	Ampliación y Adecuación subestaciones AC	54.14	38%	5.98	7%	5.98	6%
	Contingencias	12.84	9%	7.61	9%	8.78	9%
	Sub Total	66.98	47%	13.59	16%	14.77	15%
INVERSIÓN TOTAL ESTIMADA		141.24	100%	83.74	100%	96.62	100%

Las estimaciones de costos confirman que el esquema Punto a Punto, como era de esperarse para la potencia y la distancia manejada en este proyecto de interconexión, es bastante más costoso que el esquema Back to Back. Por lo tanto, se recomienda realizar los análisis posteriores asumiendo solo el diseño Back to Back, a menos que ambos países deseen evaluar una posible interconexión de mayor capacidad y utilizando puntos de interconexión de mayor capacidad ubicados en el interior de sus respectivos sistemas de potencia.

Desde el punto de vista de los costos operativos esperados para las opciones analizadas, la tabla N° Tabla 38 muestra un resumen para la configuración Back to Back y la tabla N° Tabla 39 para la configuración Punto a Punto.

Tabla 38 – Costos O&M Sistema Back to Back

SISTEMA DE INTERCONEXIÓN BACK TO BACK
(Costos de O&M)

		LCC (MMUS$/año)	%	CCC (MMUS$/año)	%	VSC (MMUS$/año)	%
Sistema Interconector	Estaciones Conversoras	0.53	26%	0.47	43%	0.58	48%
	Línea HVDC	-	-	-	-	-	-
	Líneas AC	0.50	25%	0.50	46%	0.50	42%
	Sub Total	1.04	51%	0.98	89%	1.08	90%
Adecuaciones Subestaciones de Interconexión y Otras	Ampliación y Adecuación subestaciones AC	1.00	49%	0.13	11%	0.13	10%
	Sub Total	1.00	49%	0.13	11%	0.13	10%
COSTOS DE O&M (MMUS$/año)		2.04	100%	1.10	100%	1.21	100%

Tabla 39 – Costos O&M Sistema Punto a Punto

SISTEMA DE INTERCONEXIÓN POINT TO POINT
(Costos de O&M)

		LCC (MMUS$/año)	%	CCC (MMUS$/año)	%	VSC (MMUS$/año)	%
Sistema Interconector	Estaciones Conversoras	0.88	38%	0.81	59%	0.99	64%
	Línea HVDC	0.42	18%	0.42	30%	0.42	27%
	Líneas AC	0.01	1%	0.01	1%	0.01	1%
	Sub Total	1.30	56%	1.24	91%	1.42	92%
Adecuaciones Subestaciones de Interconexión y Otras	Ampliación y Adecuación subestaciones AC	1.00	44%	0.13	9%	0.13	8%
	Sub Total	1.00	44%	0.13	9%	0.13	8%
COSTOS DE O&M (MMUS$/año)		2.31	100%	1.37	100%	1.54	100%

Adicional al costo estimado de O&M de las infraestructuras, se realiza un estimado de los costos asociados con las pérdidas de los sistemas de conversión y las líneas DC y AC del interconector, para cada configuración. Las tablas siguientes muestran los resultados de las pérdidas esperadas en los sistemas analizados.

Tabla 40 – Pérdidas Sistema Back to Back

SISTEMA DE INTERCONEXIÓN BACK TO BACK
(Pérdidas de Energía)

	LCC (GWh/año)	CCC (GWh/año)	VSC (GWh/año)
Estaciones Conversoras	24,57	24,57	43,36
Líneas AC y DC	19,88	19,88	19,88
TOTAL	44,45	44,45	63,24
% sobre TAE	3%	3%	4%

*** TAE: Transferencia anual esperada (1.577 GWh)**

Tabla 41– Pérdidas Sistema Punto a Punto

SISTEMA DE INTERCONEXIÓN POINT TO POINT
(Pérdidas de Energía)

	LCC (GWh/año)	CCC (GWh/año)	VSC (GWh/año)
Estaciones Conversoras	24,57	24,57	43,36
Líneas AC y DC	52,05	52,05	52,05
Total	76,62	76,62	95,41
% sobre TAE	5%	5%	6%

*** TAE: Transferencia anual esperada (1.577 GWh)**

A título de ejemplo, se presenta un cálculo de la anualidad equivalente de cada una de las opciones y configuraciones analizadas. Para ello se supuso una vida útil de 25 años, una tasa de actualización del 10% y un costo de pérdidas de 70 US$/MWh. Como puede observarse en la tabla siguiente, para la configuración Back to Back, la opción más económica vendría representada por el uso de tecnología CCC, siendo indiferente el uso de tecnología VSC o LCC, en el supuesto no demostrado que las alternativas CCC y VSC no requerirán ningún tipo de refuerzo de los sistemas receptores AC en ambos países. La evaluación detallada de la interconexión se encuentra en el capítulo 7.

Tabla 42– Evaluación Sistema Back to Back

SISTEMA DE INTERCONEXIÓN BACK TO BACK

ANUALIDAD EQUIVALENTE	LCC (MMUS$/año)	%	CCC (MMUS$/año)	%	VSC (MMUS$/año)	%
CAPEX	13.20	72%	6.80	62%	7.67	58%
OPMEX	2.04	11%	1.10	10%	1.21	9%
SUB TOTAL	15.24	83%	7.90	72%	8.88	67%
PÉRDIDAS	3.11	17%	3.11	28%	4.43	33%
TOTAL	18.36	100%	11.01	100%	13.30	100%

Tasa de actualización 10%

Pérdidas: 70.00 US$/MWh

Para el caso de la configuración Punto a Punto, la tabla siguiente muestra el resultado comparativo en el cual se demuestra la menor conveniencia económica de esta configuración para el interconector respecto a la configuración Back to Back.

Tabla 43– Evaluación Sistema Punto a Punto

SISTEMA DE INTERCONEXIÓN POINT TO POINT

ANUALIDAD EQUIVALENTE	LCC (MMUS$/año)	%	CCC (MMUS$/año)	%	VSC (MMUS$/año)	%
CAPEX	15.56	85%	9.23	84%	10.64	80%
OPMEX	2.31	13%	1.37	12%	1.54	12%
SUB TOTAL	17.87	77%	10.59	66%	12.19	92%
PÉRDIDAS	5.36	29%	5.36	49%	6.68	50%
TOTAL	23.23	100%	15.96	100%	18.87	142%

Tasa de actualización 10%

Pérdidas: 70.00 US$/MWh

En ambos casos, el costo de las pérdidas en la interconexión juega un papel importante en la evaluación económica y en la decisión final a adoptar como esquema de transmisión. Por último, la tabla N° Tabla 44 muestra un resumen de las propuestas evaluadas donde se jerarquizan de acuerdo con el costo total de cada esquema. De acuerdo con esta jerarquización, la configuración Punto a Punto luce más desventajosa que la configuración Back to Back. Entre las opciones Back to Back, pareciera que la alternativa CCC debe ser analizada con mayor profundidad pues podría representar un ahorro de hasta 20% en los costos totales de la interconexión.

Tabla 44– Resumen de Costos

ESQUEMA	CAPEX (MMUS$)	Anualidad Equivalente (MMUS$/Año)	Costo Equivalente de Transmisión (US$/MWh)	%
BACK TO BACK - CCC	**61.71**	**11.01**	**6.98**	**100%**
BACK TO BACK - VSC	**69.60**	**13.30**	**8.44**	**121%**
POINT TO POINT - CCC	**83.74**	**15.96**	**10.12**	**145%**
BACK TO BACK - LCC	**119.84**	**18.36**	**11.64**	**167%**
POINT TO POINT - VSC	**96.62**	**18.87**	**11.97**	**171%**
POINT TO POINT - LCC	**141.24**	**23.23**	**14.73**	**211%**

Es importante resaltar que los análisis y estudios de red contemplados en este estudio no incluyeron las versiones tecnológicas de CCC ni VSC por lo tanto, no se puede afirmar que tales opciones no deban ser reforzadas con esquemas de compensación no contemplados en los costos aquí mostrados, en cuyo caso los márgenes de diferencia en costos se reducirían a valores que harían compatibles las soluciones Back to Back del tipo CCC, VSC y LCC y cuya decisión deberá incorporar otro tipo de análisis. Por esta razón la evaluación económica presentad en el capítulo 7 se basa en los costos de la alternativa con tecnología LCC.

Es importante destacar que, conforme a los términos de referencia del estudio, el anteproyecto de la interconexión fue desarrollado para la tecnología LCC, cuyos detalles se presentan en el volumen 2 de este informe, denominado "Anteproyecto de Ingeniería Básica de las Opciones de Interconexión Back to Back y Punto a Punto".

5 Estudios eléctricos

El objetivo de los estudios eléctricos es analizar la factibilidad técnica de la interconexión eléctrica en corriente continua de 200 MW de capacidad entre los sistemas eléctricos de Perú y Chile, en base a los estudios previos elaborados en el marco del SINEA en el año 2014 y conducidos por COES/CDEC-SING en el año 2015. La Figura 30 muestra la Interconexión en un diagrama geográfico simplificado [2].

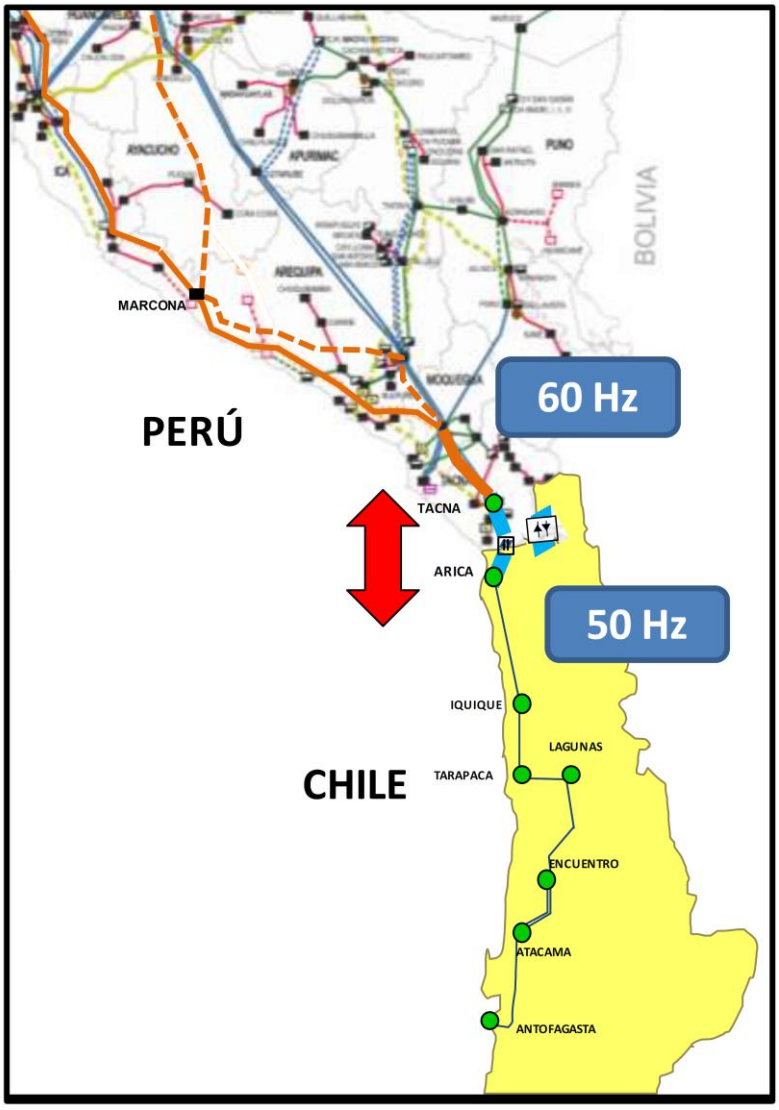
El estudio comprende el análisis de las siguientes dos opciones de interconexión:

- Estación *Back to back*: consiste en instalar una subestación HVDC en un punto intermedio entre las subestaciones de Tacna en Perú y Arica en Chile.
- Línea HVDC: consiste en instalar dos subestaciones HVDC, una en cada país, conectadas por medio de una línea HVDC de longitud relativamente corta.

La capacidad nominal de la interconexión, así como sus características técnicas son un dato de entrada del estudio. En los estudios técnicos y de planificación previos se analizaron las siguientes tres capacidades posibles de la interconexión: 100, 150 y 200 MW, y se concluyó que la última es la económicamente más conveniente.

En el estudio conducido por COES/CDEC-SING en el año 2015 el marco del SINEA se consideró como año de entrada en servicio de la interconexión al 2020. Sin embargo, considerando los tiempos de desarrollo, instalación y puesta en marcha de la Interconexión, se considerará en el presente estudio que la interconexión entrará en servicio en el año 2024.

Figura 30: Diagrama geográfico de la Interconexión [2].



5.1 Requerimientos Técnicos

Se resumen en esta sección los criterios técnicos utilizados para evaluar el desempeño técnico de los sistemas a ambos lados de la Interconexión.

5.1.1 Requerimientos Sistema Chileno

Artículo 3-33

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.

$$RECC \geq \frac{\text{Capacidad de cortocircuito del Sistema AC[MVA]} - \text{Capacidad Reactiva Enlace HVDC[MVA]}}{\text{Potencia Transmitida[MW]}}$$

El cálculo de la capacidad de cortocircuito deberá considerar todos los equipos que se conecten en el lado de corriente alterna con motivo de la conexión del enlace HVDC, tales como filtros y equipos de compensación.

El Coordinado que explote las instalaciones del enlace HVDC podrá solicitar al Coordinador la autorización para reducir la exigencia de RECC mínimo a 2. Para ello, el Coordinado deberá presentar al Coordinador un informe en el cual justifique su petición en el que se demuestre que las características del sistema de control del enlace HVDC cuentan con la tecnología y diseño para un eficiente control de fallas.

Artículo 3-37

Las maniobras de equipos de compensación de potencia reactiva y filtros, necesarias para mantener la tensión y el nivel de armónicas en los rangos exigidos en la presente NT, se deberán realizar en forma automática.

Las maniobras en filtros, reactores y capacitores en los extremos receptor y transmisor de corriente alterna no deberán producir variaciones de tensión superiores a un 2% de la tensión nominal en Estado Normal.

Artículo 5-5

La planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, definido según lo establecido en el Artículo 1-7 numeral 30.

En los estudios de planificación, la aplicación del Criterio N-1 solo podrá utilizar recursos EDAC, EDAG o ERAG supervisados por frecuencia o por tensión.

Las instalaciones de los STD que operen con enmallamiento también deberán dar cumplimiento a los criterios de planificación indicados en el presente artículo.

Artículo 5-24

El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el Coordinador y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].

b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].

c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].

Artículo 5-28

En Estado de Alerta el Coordinador y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

a) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

b) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

c) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

Artículo 5-30

El Coordinador deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia del SI permanezca en su valor nominal de 50 [Hz], aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante cualquier período de control de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:

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.

Artículo 5-35

En Estado Normal, el Coordinador podrá operar los Elementos Serie del ST manteniendo la corriente transportada en un valor tal que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, la sobrecarga resultante por los tramos que se mantienen en servicio, una vez superado el transitorio post-contingencia, sea inferior al límite de sobrecarga calculado por el Coordinador. Para efectos de lo señalado anteriormente, se entenderá por corta duración al período de duración no superior a 15 minutos, período durante el cual el Coordinador deberá adoptar medidas tales como re-despacho de unidades generadoras u otras que sean eficaces para restituir la corriente transportada por el Elemento Serie a la correspondiente a su capacidad de operación permanente.

Sin perjuicio de lo anterior el Coordinador podrá definir otros períodos de corta duración a partir de estudios específicos que demuestren que no se afectan la seguridad del SI ni la integridad de sus instalaciones.

Para la definición del anterior Límite por Sobrecargas de Corta Duración, se deberá considerar como condición inicial de operación previa a la Contingencia Simple, aquella condición de operación más probable entre las condiciones de operación capaces de producir la sobrecarga más severa, a juicio del Coordinador.

La Contingencia Simple a considerar mediante un análisis estacionario será la desconexión intempestiva de un circuito de línea o transformación.

Artículo 5-36

En Estado Normal y frente a la ocurrencia de una Contingencia Simple, el SI deberá mantenerse transitoriamente estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en islas eléctricas.

5.1.2 Requerimientos Sistema Peruano

Los criterios de desempeño eléctrico en la etapa de Verificación Estática y Dinámica del Sistema son los criterios operativos indicados en los procedimientos de COES, principalmente el PR-08 de seguridad operativa, así como la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real.

CRITERIOS GENERALES del PR-08

En estado de Situación Excepcional se considerará los porcentajes de sobrecarga para los equipos, establecidos en el Procedimiento Técnico del COES Operación del SEIN en Situación Excepcional (PR-39), o el que lo sustituya o modifique.

En las simulaciones eléctricas para un régimen de operación de Estado Normal, las Unidades de Generación deberán operar con los márgenes de reserva asignados para el control de la frecuencia y hasta un límite del 90% de la capacidad máxima de potencia reactiva en forma permanente, obtenida de la curva de capabilidad de su Ficha Técnica vigente. Este límite deberá mantenerse tanto en la región de sobre-excitación como en la de sub-excitación.

SIMULACIÓN DE CONTINGENCIAS EN ESTADO ESTACIONARIO del PR-08

Ante Contingencias Simples (N-1) la parte del SEIN que permanezca en servicio, debe cumplir lo siguiente:

a) Las líneas del Sistema de Transmisión, transformadores de corriente asociadas, transformadoras de potencia y autotransformador, cuyo diseño admite una operación con flujos bidireccionales deben operar dentro de niveles que no superen sus capacidades de sobrecarga permitidos durante 30 minutos.

b) Las Tensiones de Operación en las Barras del SEIN deben estar en el siguiente rango:

- +7,5% / -10% para las Barras con tensiones menores o iguales a 500 kV y mayores a 200 kV.
- +10% / -10% para las Barras con tensiones menores o iguales a 200kV y mayores a 100kV.

c) En caso que no se logre la convergencia del flujo de potencia, se deberá realizar la simulación de dicha Contingencia en el dominio del tiempo, a fin de determinar su efecto en el SEIN.

SIMULACIÓN DE CONTINGENCIAS SIMPLES (N-1) EN EL DOMINIO DEL TIEMPO del PR-08

Ante la salida de servicio de un elemento por falla o ante la pérdida intempestiva de un elemento, en las simulaciones se debe cumplir:

a) El SEIN deberá permanecer estable, incluyendo la simulación de estabilidad transitoria. Las oscilaciones que se presenten deben amortiguarse. La amortiguación mínima permitida será de 4%.

b) En lo posible no debe presentarse Rechazo Automático de Carga o Generación. En caso que se presente Rechazo de Carga, el SEIN deberá de permanecer estable.

c) En las Barras del Sistema de Transmisión adyacentes a la falla simulada con tensiones mayores a 200 kV, la tensión no debe de estar por debajo de 0,8 p.u. durante más de 1 segundo.

Si en las simulaciones se produjera condiciones que provoquen desconexiones de carga superior al 1,5% de la Máxima demanda a Nivel de Generación mensual de potencia activa del mes anterior o no cumplan con los requerimientos establecidos en los numerales 7.1 o 7.2 del

presente Procedimiento, se debe evaluar modificar el Despacho Económico de las Unidades de Generación convocadas y el ingreso de Unidades de Generación por Seguridad, de acuerdo a la metodología establecida en el numeral 8 del presente Procedimiento Técnico.

CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN [6]

DISPOSICIONES FINALES

PRIMERA.- Fíjese los primeros valores para los Criterios Técnicos de Desempeño definidos en el Artículo 10 conforme el siguiente cuadro:

Criterio	Valor Adoptado
Tensión - Normal	0,95 - 1,05 p.u.
Tensión - Emergencia	0,90 - 1,10 p.u. para tensión 220 kV 0,90 - 1,05 p.u. para tensión 138 kV
Sobrecargas - Normal	No permitidas
Sobrecargas - Emergencia	No permitidas
Generación Activa y Reactiva de (Generadores)	Dentro de Límites Operativos
Verificación por Estabilidad Transitoria	
Falla Trifásica Sólida	Sistema debe ser estable ante apertura en
Verificación por Estabilidad Transitoria	6 ciclos.
Si es inestable, Falla monofásica con recierre exitoso	Sistema debe ser estable ante apertura no mayor a 6 ciclos para Extra y Muy Alta Tensión, y no mayor a 8 ciclos para Alta Tensión; con recierre 500 ms

En función de los criterios de más arriba se considera que las tensiones en estado normal deben encontrarse entre 0,95 y 1,05 p.u. del valor nominal.

REQUERIMIENTOS DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA DEL PR-20

Si para cumplir con las exigencias de generación/absorción de potencia reactiva en el punto de conexión, de acuerdo a las tensiones de operación en las principales barras del sistema de transmisión establecidas por el COES, es necesaria la instalación de equipos de compensación reactiva (fijos o controlables), estos deben ser considerados en la lista de equipamiento del Proyecto, y su implementación será obligación del Titular de la CGNC. No se permitirán escalones de potencia reactiva que provoquen cambios en la tensión de operación superiores al 2,5%.

5.2 Modelado y simulación

Los cálculos y simulaciones de los estudios eléctricos se ejecutaron con el programa DIgSILENT PowerFactory versión 18, que es compatible con las bases de datos de ambos países. Se generó una Base de Datos unificada conteniendo los modelos de los dos sistemas interconectados a través del enlace HVDC en sus dos alternativas.

Sobre la base de la información disponible, se modelaron ambas alternativas interconexión adoptando los parámetros eléctricos determinados en la fase de elaboración de la ingeniería básica de la interconexión elaborada en el presente proyecto. Se incluyeron además las obras de expansión de centrales y líneas de transmisión y transmisión zonal requeridos para la plena operación del sistema en cada caso.

A partir de estos modelos completos de las redes eléctricas de Chile y Perú, se construyó un modelo unificado en que los sistemas se interconectan ya se mediante una conversora *back to back* o mediante dos conversoras con una línea HVDC entre ambas.

Se analizaron sistemas HVDC del tipo clásico (*line conmutated converter* o LCC), que son los más comunes para aplicaciones de la capacidad nominal estudiada. Los mismos se representaron utilizando el modelo de la librería de PowerFactory de tipo "TypHvdclcc".

5.2.1 Modelo del sistema chileno

En cuanto a la transmisión se refiere, el abastecimiento de los clientes regulados de Arica, Iquique y Pozo Almonte se lleva a cabo por medio de las líneas Tarapacá – Cóndores 1x220 kV, Lagunas – Pozo Almonte 1x220 kV y Parinacota – Cóndores 1x220 kV, donde las centrales diésel locales (Iquique, Zofri y Estandartes) se usan para abastecer a estos clientes sólo en casos de contingencias en el sistema de transmisión. Al año 2022 se espera la entrada en operación las siguientes instalaciones [5]:

- S/E Nueva Pozo Almonte 220 kV.
- Nueva línea 2x220 kV Cóndores – Nueva Pozo Almonte, tendido de un circuito.
- Nueva línea 2x220 kV Parinacota – Nueva Pozo Almonte, tendido de un circuito.
- Nueva línea 2x220 kV Pozo Almonte – Nueva Pozo Almonte, tendido de un circuito.

Estas instalaciones surgen a partir de la necesidad de contar con mayor robustez y seguridad de suministro de las ciudades del norte de Chile, así como también a partir de la proyección de desarrollo de las energías renovables variables y las posibles interconexiones internacionales.

Se actualizaron en el modelo PowerFactory las capacidades nominales de las líneas de 220 kV en el área de directa influencia de la Interconexión conforme a la PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2018 del Coordinador [5]. La Tabla 45 presenta el detalle de la capacidad de las líneas utilizadas para abastecer las zonas de Arica, Iquique y Pozo Almonte.

Tabla 45: Capacidad nominal líneas de 220 kV en el área de directa influencia de la Interconexión [5].

Instalación	Tensión kV	Cant. Circ/equip	Capacidad MVA @30°C	Fecha PES
L. Tarapacá – Cóndores	220	1	166	Existente
L. Cóndores – Parinacota	220	1	166	Existente
L. Lagunas – Pozo Almonte	220	1	166	Existente
L. Cóndores – Nueva Pozo Almonte	220	2	260	Ene-22
L. Nueva Pozo Almonte – Parinacota	220	1	260	Ene-22
L. Nueva Pozo Almonte – Pozo Almonte	220	2	260	Ene-22
S/E Nueva Pozo Almonte	220	-	-	Ene-19

La línea Parinacota – Cóndores tiene una limitación por transformadores de corriente de 91,45 MVA, y que para efectos del presente estudio se ha considerado que dichas restricciones se encuentran resueltas. Adicionalmente, se asumió que la capacidad de cada circuito de la línea Lagunas – Tarapacá 220 kV también es de 0.436kA. Los elementos limitantes de las líneas de transmisión se presentan en la Sección 5.10.1.

De acuerdo a la PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2018 del Coordinador [5], la zona se encuentra caracterizada por un grupo de centrales térmicas diésel de tamaños reducidos que en general no operan en base, conjuntamente con algunas centrales solares que se han ido o irán incorporando en el futuro próximo. El caso más relevante corresponde a la central Granja Solar en el entorno de la zona de S/E Lagunas (PES: dic 2019, 100 MW). Adicionalmente se encuentra en construcción el sistema de almacenamiento de energía en S/E Arica, con una capacidad de 2 MW. Respecto del consumo, este sistema es abastecido primariamente a través de las líneas 220 kV Tarapacá – Cóndores y Lagunas – Pozo Almonte, y las centrales eléctricas de la zona.

5.2.2 Modelo del sistema peruano

El Plan de Transmisión tiene dos productos principales, el Plan Vinculante y el Plan de Transmisión de Largo Plazo. El Plan Vinculante es el aquel conformado por proyectos cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del periodo de vigencia del PT, es decir entre los años 2019 y 2020. El Plan de Transmisión de Largo Plazo incluye los proyectos no vinculantes, los cuales serán revisados en futuras actualizaciones del Plan.

El proyecto más importante del Plan Vinculante en el área de directa influencia de la Interconexión es el reforzamiento de la transmisión en la zona Sur del país mediante la implementación de la línea en 200 kV LT 220 kV Montalvo - Moquegua (Segundo Circuito).

Proyectos Área Sur

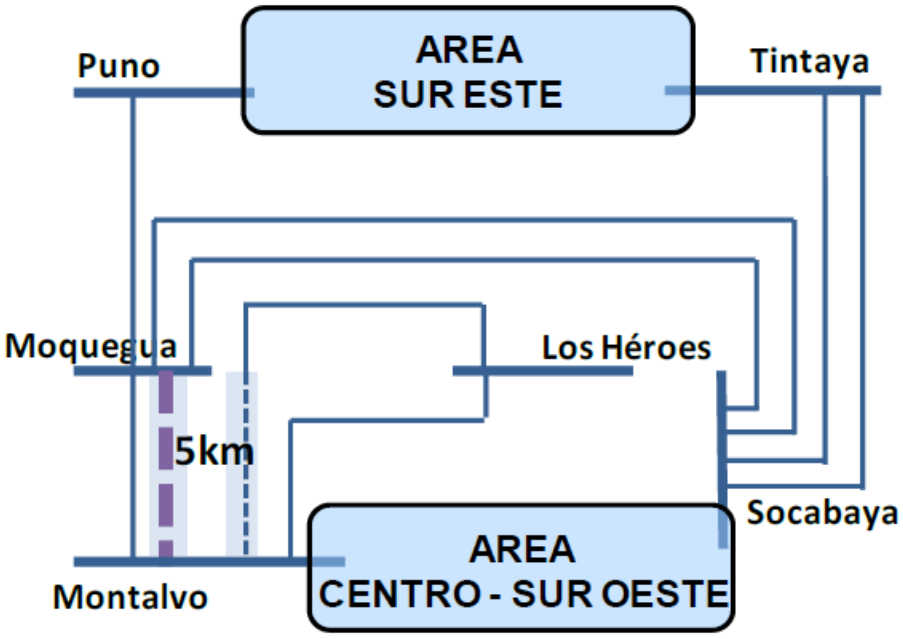
- LT 220 kV Montalvo – Moquegua (Segundo Circuito)
- Reactor de Barra de 1x20 MVAR - 220 kV en la SE Puno
- Reactor de Barra de 1x20 MVAR - 220 kV en la SE Azángaro

- Reemplazo de interruptores de 220 kV en la SE Socabaya

Figura 31: Proyectos del Área Sur del Plan Vinculante.

La línea de 220 kV Montalvo - Moquegua (2da terna) permitirá mejorar la confiabilidad de la zona de Sur, evitando su colapso ante la salida del único circuito existente entre ambas subestaciones. Asimismo, los reactores de barra de 1x20 MVAR - 220 kV en la SE Puno y de 1x20 MVAR - 220 kV en la SE Azángaro ayudarán con el control de las tensiones de la zona. El proyecto de Reemplazo de interruptores de 220 kV en la SE Socabaya permitirá restablecer en menor tiempo la zona sur luego de alguna contingencia severa.

Figura 32: Diagrama unifilar del proyecto LT 220 kV Montalvo - Moquegua (2do Circuito)



5.3 Escenarios de Estudio

Los escenarios de partida del estudio fueron extraídos de las BD PowerFactory de cada uno de los sistemas. Dichos casos base se utilizaron luego para generar casos de estudio adicionales seleccionados del resultado del análisis de despacho económico realizado con el modelo SDDP. Luego, el análisis eléctrico se realiza sobre los siguientes dos conjuntos de escenarios:

- ***Casos base***: Corresponden a casos típicos de operación de los dos sistemas interconectados obtenidos de las bases de datos en formato DIgSILENT PowerFactory proporcionadas por la CNE de Chile y el COES de Perú. Los escenarios de demanda y despacho de generación para los escenarios futuros no contenidos en las BD originales se obtuvieron siguiendo los criterios descritos en la Sección 5.3.1.
- ***Casos seleccionados del análisis de despacho económico***: Corresponden a los casos técnicamente más exigentes seleccionados de los resultados del despacho económico de generación utilizando el modelo SDDP de los sistemas chileno y peruano para los años 2024 y 2030. Los mismos fueron cargados en el modelo eléctrico asumiendo las topologías y típicas de la red presentadas en los casos base.

Se describen a continuación ambos grupos de casos de estudio.

5.3.1 Casos base

Los casos base para el desarrollo del proyecto consisten en la interconexión de los modelos contenidos en las bases de datos en formato DIgSILENT PowerFactory proporcionadas por el CEN y el COES. Se asume que las bases de datos de cada sistema son consistentes con las hipótesis y resultados de los planes de obras de generación y transmisión de las redes de cada país para el período en estudio, que se encontrarán vigentes al momento de estrada en servicio de la Interconexión.

Se asume que los escenarios de partida fueron construidos utilizando despachos de generación típicos, que tienen en cuenta consideraciones de costo mínimo de operación y el parque con generación forzada.

Los escenarios de demanda no contenidos en las bases de datos recibidas se construyeron en base de las proyecciones y la apertura regional reflejada en los escenarios disponibles.

Antes de la creación de la BD integrada del sistema Chile-Perú interconectado fueron creados los escenarios de estudio para cada sistema por separado, creando escenarios para años y no condiciones de demanda no contenidas en las bases de datos originales. Luego, fueron unificadas las bases de datos.

Los casos base de la BD unificada corresponden a los escenarios que resultan de la combinación de los siguientes atributos:

- Demanda: máxima y mínima
- Año: 2024, 2027 y 2030.
- Hidrología: alta y baja (húmeda y seca en Chile, y avenida y estiaje en Perú[2])

[2] Avenida: hidrología alta que abarca del 01 de diciembre al 31 de mayo;
Estiaje: hidrología baja que abarca del 01 de junio al 30 de noviembre.

En el año 2026 se prevé la entrada en servicio de obras importantes de transmisión en Chile, y 2028 es el último año de la BD PowerFactory del sistema peruano.

A los efectos del análisis del comportamiento eléctrico se asumió en los casos base que las horas correspondientes a los niveles de demanda a analizar son coincidentes para ambos países, es decir que las demandas máximas, medias y mínimas ocurren al mismo tiempo. Se asumió que los niveles de demanda son coincidentes para ambos países en la elaboración del modelo PowerFactory unificado a partir de los modelos de los sistemas aislados. Por otro lado, en los escenarios seleccionados del despacho económico de generación (Sección 5.3.2) el desfasaje de los perfiles diarios de demanda de los sistemas chileno y peruano corresponden a las hipótesis del modelo SDDP.

En los escenarios de hidrología alta se minimizó la generación térmica a ambos lados de la interconexión (Norte Grande de Chile y Sur de Perú) a los efectos de reducir la potencia de cortocircuito de la red para producir las condiciones técnicamente más desfavorables de operación del enlace HVDC.

La siguiente tabla describe los casos base del modelo de los sistemas interconectados analizados en el estudio, correspondientes a escenarios de hidrología alta (estación húmeda / avenida). Los casos base de hidrología baja (estación seca / estiaje) fueron generados sólo como paso intermedio para utilizarlos como punto de partida para generar los escenarios con baja generación hidroeléctrica seleccionados del resultado SDDP.

Tabla 46: Casos base del modelo de los sistemas interconectados.

Caso	Año	Demanda	Flujo (MW) Chile a Perú
Hum24Max_Chi-Per	2024	Máxima	200
Hum24Max_Per-Chi	2024	Máxima	-200
Hum24Min_Chi-Per	2024	Mínima	200
Hum24Min_Per-Chi	2024	Mínima	-200
Hum27max_Chi-Per	2027	Máxima	200
Hum27max_Per-Chi	2027	Máxima	-200
Hum27min_Chi-Per	2027	Mínima	200
Hum27min_Per-Chi	2027	Mínima	-200
Hum30max_P2P_Chi-Pe	2030	Máxima	200
Hum30max_P2P_Pe-Chi	2030	Máxima	-200
Hum30min_P2P_Chi-Pe	2030	Mínima	200
Hum30min_P2P_Pe-Chi	2030	Mínima	-200

Se describe en las siguientes secciones el proceso para generar los casos base de los sistemas a ambos lados de la Interconexión antes de generar el modelo unificado .

5.3.1.1 Casos base SEIN Perú

El Ministerio de Energía del Gobierno de Perú proporcionó una proyección de la demanda, los planes de expansión de la transmisión y de la generación junto con una BD referencial en

formato DIgSILENT PowerFactory versión 15. Esta BD contiene escenarios de demandas máxima, media y mínima previstas para las estaciones de avenida y estiaje de los años 2019, 2020, 2024 y 2028.

Las premisas para la elaboración de los escenarios de operación contenidos en la BD PowerFactory del COES se detallan en [1].

Para el año 2024 se utilizaron los casos de estudio contenidos en la BD del SEIN, que se encuentran originalmente preparados para correr simulaciones en el dominio del tiempo.

La BD original del SEIN no contiene escenarios para los años 2027 y 2030. Partiendo de los escenarios correspondientes a los años 2024 y 2028 se generaron escenarios para los años 2027 y 2030, respectivamente, escalando la demanda de acuerdo al siguiente procedimiento en función del tipo de carga:

- ***Mercado regulado***: Comprende las cargas residenciales, comerciales e industriales pequeñas. En la determinación de la proyección de demanda se consideraron tasas de crecimiento vegetativo promedio de los últimos años para la demanda. No se tienen tasas desagregadas por zonas o regiones, por lo que se utilizó una única tasa de crecimiento a nivel SEIN.
- ***Especial***: Comprende las cargas mayores (mineras e industrias grandes), generalmente con una demanda mayor a 1 MW. En la determinación de la proyección de demanda se consideró los proyectos de ampliación de cargas existentes y solicitaciones de cargas nuevas por lo que se mantuvo la demanda de las cargas especiales constante.

Se escaló la demanda vegetativa (sin considerar la demanda especial, incorporada y los proyectos) aplicando la tasa de crecimiento interanual promedio del 3.3 % [2] .

5.3.1.2 Casos base SEN Chile

El Ministerio de Energía del Gobierno de Chile proporcionó para el presente estudio el informe final de los "Estudios Eléctricos y Desarrollo de Proyectos de las necesidades de expansión del Sistema de Transmisión del SEN", 19/02/2018, junto con BD utilizada en formato DIgSILENT PowerFactory versión 18. Este informe fue aprobado por la CNE a través de la Resolución Exenta 163-2018[3], 27/02/2018.

La base de datos contiene escenarios de demanda máxima para todos los años entre 2017 y 2030, considerando un incremento interanual de la demanda total aproximadamente del 3,6 %. Los escenarios de esta BD se describen en la Tabla 47, en la que la demanda y generación se desagregan por tipo.

Tabla 47: Demanda de los escenarios de la 2018-2030 del Coordinador.

Escenario	Demanda (MW)					Generación (MW)			
	Total	Residencia	Industrial	Comercial	SSAA	Convencional	Estática		Asíncrona
							Eólica	Solar	
Dmax 2020	9735	4949	2289	2497	0	9567	478	0	10

[3] https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/09/Res-Exta-163_2018_Aprueba-Informe-T%C3%A9cnico-Final-2017.pdf

Dmax 2022	10469	5412	2384	2673	0	9847	903	0	4
Dmax 2024	11287	5862	2554	2871	0	8329	1068	0	49
Dmax 2026	12009	6187	2765	3057	0	9602	641	0	11
Dmax 2028	13005	6697	2986	3322	0	11943	1621	0	11
Dmax 2030	13846	7134	3177	3536	0	14059	549	0	4

Los escenarios de demandas media y mínima para los años de dentro del horizonte de estudio se generaron aplicando las relaciones respecto a los escenarios de demanda alta de los escenarios típicos de día laboral para la demanda media y de día domingo para la demanda media.

Los niveles de generación y demanda total del sistema se presentan en la sección 5.10.1. En dicha sección la Tabla 65 discrimina la generación por tipo y la Tabla 66 presenta la demanda total del sistema y su desagregación en los tipos residencial, industrial, comercial y de servicios auxiliares (SSAA). Los distintos tipos de demanda se presentan en MW y en porcentaje del valor correspondiente al escenario de demanda alta para el mismo tipo de día.

La Tabla 48 presenta los factores de escala aplicados a las demandas de los escenarios de demanda alta para generar escenarios de demandas media y baja.

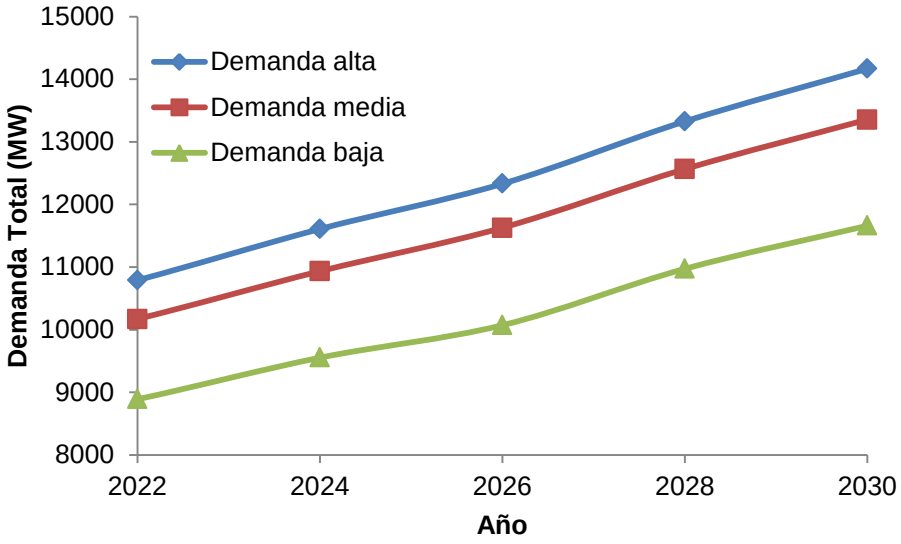
Tabla 48: Factores de escala para generar escenarios de demandas media y baja a partir de los escenarios de demanda alta.

Nivel de Demanda	Tipo de demanda		
	Residencial	Industrial	Comercial
Media	83,6 %	114,3 %	97,3 %
Baja	70,7 %	95,1 %	92,6 %

La BD 2017-2030 del CEN asigna valores nulos para las cargas de SSAA. Luego, se adoptaron para las demandas de SSAA los valores correspondientes al escenario de demanda alta de día laboral de la BD Abril 2018 del Coordinador. Para demandas que no se encuentran modeladas en dicha BD (SS/AA TGIQ, SS/AA UGs Cerro Colorado, SS/AA U10 y SS/AA U11) se asumió un consumo del 4 % de la potencia nominal de la respectiva central eléctrica.

La Figura 33 presenta los niveles de demanda total del SEN Chile para niveles de demanda discriminados por tipo. Los valores detallados para demanda media se pueden encontrar en la Tabla 47.

Figura 33: Demanda total del sistema chileno.



A continuación, se describen las reglas utilizadas para diferenciar escenarios de hidrológica seca y húmeda partiendo de los escenarios base:

- Para escenario seco desde escenario medio:
  - Disminuir generación de embalse en un 35% (se pueden prorratear dependiendo de la potencia que generan).
  - Disminuir generación de pasadas y series en un 20%.
  - Poner en carga base a: Nueva Ventanas, Campiche, Bocamina 2, Bocamina y San Isidro 2.
  - Centrales del SING se mantienen igual.
  - Las diferencias se ajustan con energía de embalses.
- Para escenario húmedo desde escenario medio:
  - Aumentar generación de embalses en un 15%.
  - Retirar a central Nueva Ventanas y Ventanas 1.
  - El resto del sistema queda igual.
  - Ajustar las diferencias con energía de embalses.

5.3.2 Casos seleccionados del análisis de despacho económico

Se procesaron los resultados del despacho económico de generación obtenidos con el modelo SDDP de los sistemas interconectados para los años 2024, 2027 y 2030. Se consideraron 20 series hidrológicas y 16 bloques de demanda para los 12 meses de cada año, totalizando 11520 escenarios. El desfasaje de los perfiles diarios de demanda de los sistemas chileno y peruano corresponden a las hipótesis del modelo SDDP.

El flujo de potencia por la Interconexión es el que resulta de la optimización económica y puede asumir cualquier valor entre 0 y 200 MW en ambos sentidos. Aproximadamente en el 30 % de los escenarios el flujo de potencia es de Chile a Perú, y en el 70 % restante el flujo tiene el sentido inverso. En promedio, el flujo de Chile a Perú es de 158 MW y de Perú a Chile de 166 MW.

Para cada año se seleccionaron los escenarios más desfavorables desde el punto de vista técnico en las áreas de influencia de la Interconexión en cada uno de los países, definidos en base a la combinación de los niveles de despacho de generación, nivel de demanda y flujo de potencia por la Interconexión. En el modelo PowerFactory, las áreas de influencia de la Interconexión corresponden a las redes "SING" en Chile y "Área Sur Oeste" en Perú.

La demanda de cada etapa y bloque es la misma para todas las series hidrológicas.

Para cada año de estudio se realizó una preselección inicial de escenarios con las siguientes características:

- ***Flujo de potencia hacia la Interconexión:***
  Los flujos de potencia hacia la Interconexión son indicativos de la carga equivalente del área de directa influencia de la Interconexión vista desde el resto del sistema sincrónico. Los escenarios con máximo (mínimo) flujo hacia la Interconexión resultan de la combinación de baja (alta) generación, alta (baja) demanda y alta exportación (importación) por la Interconexión.

  Los flujos de potencia medidos en los casos Fmin y Fmax para cada uno de los sistemas son los siguientes:

  - Chile: flujo de potencia por el sistema de transmisión en 220 kV de Lagunas hacia el norte (suma de la potencia activa por los circuitos Lagunas – Tarapacá 2 x 220 kV y Lagunas – Nva. P. Almonte 220 kV).
  - Perú: potencia activa por el transformador Montalvo 750 MVA del lado de 500 al de 220kV.

  Si hubiera más de un escenario con flujo máximo (mínimo), se elige aquél que presenta mínima (máxima) generación en el área de influencia de la Interconexión.
- ***Flujo de potencia por la Interconexión:***
  Se seleccionan los escenarios con flujo de potencia por la interconexión superior a 190 MW en ambos sentidos.
- ***Demanda total***
  Para cada año se seleccionan los bloques de máxima y mínima demanda del sistema[4]. Entre los escenarios de máxima (mínima) demanda se selecciona aquél con menor (mayor) generación en el área de influencia de la Interconexión y el escenario de identifica como "DmaxGmin" ("DminGmax").
- ***Mínima generación*** Los escenarios de mínima generación en las áreas Sur Oeste y SING son aquellos en los que se espera obtener la menor potencia de cortocircuito en los terminales AC de las estaciones conversoras. Se identifican como "Gmin".

Considerando que los escenarios técnicamente más exigentes para un sistema no necesariamente coinciden con los más exigentes para el otro sistema, los criterios arriba mencionados se aplicaron a cada uno de los sistemas. El resultado de la preselección inicial de escenarios para los sistemas chileno y peruano se presenta en Tabla 67 y Tabla 68, respectivamente, de Sección 5.10.3.

[4] En el caso del sistema chileno se considera la demanda total del SEN, considerando que los sistemas SIC y SING se han interconectado y forman el SEN.

Se seleccionaron los escenarios presentados en la Tabla 49 y la Tabla 50 para realizar los estudios, ya que los mismos presentan niveles de demanda, generación en las áreas de directa influencia de la Interconexión e intercambio de potencia entre los sistemas representativos del resto de los casos. Luego, partiendo de los casos base descritos en la sección anterior se escalaron las demandas totales de los sistemas a ambos lados de la Interconexión de modo de lograr que la suma de la demanda y las pérdidas (alrededor del 4 % de la generación total) sea similar al despacho de generación obtenido con el modelo SDDP. Estos escenarios se describen en la Tabla 51.

Adicionalmente, se escalaron las demandas en las áreas Norte Grande de Chile y Sur Oeste de Perú para alcanzar flujos de potencia similares a los de los escenarios SDDP por el transformador Montalvo 500/220 kV en el SEIN Perú y las líneas de 220kV de la SE Lagunas hacia el norte. Así las cosas, se observan diferencias relativamente importantes entre los flujos de potencia de los modelos SDDP y PowerFactory para condiciones similares de demanda y despacho de generación.

Tabla 49: Selección de escenarios SDDP para el análisis de la interconexión del lado Chile.

Caso		Escenario				SEN Chile								
						Demanda (MW)			Generación				Flujo (MW)	Chile
Nombre	Año	Núm.	Etapa	Serie	Bloque	Total	SING	SIC	Hidro	Term	VRE	Norte Grande (MW)	Lagunas al norte	a Peru (MW)
Ch_2024_FminGmax	2024	713	39	5	10	9228	1597	7632	3207	4568	1454	1840	-130	-194
Ch_2024_FmaxGmin	2024	3730	48	14	3	6935	2189	4746	3331	3245	359	1355	42	-200
Ch_2024_Imax_Gmin	2024	1140	40	12	5	6056	1664	4392	2969	2646	442	708	23	200
Ch_2030_Imin_Gmin	2030	8934	112	19	7	8303	2039	6264	3092	4050	1161	2136	-142	-194
Ch_2030_Imin_Gmax	2030	10906	119	2	11	13369	4034	9335	3498	7971	1900	4172	-103	-200
Ch_2030_Imax_Gmin	2030	8728	112	6	9	8451	2014	6437	3400	3446	1605	1792	-25	200

Tabla 50: Selección de escenarios SDDP para el análisis de la interconexión del lado Perú.

Caso		Escenario				SEIN Perú						Chile
						Demanda (MW)	Generación (MW)				Flujo (MW) Montalvo 500 a 220 kV	a Peru (MW)
Nombre	Año	Núm.	Etapa	Serie	Bloque		Hidro	Term	VRE	Area Sur Oeste		
Pe_2024_FminGmax	2024	702	39	4	15	7525	4516	2351	657	359	312	-200
Pe_2024_Imin_Gmin	2024	32	37	3	1	7007	4045	2400	562	54	392	-200
Pe_2024_Imax_Gmin	2024	2151	43	15	8	8418	3334	4525	558	70	658	200
Pe_2030_Imin_Gmin	2030	9738	115	9	11	10086	5223	4309	554	32	735	-200
Pe_2030_Fmin	2030	8510	111	12	15	9937	8606	661	671	336	271	-200
Pe_2030_Imax_Gmin	2030	11398	120	13	7	11168	7669	2910	588	82	735	200

Tabla 51: Descripción de la selección de escenarios SDDP para el análisis de la interconexión.

Caso	Año	Descripción
P2P_Ch_2024_FmaxGmin_3730	2024	Flujo máximo hacia la Interconexión y mínima generación del lado Chile
P2P_Ch_2024_FminGmax_713	2024	Flujo mínimo hacia la Interconexión y máxima generación del lado Chile
P2P_Ch_2024_ImaxGmin_1140	2024	Flujo máximo de Chile a Perú y mínima generación del lado Chile
P2P_PE24_Fmin_Gmax_702	2024	Flujo mínimo hacia la Interconexión y máxima generación del lado Perú
P2P_PE24_Imax_Gmin_2151	2024	Flujo máximo hacia la Interconexión y mínima generación del lado Perú
P2P_PE24_Imin_Gmin_32	2024	Flujo máximo de Perú a Chile y mínima generación del lado Perú
P2P_Ch_2030_Imax_Gmin_8728	2030	Flujo máximo de Chile a Perú y mínima generación del lado Chile
P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_10906	2030	Flujo máximo de Perú a Chile y máxima generación del lado Chile
P2P_Ch_2030_Imin_Gmin_8934	2030	Flujo máximo de Perú a Chile y mínima generación del lado Chile
P2P_PE30_Fmin_8510	2030	Flujo mínimo hacia la Interconexión del lado Perú
P2P_PE30_Imax_Gmin_11398	2030	Flujo máximo de Chile a Perú y mínima generación del lado Perú
P2P_PE30_Imin_Gmin_9738	2030	Flujo máximo de Perú a Chile y mínima generación del lado Perú

5.4 Análisis de flujos de potencia

Se realizaron estudios eléctricos para los casos base y casos de estudio adicionales considerando las dos alternativas de interconexión. Se analizaron detalladamente los escenarios correspondientes al año estimado de ingreso de la Interconexión, ya que es el que presenta menor incertidumbre en relación a los planes de expansión de la transmisión y la generación de ambos países. Para el resto de los años estudiados se analizaron los escenarios de operación técnicamente más desfavorables.

Se simuló el funcionamiento de las dos alternativas de interconexión para verificar la factibilidad técnica de funcionamiento del nuevo equipamiento verificando las cargas en ramas y tensiones en nodos de los sistemas de transmisión, y de la relación de cortocircuito efectiva (ESCR) en los nodos AC a los que se conectan las estaciones conversoras.

Se verificó el cumplimiento de los requerimientos de calidad y seguridad del suministro eléctrico establecidos en la normativa vigente, tanto en Chile como en Perú.

Los análisis estáticos consisten en cálculos de flujos de potencia en condiciones de red completa para verificar a ambos lados de la interconexión:

- los niveles de carga de las redes de transmisión en CA
- los perfiles de tensión
- los márgenes de potencia reactiva disponibles y las distancias al colapso de tensión en los sistemas, en caso de observarse tensiones por debajo de las admisibles.
- los requisitos de compensación de potencia reactiva a ambos lados de la interconexión.

Estos análisis se extendieron para los casos de operación en condiciones de red N-1, para verificar las consecuencias de indisponibilidades de elementos de la red de transmisión. Los análisis de contingencias se realizarán para las condiciones más desfavorables en función de los resultados del análisis en condiciones de red completa y los análisis de cortocircuito.

5.4.1 Condiciones de red completa

Se resolvieron los flujos de carga en condiciones de red completa para los casos base. Dado que los requerimientos de compensación de potencia reactiva y efectos sobre el nivel cargan de las ramas del sistema de ambas alternativas de conexión son similares, se resolvieron inicialmente los flujos de carga para la conexión punto a punto. Luego, para los casos en los que se observa un mayor requerimiento de compensación de potencia reactiva se resolvieron los flujos de carga considerando la conexión del tipo back to back.

Se presentan en el Anexo 1 "Flujos_Red_N" los resultados del cálculo de los flujos de carga en todos los casos de estudio sobre un diagrama unifilar en las áreas de directa influencia de la Interconexión.

En los casos de estudio no se observan sobrecargas ni tensiones fuera de rango en el SEIN Perú. El transformador Montalvo 500/220 kV se carga levemente por encima de su capacidad nominal en el caso base Hum24Max_Per-Chi de demanda máxima, transferencia de Perú a Chile de 200 MW y sin generación solar (ver Figura 34) y el caso P2P_PE30_Imin_Gmin_9738 de 2030 con máxima exportación a Chile.

En los casos base se observa lo siguiente del lado chileno de la Interconexión:

- La línea Lagunas – P. Almonte 220 kV se carga al 100 % en el caso base de máxima demanda a ambos lados de la Interconexión para el año 2027 (Hum 27Max_Chi-Per) con transferencia de Chile a Perú de 200 MW Si la CT Tarapacá se encontrara fuera de servicio en este escenario, dicha línea se carga al 112 % por lo que habría que limitar la potencia por la Interconexión en unos 30 MW para evitar la sobrecarga (ver Figura 35).
- Las líneas Lagunas – P. Almonte 220 kV y Cóndores – Tarapacá 220 kV se sobrecargan en algunos los casos base de demandas máxima (Hum30Max_Chi-Per) y mínima (Hum30Min_Chi-Per) del año 2030 con transferencia de 200 MW de Chile a Perú como indica la siguiente tabla:

Tabla 52: Cargas de líneas 220 kV SEN Chile año 2030.

Caso	**Carga (%)**	
	Lagunas – Nva. P. Almonte 220 kV	**Cóndores – Tarapacá 220 kV**
Hum30Max_Chi-Per	141	122
Hum30Min_Chi-Per	135	112

Figura 34: Leve sobrecarga transformador Montalvo 500/220kV en condición de red N con intercambio Perú a Chile de 200 MW.

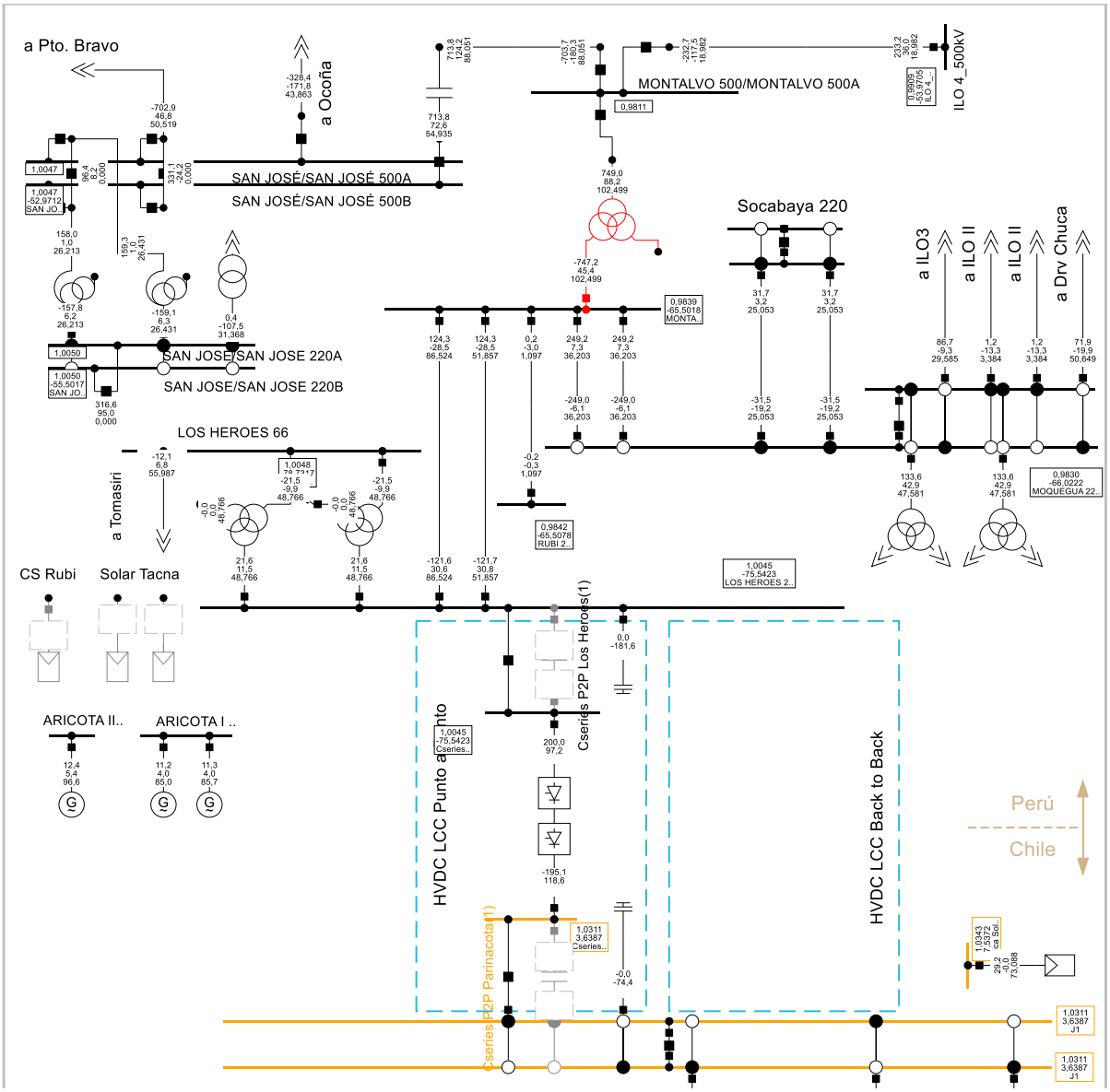


Figura 35: Sobrecarga línea Lagunas – Nva. P. Almonte 220kV en condición de red N con intercambio de Chile a Perú de 200 MW y CT Tarapacá fuera de servicio.

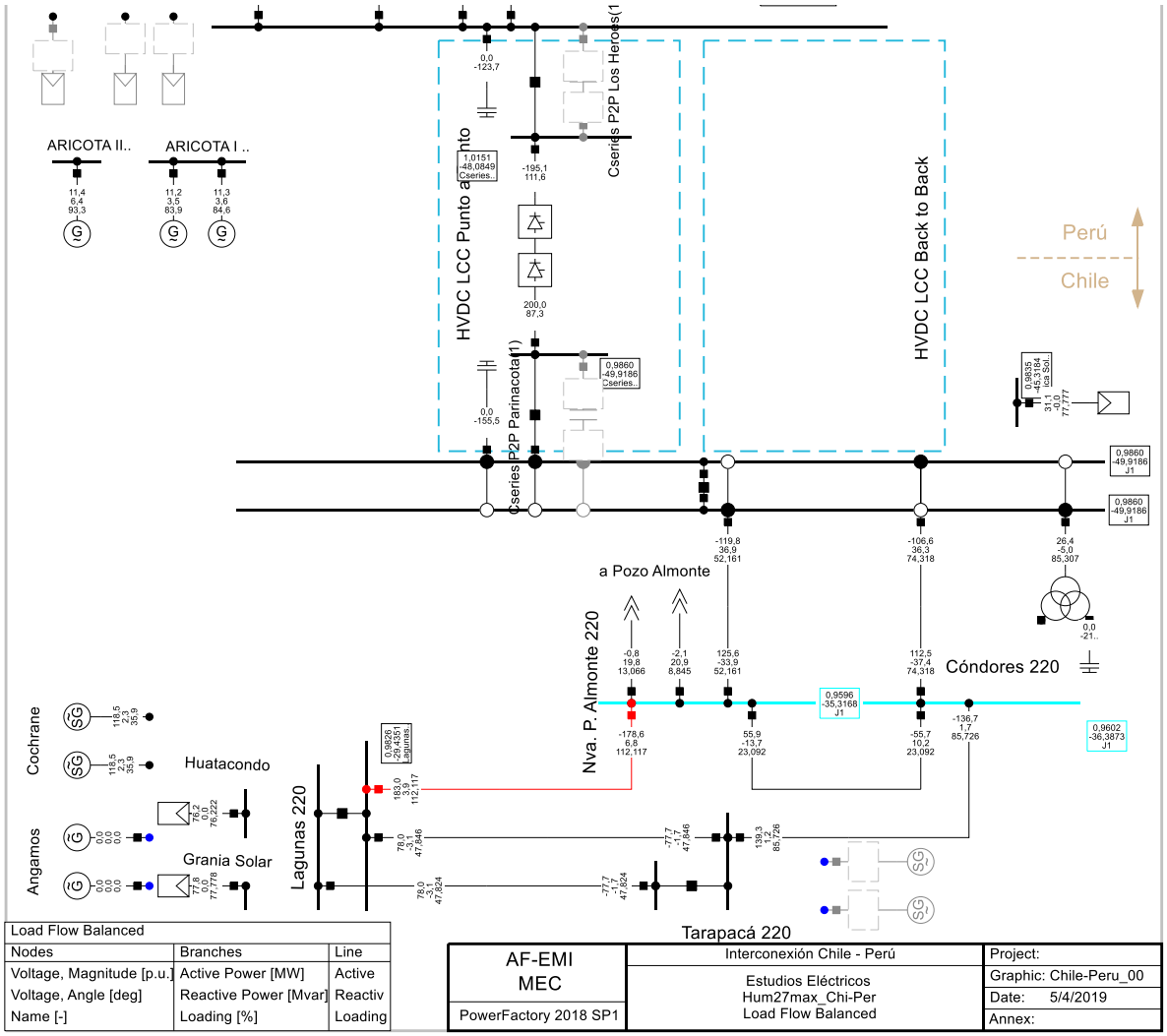
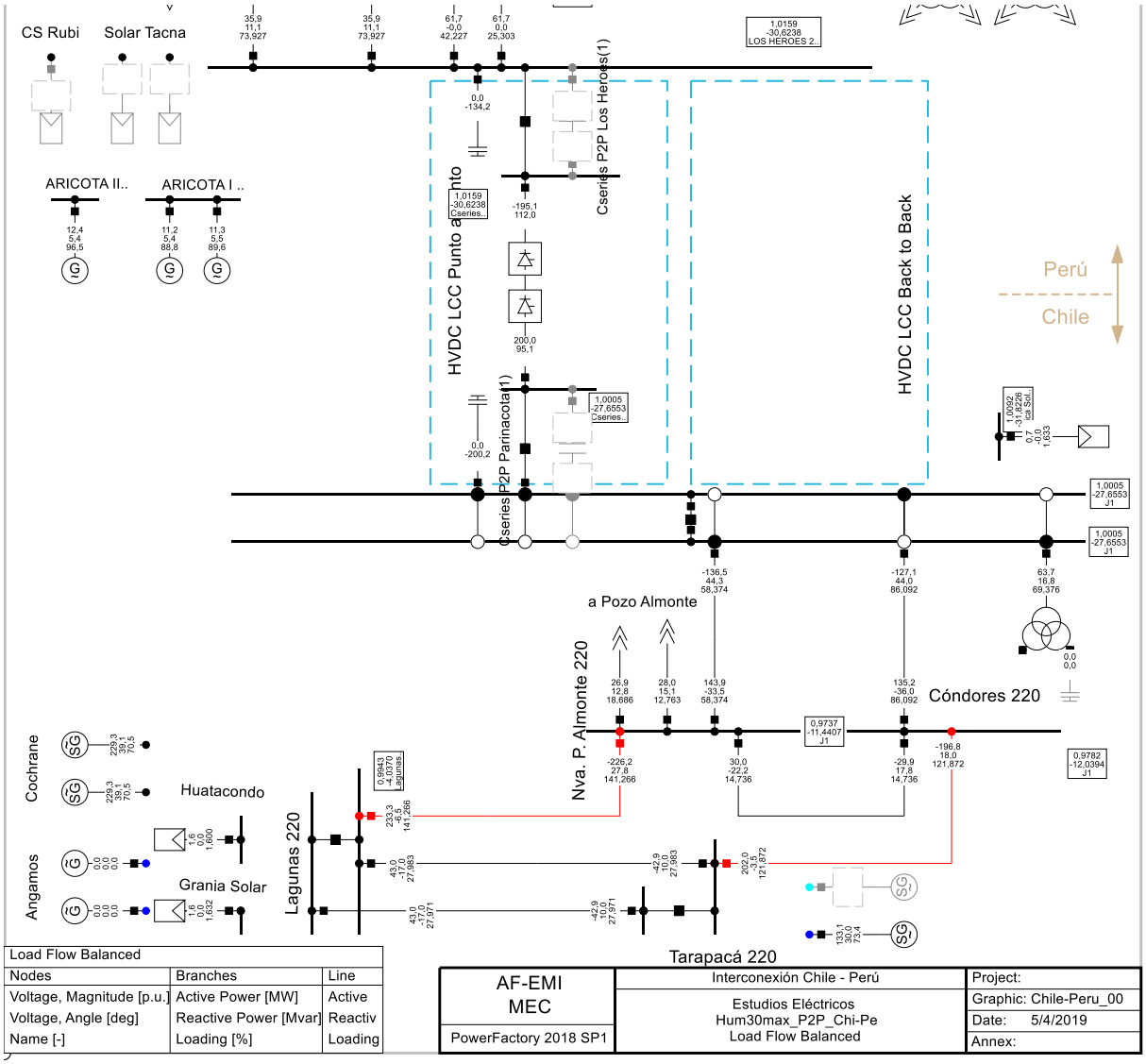


Figura 36: Sobrecarga líneas Cóndores- - Tarapacá 220 y Lagunas – Nva. P. Almonte 220kV en condición de red N con intercambio de Chile a Perú de 200 MW, demanda máxima año 2030.



5.4.1.1 Análisis de la compensación reactiva

Los requerimientos de compensación de potencia reactiva de ambas alternativas de conexión son similares. La compensación requerida por la alternativa back to back es alrededor de 20 MVAr superior a la requerida por la alternativa punto a punto ya que requiere compensar las pérdidas en las líneas AC hasta la estación conversora.

La Tabla 53 presenta la ccompensación reactiva total en condiciones de red completa requerida para mantener las tensiones AC de los nodos frontera a ambos lados de la Interconexión en 1.0 p.u. La tabla también presenta la compensación reactiva requerida por la red, que es adicional a los 106 MVAr estáticos. El cálculo se realizó conectando generadores ficticios en las barras de 220 kV de Los Héroes y Parinacota controlando su tensión terminal y determinando

la inyección o absorción de potencia reactiva adicional a la provista por los 106 MVAr provistos por los capacitores estáticos calculados en la ingeniería básica. En general los mayores requerimientos de compensación reactiva se observan del lado exportador de potencia.

Tabla 53: Compensación reactiva total en condiciones de red completa.

Caso	Potencia rectificador		Compensación total (MVAr**)			Compensación requerida por la red (MVAr**)		
	P (MW)	Sentido positivo	Los Héroes	Parinacota CTTAR E/S	Parinacota CTTAR F/S	Los Héroes	Parinacota CTTAR E/S	Parinacota CTTAR F/S
Hum24Max_Chi-Per	200	Chile-Peru	101	137	157	-5	31	51
Hum24Max_Per-Chi***	170	Peru-Chile	150	45	56	44	-61	-50
Hum24Min_Chi-Per	200	Chile-Peru	78	145	165	-28	39	59
Hum24Min_Per-Chi	200	Peru-Chile	153	56	66	47	-50	-40
P2P_Ch_2024_FmaxGmin_37	200	Peru-Chile	137	43	39	31	-63	-67
P2P_Ch_2024_FminGmax_71	194	Peru-Chile	85	32	23	-21	-74	-83
P2P_Ch_2024_ImaxGmin_11	200	Chile-Peru	90	47	80	-16	-59	-26
P2P_PE24_Fmin_Gmax_702	200	Peru-Chile	130	42	40	24	-64	-66
P2P_PE24_Imax_Gmin_2151	200	Chile-Peru	94	134	146	-12	28	40
P2P_PE24_Imin_Gmin_32	200	Peru-Chile	137	53	62	31	-53	-44
Hum27max_Chi-Per***	190	Chile-Peru	95	127	126	-11	21	20
Hum27max_Per-Chi	200	Peru-Chile	172	41	53	66	-65	-53
Hum27min_Chi-Per	200	Chile-Peru	87	163	133	-19	57	27
Hum27min_Per-Chi	200	Peru-Chile	162	65	76	56	-41	-30
Hum30max_P2P_Chi-Pe***	100	Chile-Peru	70	80	105	-36	-26	-1
Hum30max_P2P_Pe-Chi	200	Peru-Chile	173	57	63	67	-49	-43
Hum30min_P2P_Chi-Pe***	110	Chile-Peru	59	81	96	-47	-25	-10
Hum30min_P2P_Pe-Chi	150	Peru-Chile	132	32	30	26	-74	-76
P2P_Ch_2030_Imax_Gmin_8	200	Chile-Peru	118	115	112	12	9	6
P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_1	200	Peru-Chile	173	56	58	67	-50	-48
P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_8	190	Peru-Chile	161	25	17	55	-81	-89
P2P_PE30_Fmin_8510	200	Peru-Chile	170	61	60	64	-45	-46
P2P_PE30_Imax_Gmin_1139	200	Chile-Peru	127	117	122	21	11	16
P2P_PE30_Imin_Gmin_9738*	170	Peru-Chile	167	37	35	61	-69	-71

(*) MVAr < 0: inyecta Q a la red
(**) MVAr > 0: inyecta Q a la red (funciona como capacitor)
(***) Se redujo la potencia por la Interconexión para evitar sobrecargas

De la tabla anterior se obtienen los valores de compensación tanto capacitiva como inductiva adicional presentados en la Tabla 54: Compensación reactiva adicional en condiciones de red completa. La compensación inductiva se obtiene restando del máximo requerimiento total en la Tabla 53 el módulo de los dos pasos de compensación estática maniobrable.

Tabla 54: Compensación reactiva adicional en condiciones de red completa.

Requerida por	Compensación	Nodo		
		Los Héroes	Parinacota	
			CTTAR E/S	CTTAR F/S
Estación HVDC	Shunt fija (MVAr)	65,2	70,7	70,7
	Shunt maniobrable (MVAr)	40,5	35,3	35,3
Sistema	Adicional capacitiva (MVAr)	66,8	56,5	58,9
	Adicional inductiva (MVAr)	6,2	45,7	53,2

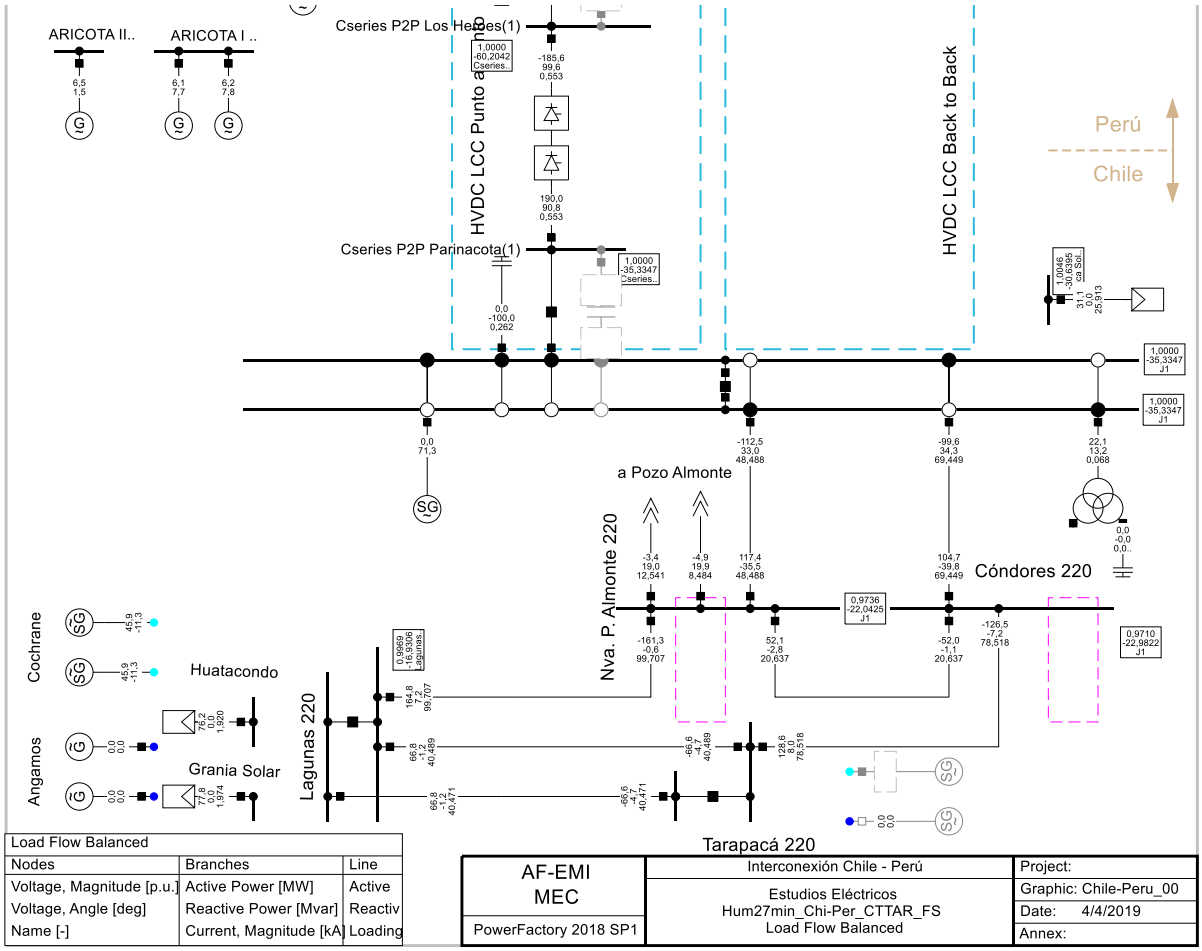
En la barra Parinacota se presentan los resultados con y sin la CT Tarapacá en servicio. Luego, se proponen los siguientes montos de compensación reactiva adicional a instalar en las barras frontera de la Interconexión (valores positivos indican inyección de potencia reactiva a la red):

- Los Héroes 220 kV: +80/-10
- Parinacota 220 kV: +70/-55 MVAr

En esta propuesta se aumentó la capacidad nominal de inyección de potencia reactiva para compensar las pérdidas reactivas en los transformadores elevadores 21/220 kV considerando que los mismos tienen la misma potencia nominal de los compensadores sincrónicos e impedancias de cortocircuito de 12,5 %.

Se repitió el cálculo de los requerimientos de compensación reactiva sacando de servicio la CT Tarapacá del lado chileno en los casos en que la misma se encontraba despachada en función ya sea de los despachos típicos de la base de datos original o de los resultados del despacho económico con el modelo SDDP. En los escenarios en los que se producen sobrecargas o bajas tensiones en la red de 220 kV del lado chileno al sacar de servicio la CT Tarapacá se redujo a potencia por la Interconexión hasta alcanzar valores aceptables, como se muestra en la Figura 37 para el caso base de demanda mínima de 2027 con exportación de Chile a Perú. En este caso, se reduce en 10 MW la potencia por la Interconexión para evitar la sobrecarga de la línea de 220 kV Lagunas – Nva. P. Almonte y la compensación total requerida en Parinacota resulta de 171 MVAr.

Figura 37: Límite de potencia por la Interconexión con la CT Tarapacá fuera de servicio para el caso HumMin27_Chi-Per



De las potencias de cortocircuito y las máximas variaciones de tensión admisibles para maniobras de elementos de compensación a ambos lados de la Interconexión, se calculan en la Sección 5.6 los tamaños máximos de los bloques de compensación estática que pueden conectarse. Adicionalmente, en dicha sección se presentan consideraciones adicionales acerca de la posibilidad de incorporar un compensador sincrónico en Parinacota 220 kV para aumentar el coeficiente ESCR en las condiciones de operación más exigentes.

La compensación reactiva está destinada por un lado a compensar el consumo de potencia reactiva de las estaciones conversoras (aproximadamente el 50 % de la potencia activa transmitida) y por el otro a elevar los perfiles de tensión de los sistemas de transmisión a ambos lados de la Interconexión. En general, se observa que:

- Cuando Perú exporta potencia, la tensión de Los Héroes 220 kV es mayor a la de Montalvo 220 kV y la potencia reactiva no consumida por la estación conversora es inyectada por el doble circuito Los Héroes – Montalvo 220kV.
- Cuando Chile exporta potencia, la tensión de Parinacota 220 kV es mayor a la de las barras de 220 kV de Cóndores y Nva. P. Almonte, y la potencia reactiva no consumida

por la estación conversora es inyectada por las líneas de 220 kV Parinacota – Cóndores y Parinacota – Nva. P. Almonte.

En los escenarios de estudio el total de la compensación capacitiva se conectó en las barras AC de las estaciones conversoras a ambos lados de la Interconexión.

Se prepararon casos adicionales partiendo de los escenarios que requieren mayor compensación de potencia reactiva, según se identifica en la Tabla 53, se redujo la compensación en la conversora y se agregó compensación capacitiva en las barras adyacentes de modo de minimizar el flujo de potencia reactiva por las líneas AC de 220 kV que llegan a la Interconexión.

La Tabla 55 y la Tabla 56 muestran el efecto de distribuir de la compensación capacitiva de los lados Chile y Perú, respectivamente. En dichos casos se observa que la tensión en la barra AC de la estación conversora se reduce sensiblemente cuando parte de la compensación capacitiva se conecta en barras de subestaciones adyacentes.

Tabla 55: Efecto de la distribución de la compensación capacitiva del lado Chile.

Caso	Compensación Concentrada				Compensación Distribuida			
	Compensación (MVAr)			Tensión (kV)	Compensación (MVAr)			Tensión (kV)
	Parinacota	Cóndores	Nva. P. Almonte	Parinacota	Parinacota	Cóndores	Nva. P. Almonte	Parinacota
Hum24Max_Chi-Per	140	0	0	1,009	90	30	20	0,982
Hum27max_Chi-Per	170	0	0	0,997	110	30	30	0,948

Tabla 56: Efecto de la distribución de la compensación capacitiva del lado Perú.

Caso	Compensación Concentrada			Compensación Distribuida		
	Compensación (MVAr)		Tensión (kV)	Compensación (MVAr)		Tensión (kV)
	Los Héroes	Montalvo	Los Héroes	Los Héroes	Montalvo	Los Héroes
P2P_PE30_Imin_Gmin_9738	200	0	1,008	130	70	0,968
P2P_PE30_Fmin_8510	220	0	1,018	130	90	0,965

5.4.2 Condiciones de red N-1

Para analizar el desempeño de la red ante contingencias simples (red N-1) se resolvieron flujos de potencia de servicio elementos a ambos lados de la interconexión de a uno por vez, partiendo de los escenarios de operación en condiciones normales (red N).

Los casos de estudio indican lo siguiente:

- Las sobrecargas del lado chileno se producen en escenarios de flujo elevado de Chile a Perú ante la salida de servicio de las líneas Nva. P. Almonte – Parinacota 220 kV o Lagunas - Nva. P. Almonte 220 kV, que producen la sobrecarga de las líneas Cóndores – Parinacota 220 kV y Tarapacá – Cóndores 220 kV, respectivamente.
- Las sobrecargas del lado peruano se producen en escenarios de flujo elevado de Perú a Chile ante la salida de servicio del transformador Montalvo 500/220 kV o de la línea Montalvo – Los Héroes 220 kV, que producen la sobrecarga de la línea Moquegua - Socabaya 220 kV y de la línea Montalvo – Los Héroes 220 kV que permanece en servicio, respectivamente.

Las siguientes secciones analizan los casos de red N-1 en los que se observan sobrecargas o violaciones de tensión. En el documento "Violaciones Red N-1" adjunto a este informe se reportan las ramas que sobrecargadas y los nodos con tensión fuera de rango indicando el año en que se evidencian, y la contingencia que los provoca.

5.4.2.1 Contingencias SEN Chile

Las contingencias consideradas consistieron en sacar de servicio los siguientes elementos:

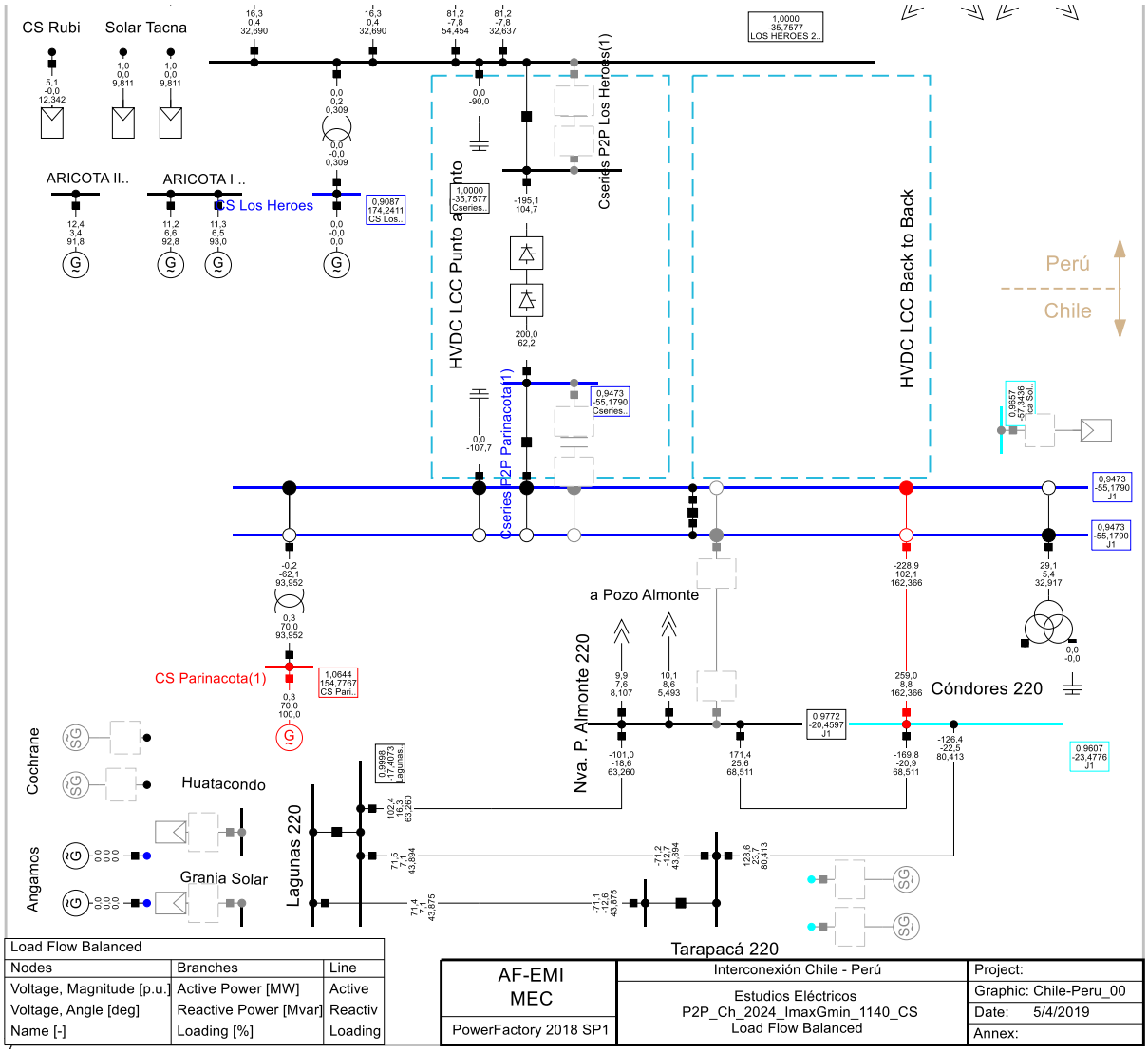
- Transformador Parinacota 220/69/13.8 kV
- Línea 220 kV Nueva Pozo Almonte-Parinacota
- Línea 220 kV Cóndores-Parinacota
- Línea 220 kV Nueva Pozo Almonte-Cóndores
- Línea 220 kV Lagunas- Nva. Pozo Almonte
- Línea 220 kV Nva Pozo Almonte - Pozo Almonte
- Línea 220 kV Tarapacá-Lagunas.C1
- Línea 220 kV Tarapacá-Cóndores
- Línea 500 kV Los Changos-Kimal. C2
- Unidad CTTAR de la Central Térmica Tarapacá

Se describen a continuación las contingencias más críticas.

Nva. Pozo Almonte – Parinacota 220 kV fuera de servicio

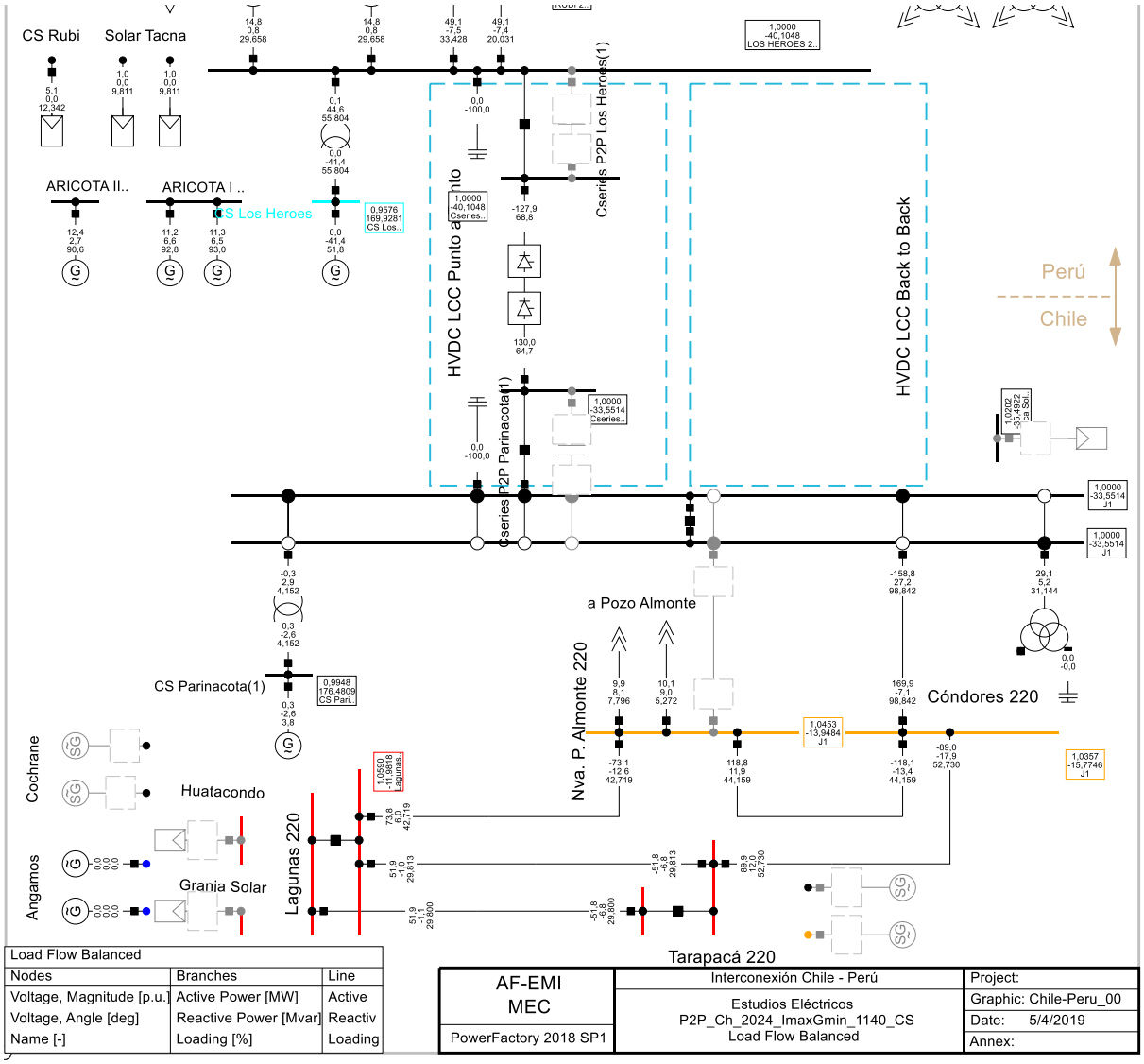
Ante la salida de servicio de la línea Nva. P. Almonte – Parinacota 220 kV en escenarios con flujos elevados de Chile a Perú se observa la sobrecarga de la línea Cóndores – Parinacota 220 kV que permanece en servicio, como muestra la Figura 38 para un caso de mínima generación en el Norte Grande de 2024. Dicha la sobrecarga puede eliminarse reduciendo el flujo de potencia por la Interconexión.

Figura 38: Nva. Pozo Almonte – Parinacota 220 kV fuera de servicio. Caso de flujo máximo de Chile a Perú y generación mínima en el Norte Grande para 2024.



La Figura 39 muestra que en el caso de la Figura 38 la sobrecarga de la línea Cóndores – Parinacota 220 kV puede eliminarse reduciendo el flujo de potencia por la Interconexión en 70 MW.

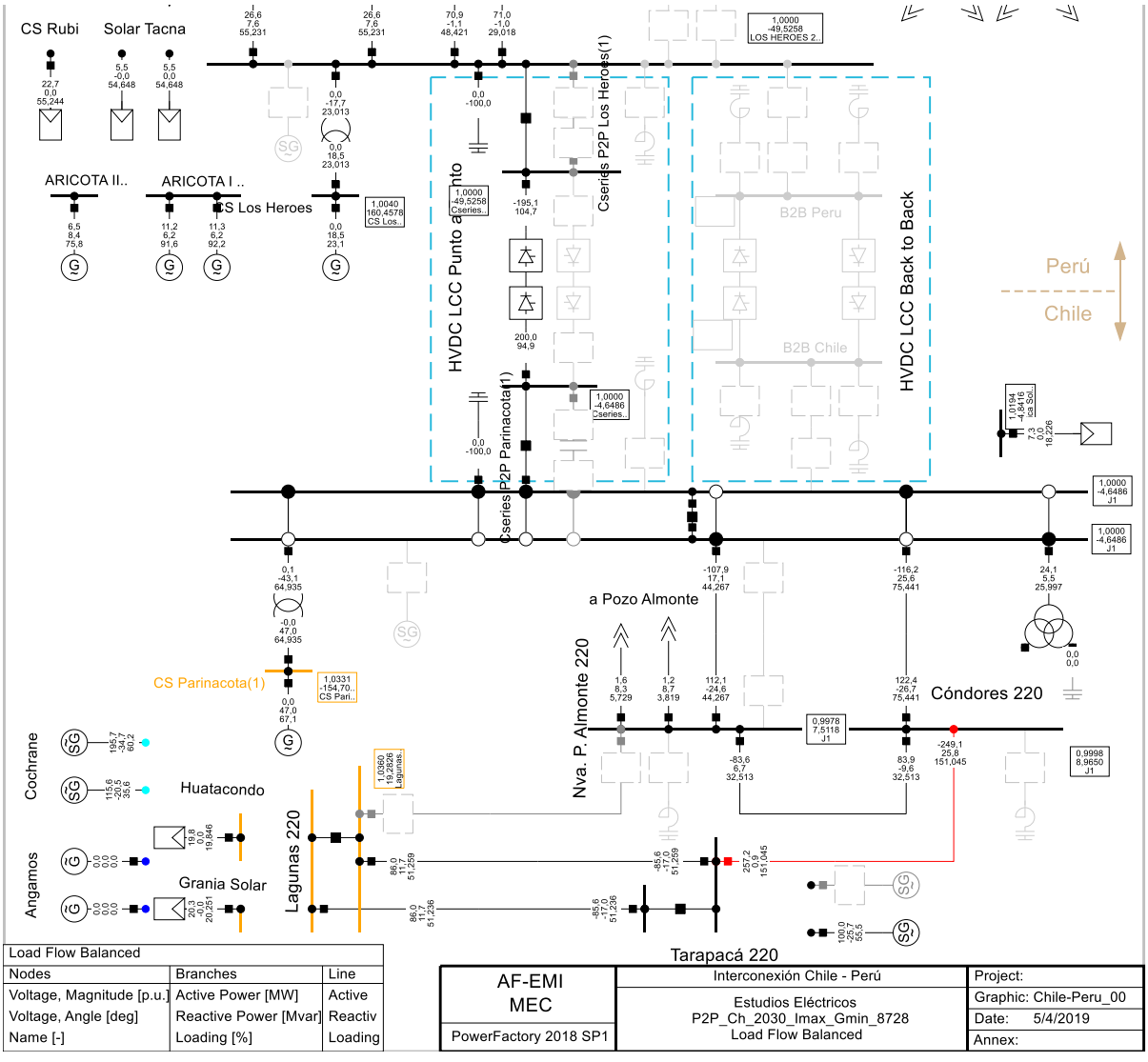
Figura 39: Nueva Pozo Almonte – Parinacota 220 kV fuera de servicio. Reducción del flujo por la Interconexión en el caso de Figura 38.



Lagunas – Nva. P. Almonte 220 kV fuera de servicio

Ante la salida de servicio de la línea Lagunas - Nva. P. Almonte 220 kV en escenarios con flujos elevados de Chile a Perú se observa la sobrecarga de la línea Tarapacá – Cóndores 220 kV que permanece en servicio, como muestra la Figura 40 para un caso de mínima generación en el Norte Grande de 2024. En dicho caso se observa que se deprime la tensión en Parinacota 220 kV pero la misma se mantiene en un nivel acepTabla. La sobrecarga puede eliminarse reduciendo el flujo de potencia por la Interconexión (en unos 80 MW en el caso de Figura 40).

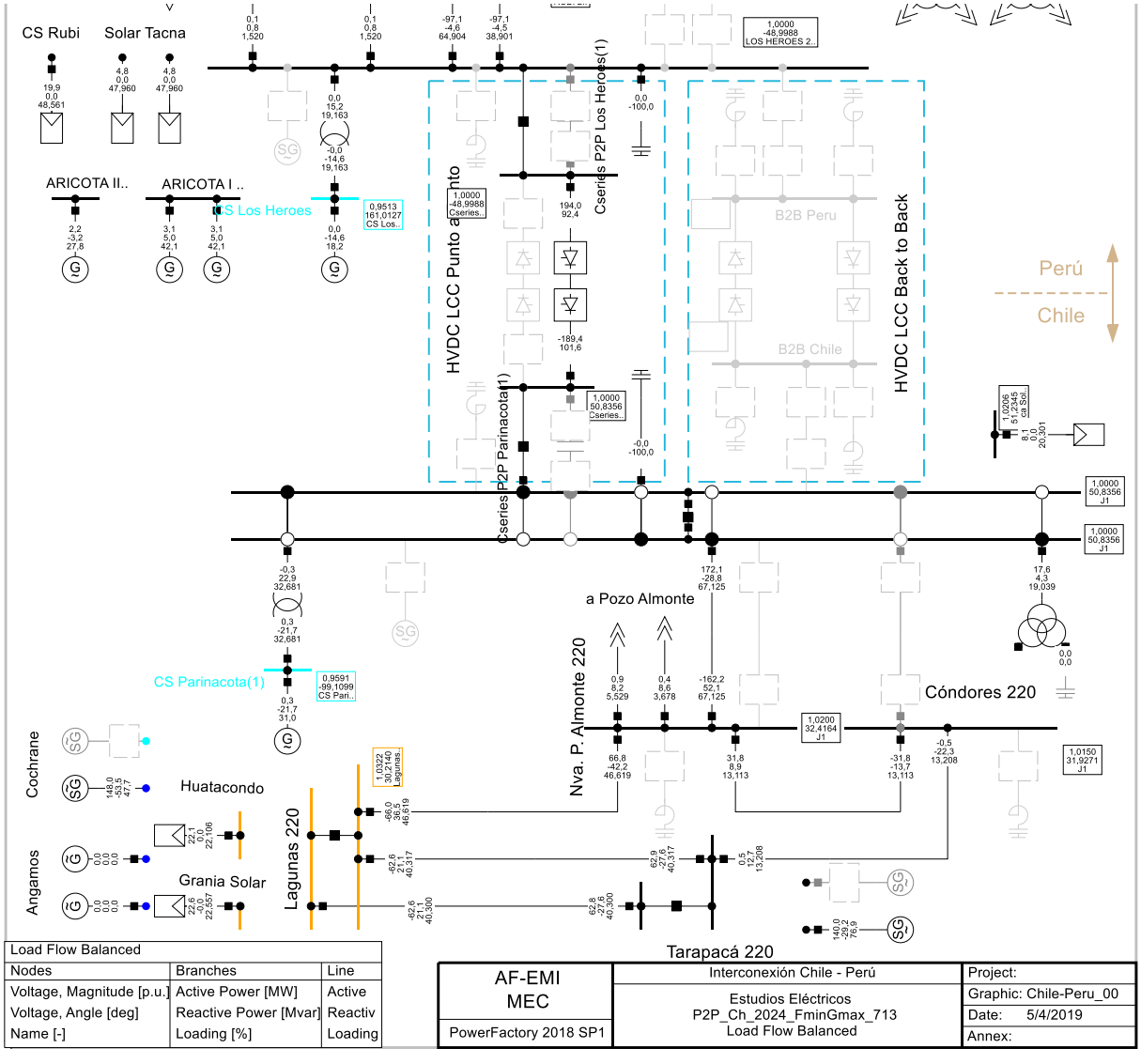
Figura 40: Lagunas – Nueva P. Almonte 220 kV fuera de servicio. Caso de flujo máximo de Chile a Perú y generación mínima en el Norte Grande para 2030.



Cóndores – Parinacota 220 kV fuera de servicio

Ante la salida de servicio de la línea Cóndores – Parinacota 220 kV en escenarios con flujos elevados de Perú a Chile se observan tensiones inadmisibles en Parinacota 220 kV, como se muestra en la Figura 41 para un caso de 2024. Las bajas tensiones pueden elevarse a valores admisibles aumentado los etapas de compensación capacitiva conectada en Parinacota 220 kV (en unos 30 MVAr en el caso de Figura 41). La línea Nva. P. Almonte – Parinacota 220 kV que permanece en servicio no se sobrecarga ya que la capacidad nominal de sus conductores es de 260 MVA.

Figura 41: Cóndores – Parinacota 220 kV fuera de servicio. Caso de flujo máximo de Perú a Chile para 2024.

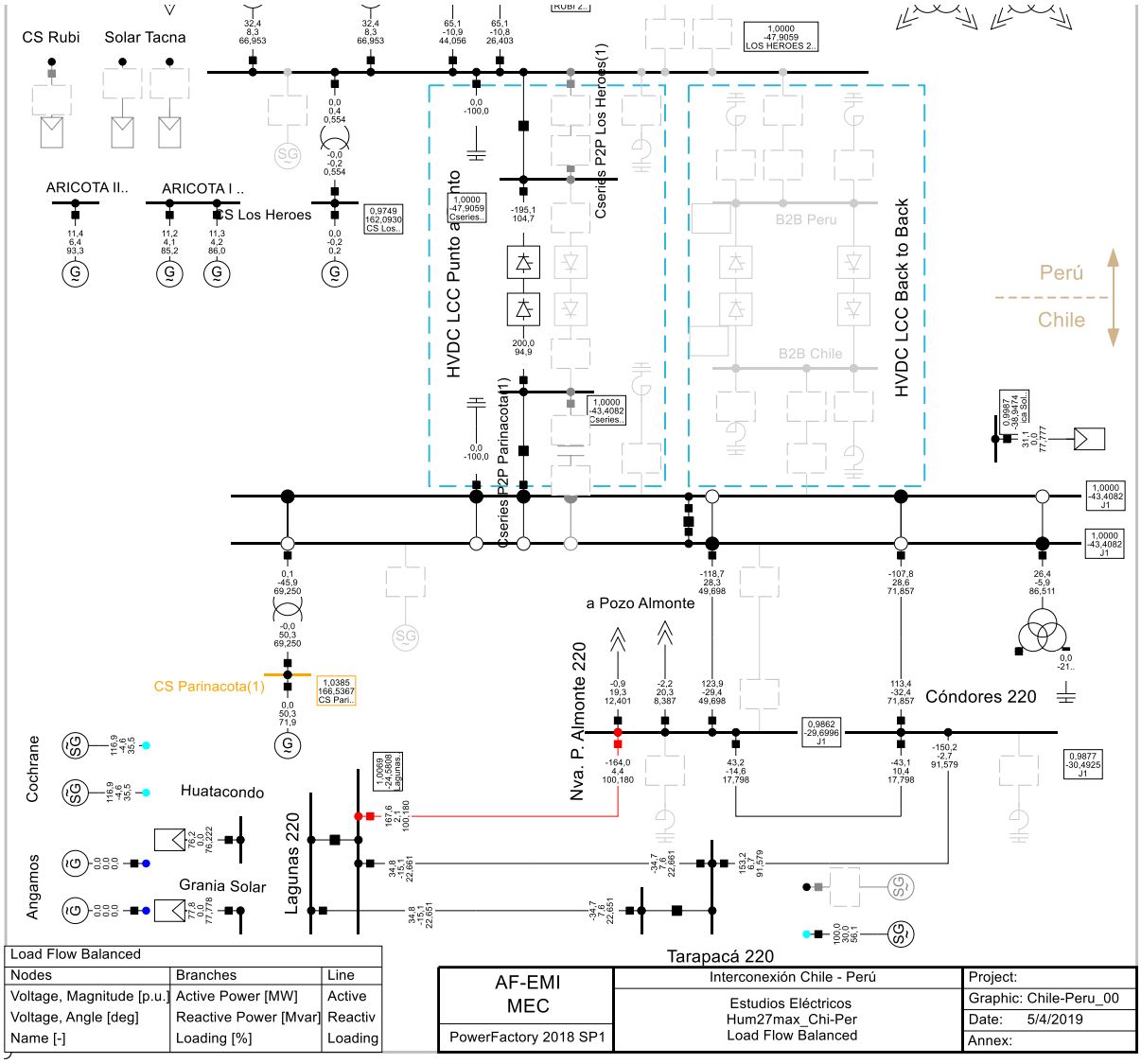


Tarapacá - Cóndores 220 kV fuera de servicio

Ante la salida de servicio de la línea Tarapacá - Cóndores 220 kV en el caso base (Hum27max_Chi-Per) con flujo máximo de Chile a Perú se observa la sobrecarga de Lagunas

– Nva. P. Almonte 220 kV como se muestra en la Figura 42. Dicha sobrecarga podría eliminarse reduciendo la potencia por la Interconexión.

Figura 42: Tarapacá - Cóndores 220 kV fuera de servicio. Caso de flujo máximo de Chile a Perú para 2027.



5.4.2.2 Contingencias SEIN Perú

Las contingencias consideradas consistieron en sacar de servicio los siguientes elementos:

Elemento	Descripción
TR1 Los Héroes	Transformador Los Héroes HER_2671
MT2	Transformador Moquegua 220/138 kVMOQ_2171
AUT-5671	Transformador Tr3 Montalvo 500/220
LT 220 kV Montalvo - Los Héroes	Línea 220 kV Moquegua – Los Héroes
L-2025	Línea 220 kV Socabaya-Moquegua_L2026
L-2057	Línea 220 kV Montalvo - Moquegua

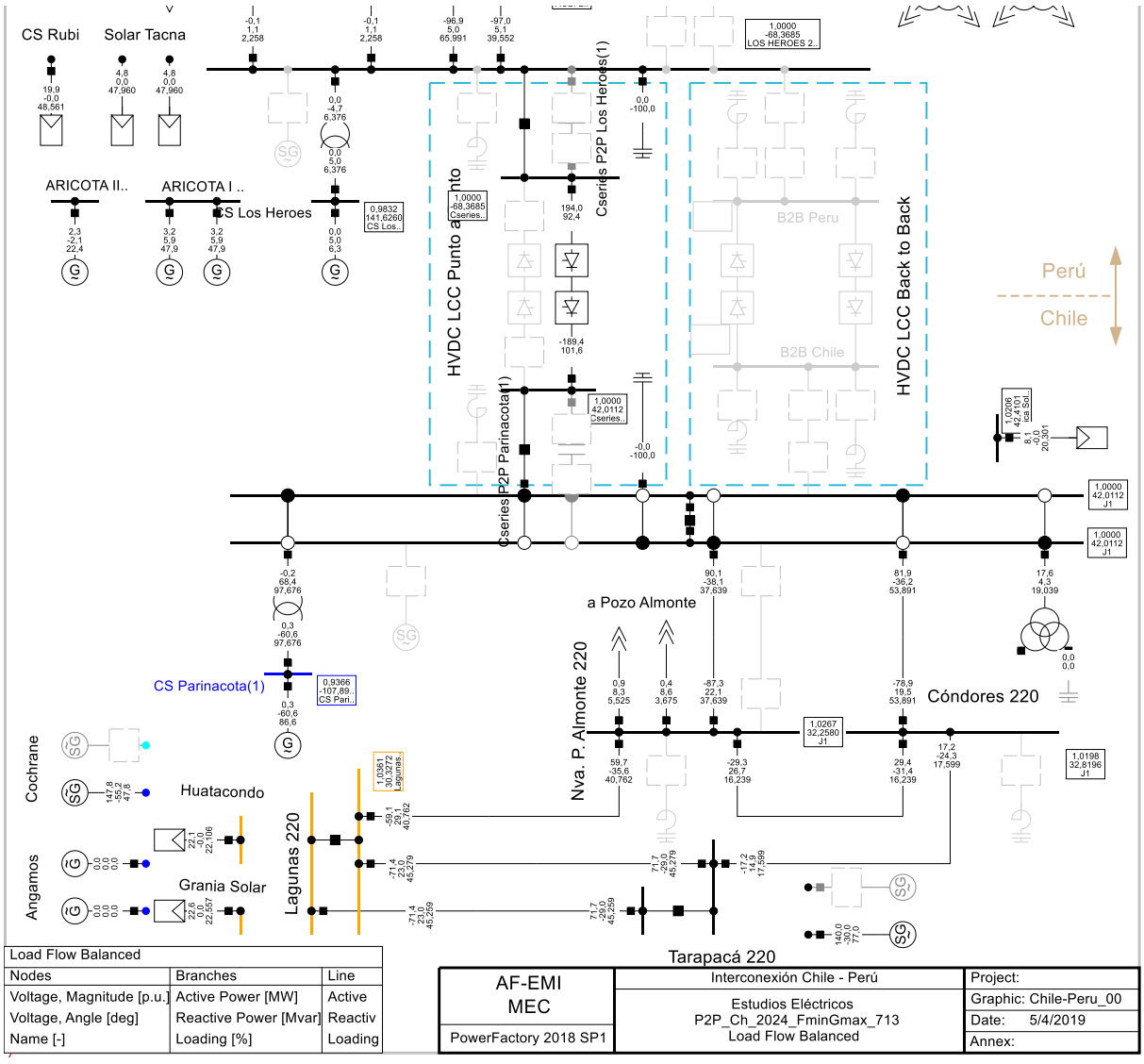
L-6637	Línea 220 kV Los Héroes - Tomasiri
L-2033	Línea 220 kV Moquegua-Ilo3

Se describen a continuación las contingencias simples que resultan más críticas para la Interconexión.

Transformador Montalvo 500/220 kV fuera de servicio

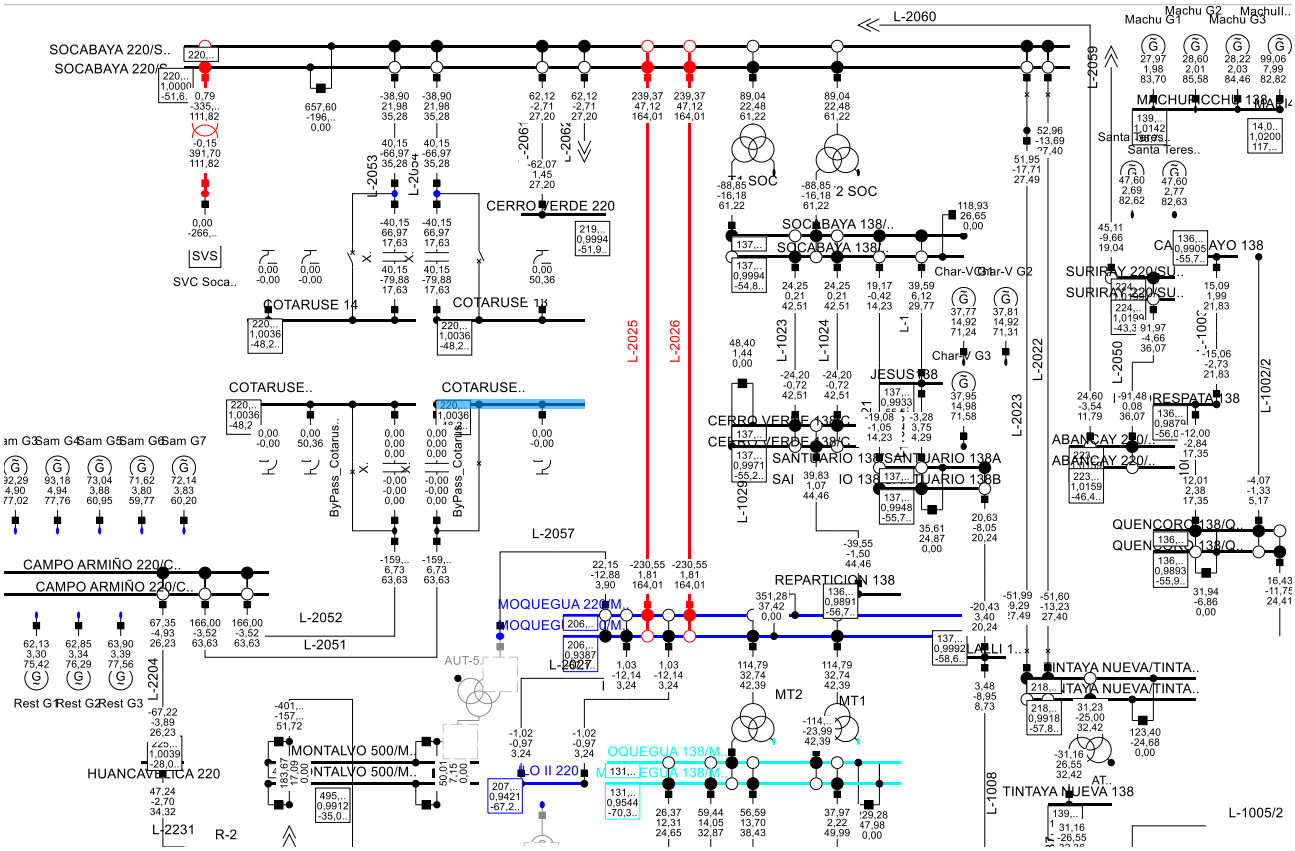
Ante la salida de servicio del transformador Montalvo 500/220 kV en escenarios con flujos elevados de Perú a Chile se observa la sobrecarga de ambos circuitos de la línea Moquegua - Socabaya 220 kV, como muestra la Figura 43 para un caso de máxima generación en el Sur Oeste de 2024. La sobrecarga puede eliminarse reduciendo el flujo de potencia por la Interconexión (en un 50 % en el caso de Figura 43).

Figura 43: Transformador Montalvo 500/220 kV fuera de servicio. Caso de máxima generación en el Sur Oeste de 2024.



Cuando el flujo de potencia pre-falla de 500 kV a 220 kV por el transformador AUT-5671 es elevado, no converge el flujo de cargas en condiciones de red N-1. Esta condición se observa aún sin la Interconexión. Por ejemplo, la Figura 44 muestra la solución forzada del flujo de cargas en el caso Av24maxC_FC del Plan de Transmisión 2019-2028 sin la Interconexión. Las líneas Socabaya – Moquegua 2 x 220 kV se sobrecargan fuertemente y la tensión en el área de Moquegua cae por debajo de 0,95 p.u. Luego, en los casos más críticos la desconexión del transformador AUT-5176 podría requerir la desconexión de la Interconexión (o la anulación de su transferencia de potencia) a través de un automatismo.

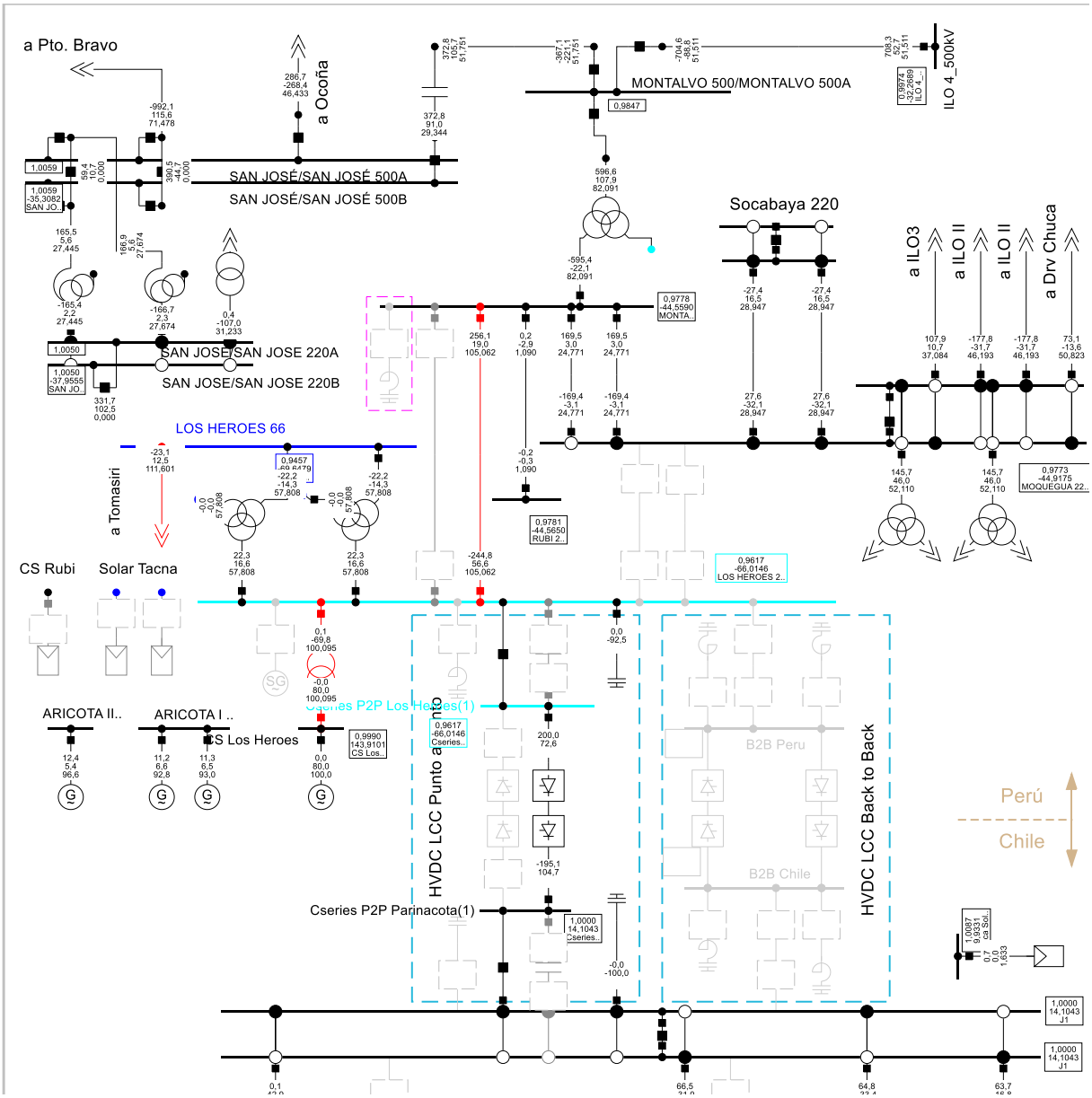
Figura 44: Transformador Montalvo 500/220 kV fuera de servicio. Caso Av24maxC_FC del Plan de Transmisión 2019-2028 sin la Interconexión.



Un circuito de la línea Montalvo – Los Héroes 220 kV fuera de servicio

Ante la salida de servicio de unos de los circuito de la línea Montalvo – Los Héroes 220 kV en escenarios con flujos elevados de Perú a Chile se observa la sobrecarga del circuito en paralelo que permanece en servicio, como muestra la Figura 45 para un caso de máxima generación en el Sur Oeste de 2024. La sobrecarga puede eliminarse reduciendo el flujo de potencia por la Interconexión (en unos 25 MW en el caso de Figura 45).

Figura 45: Un circuito de la línea Montalvo – Los Héroes 220 kV fuera de servicio. Caso de flujo máximo de Perú a Chile y máxima demanda para 2030.



5.5 Análisis de estabilidad en tensión

Se calcularon las curvas PV y QV en los nodos Los Héroes 220 kV y Parinacota 220 kV en cada uno de los escenarios de estudio en condiciones de red completa. Estas curvas relacionan la tensión del nodo AC de la estación conversora con la potencia activa o reactiva por la Interconexión. En cada caso, la distancia entre el punto de operación inicial y el de máxima potencia activa en el caso de la curva PV o de mínima potencia reactiva en el de la curva QV es indicativa del margen de estabilidad en tensión de la red en dicho nodo.

5.5.1 Condiciones de red N

5.5.1.1 Curvas QV

La curva QV se obtiene conectando un generador equivalente en la barra bajo estudio que genera potencia activa nula y controla la tensión en sus terminales. Se calculan sucesivos flujos de potencia manteniendo constante la potencia por la Interconexión y reduciendo la tensión de consigna del generador equivalente en pasos de 0,01 pu hasta el valor tal que no converge el flujo de potencia. Se registra la potencia reactiva inyectada por el generador a la red en cada iteración y se grafican los valores de tensión en pu en función de la potencia reactiva en MVAr. La Figura 46 presenta las curvas QV en las subestaciones Los Héroes y Parinacota.

Se calcularon los márgenes de tensión y potencia reactiva para cada nodo en cada caso como la diferencia entre el punto de operación inicial y el punto de mínima tensión para el que converge el flujo de potencia. La Tabla 57 resume los márgenes de tensión y potencia reactiva en los nodos monitoreados. Se observa que:

- En el lado Perú, en los casos más críticos los márgenes de potencia reactiva son de 168 MVAr en 2024 y 95 MVAr en 2030, valores para los cuales la tensión en Los Héroes 220 kV cae 0.08 y 0.33 pu respecto a los niveles iniciales.
- En el lado Chile, en los casos más críticos los márgenes de potencia reactiva son de 77 MVAr en 2024 y 50 MVAr en 2030, valores para los cuales la tensión en Parinacota 220 kV cae 0.23 y 0.05 pu respecto a los niveles iniciales.

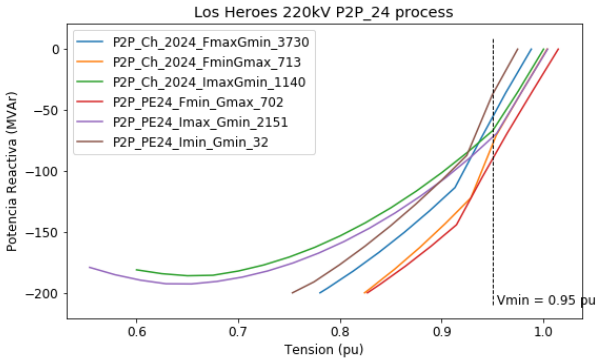
En función de los resultados obtenidos se considera que los márgenes de potencia reactiva que resultan de las curvas QV a ambos lados de la Interconexión son aceptables tanto para el año 2024 como para el 2030.

Tabla 57: Márgenes de tensión y potencia reactiva en los nodos monitoreados.

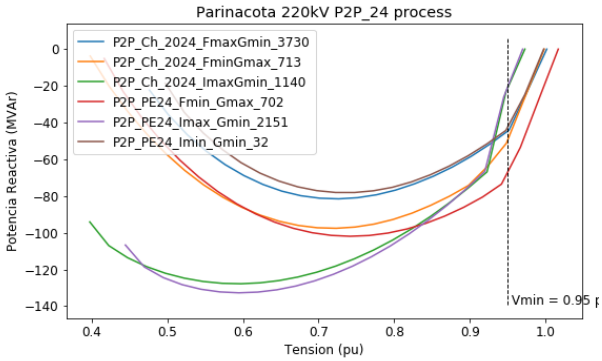
Caso	Márgenes			
	Los Héroes		Parinacota	
	Tensión (pu)	Potencia Reactiva (MVAr)	Tensión (pu)	Potencia Reactiva (MVAr)
Hum24Max_Chi-Per	0,33	168	0,30	109
Hum24Max_Per-Chi	0,26	200	0,23	83
Hum24Min_Chi-Per	0,33	195	0,30	115
Hum24Min_Chi-Per_CTTAR_FS	0,33	195	0,28	101
Hum24Min_Per-Chi	0,21	200	0,23	77
P2P_Ch_2024_FmaxGmin_3730	0,21	200	0,28	82
P2P_Ch_2024_FminGmax_713	0,18	200	0,28	98
P2P_Ch_2024_ImaxGmin_1140	0,35	186	0,38	128
P2P_PE24_Fmin_Gmax_702	0,19	200	0,28	102
P2P_PE24_Imax_Gmin_2151	0,35	193	0,38	133
P2P_PE24_Imin_Gmin_32	0,22	200	0,25	78
Hum27min_Per-Chi	0,22	200	0,20	71
Hum27min_Chi-Per	0,33	192	0,30	117
Hum27max_Per-Chi	0,20	200	0,20	94
Hum27max_Chi-Per	0,30	184	0,25	102

Hum27max_Chi-Per_170MW_CTTAR_FS	0,30	200	0,28	100
Hum27max_Chi-Per_190MW	0,35	195	0,28	120
Hum27min_Chi-Per_CTTAR_FS	0,30	196	0,25	91
Hum30max_P2P_Chi-Pe	0,10	108	0,13	60
Hum30max_P2P_Chi-Pe_B	0,13	129	0,13	70
Hum30max_P2P_Pe-Chi	0,13	133	0,13	103
Hum30min_P2P_Chi-Pe	0,35	189	0,28	125
Hum30min_P2P_Chi-Pe_B	0,25	200	0,33	122
Hum30min_P2P_Pe-Chi	0,20	200	0,28	108
P2P_Ch_2030_Imax_Gmin_8728	0,13	127	0,10	76
P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_10906	0,08	96	0,13	83
P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_8934	0,08	95	0,10	74
P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_8934_CTTAR_FS	0,08	95	0,10	63
P2P_PE30_Fmin_8510	0,10	122	0,10	74
P2P_PE30_Imax_Gmin_11398	0,10	100	0,05	50
P2P_PE30_Imin_Gmin_9738	0,10	107	0,10	82
P2P_PE30_Imin_Gmin_9738_B	0,10	107	0,13	92

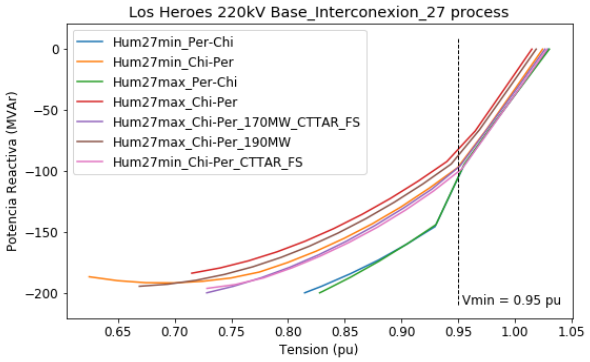
Figura 46: Curvas Q-V en Los Héroes 220 kV y Parinacota 220 kV para 2024, 2027 y 2030.



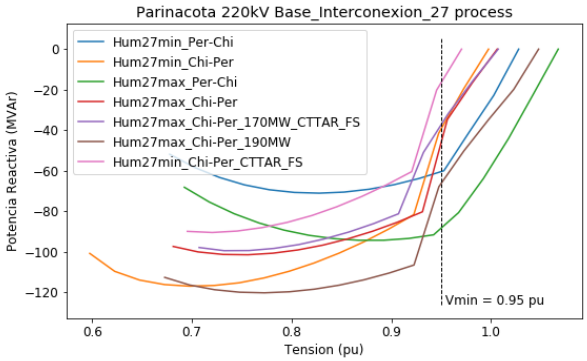
a. Curva QV Los Héroes 220kV año 2024



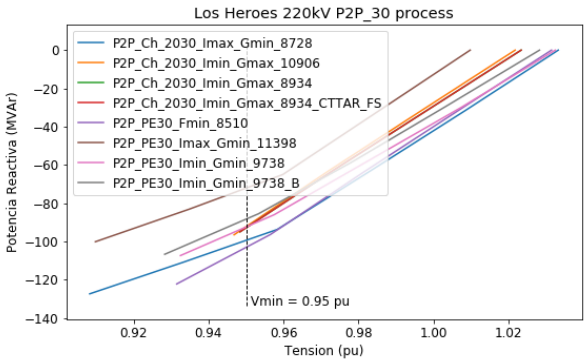
b. Curva QV Parinacota 220kV año 2024



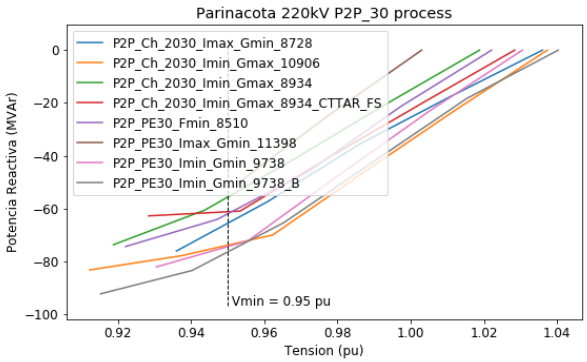
c. Curva QV Los Héroes 220kV año 2027



d. Curva QV Parinacota 220kV año 2027



e. Curva QV Los Héroes 220kV año 2030



f. Curva QV Parinacota 220kV año 2030

5.5.1.2 Curvas PV

La curva PV se obtiene conectando una carga en la barra bajo estudio que consume potencia reactiva nula. Se calculan sucesivos flujos de potencia manteniendo constante la potencia por la Interconexión y aumentando la potencia consumida por la carga en pasos de 25 MW hasta 1000 MW o el valor tal que no converja el flujo de potencia. Se registra la tensión de la barra bajo estudio en cada iteración y se grafican los valores por unidad de tensión en función de la potencia activa en MW. El aumento de demanda es compensado por todos los generadores sincrónicos del sistema proporcionalmente a su despacho de generación en el caso de partida.

Se calcularon los márgenes de tensión y potencia activa para cada nodo en cada caso como la diferencia entre el punto de operación inicial y el punto de máxima potencia activa para el que converge el flujo de potencia. La Tabla 57 resume los márgenes de tensión y potencia activa en los nodos monitoreados. Se observa que:

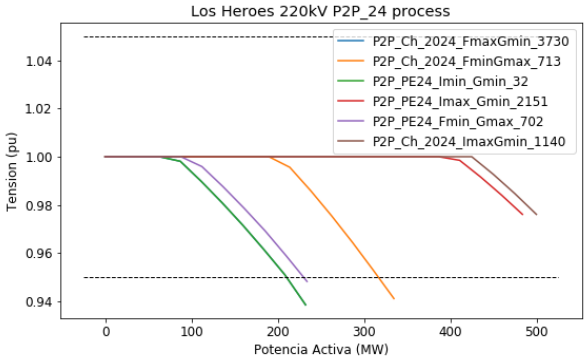
- En el lado Perú, en los casos más críticos los márgenes de potencia activa son de 145 MW en 2024 y 125 MW en 2030, valores para los cuales la tensión en Los Héroes 220 kV cae 0.05 y 0.07 pu respecto a los niveles iniciales.
- En el lado Chile, en los casos más críticos los márgenes de potencia activa son de 50 MW en 2024 y 100 MW en 2030, valores para los cuales la tensión en Parinacota 220 kV cae 0.03 y 0.03 pu respecto a los niveles iniciales.

En función de los resultados obtenidos se considera que los márgenes de potencia reactiva que resultan de las curvas PV a ambos lados de la Interconexión son aceptables tanto para el año 2024 como para el 2030.

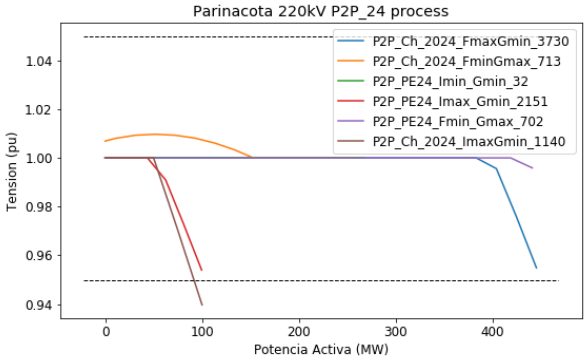
Tabla 58: Márgenes de tensión y potencia activa en los nodos monitoreados.

Caso	Márgenes			
	Los Héroes		Parinacota	
	Potencia Activa (MW)	Tension (pu)	Potencia Activa (MW)	Tension (pu)
Hum24Max_Chi-Per	496	0,04	83	0,05
Hum24Max_Per-Chi	145	0,05	439	0,02
Hum24Min_Per-Chi	146	0,05	450	0,04
Hum24Min_Chi-Per	497	0,03	75	0,04
Hum24Max_Per-Chi_190	195	0,06	435	0,08
Hum24Min_Chi-Per_CTTAR_FS	497	0,03	50	0,04
Hum27max_Chi-Per	500	0,04	50	0,03
Hum27max_Chi-Per_170MW_CTTAR_FS	500	0,05	75	0,04
Hum27max_Chi-Per_190MW	500	0,05	75	0,04
Hum27max_Per-Chi	150	0,05	425	0,02
Hum27min_Chi-Per	500	0,05	75	0,05
Hum27min_Chi-Per_CTTAR_FS	500	0,05	50	0,05
Hum27min_Per-Chi	200	0,09	425	0,04
Hum30max_P2P_Chi-Pe_B	500	0,08	125	0,04
Hum30max_P2P_Pe-Chi	200	0,08	375	0,04
Hum30min_P2P_Chi-Pe	500	0,05	25	0,03
Hum30min_P2P_Chi-Pe_B	500	0,10	175	0,10
Hum30min_P2P_Pe-Chi	225	0,06	375	0,05
P2P_Ch_2024_FmaxGmin_3730	232	0,06	445	0,05
P2P_Ch_2024_FminGmax_713	335	0,06	251	0,01
P2P_PE24_Imin_Gmin_32	232	0,06	268	0,00
P2P_PE24_Imax_Gmin_2151	484	0,02	100	0,05
P2P_PE24_Fmin_Gmax_702	234	0,05	441	0,00
P2P_Ch_2024_ImaxGmin_1140	500	0,0239	100	0,0603
P2P_Ch_2030_Imax_Gmin_8728	500	0,08	125	0,04
P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_10906	175	0,08	400	0,04
P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_8934	192	0,09	494	0,06
P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_8934_CTTAR_FS	192	0,09	468	0,07
P2P_PE30_Fmin_8510	200	0,08	375	0,03
P2P_PE30_Imax_Gmin_11398	425	0,08	100	0,03
P2P_PE30_Imin_Gmin_9738_B	175	0,09	425	0,04

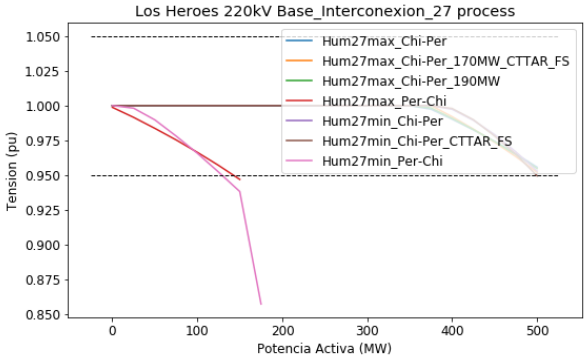
Figura 47: Curvas P-V en Los Héroes 220 kV y Parinacota 220 kV para 2024, 2027 y 2030.



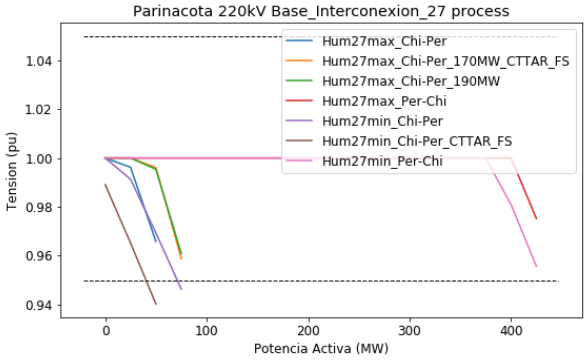
a. Curva PV Los Héroes 220kV año 2024



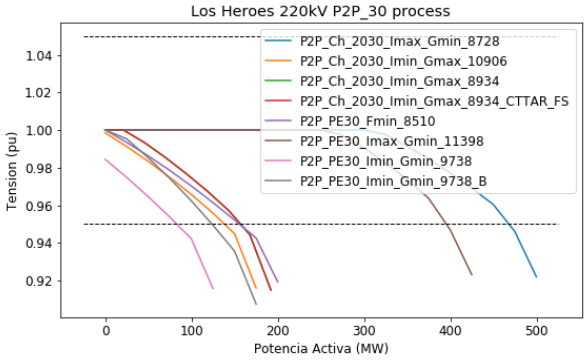
b. Curva PV Parinacota 220kV año 2024



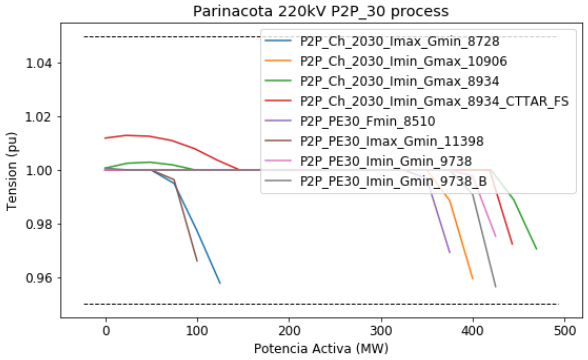
c. Curva PV Los Héroes 220kV año 2027



d. Curva PV Parinacota 220kV año 2027



e. Curva PV Los Héroes 220kV año 2030



f. Curva PV Parinacota 220kV año 2030

5.5.2 Condiciones de red N-1

Se presentan en esta sección las curvas PV y QV en condiciones de red N-1 para los casos con los menores márgenes de estabilidad en condiciones de red completa (identificados en Tabla 57 y Tabla 58).

5.5.2.1 Curvas PV y QV lado Chile

Año 2024

La Figura 48 muestra las curvas PV en Parinacota 220 kV para el escenario base de mínima demanda con exportación de Chile a Perú de 200 MW en 2024 para cada una de las

contingencias simples consideradas. Las curvas para la falla Nva. P. Almonte – Parinacota 220 kV se obtuvieron reduciendo en 80 MW la transferencia de potencia por la Interconexión simulando la actuación de un eventual automatismo que evite la sobrecarga de la línea Cóndores – Parinacota que permanece en servicio.

La Figura 49 muestra las curvas QV en Parinacota 220 kV para el escenario base de mínima demanda con exportación de Perú a Chile de 200 MW en 2024 para cada una de las contingencias simples consideradas.

Para las fallas Cóndores – Parinacota 220 kV y Nva. P. Almonte – Parinacota 220 kV se calcularon adicionalmente las curvas reduciendo la potencia por la interconexión considerando la actuación de un eventual esquema automático que actúe para reducir la sobrecarga de las líneas que permanecen en servicio. Los márgenes de estabilidad son superiores los 20 MVAr en todos los casos.

Figura 48: Curvas P-V en Parinacota 220 kV para el caso más crítico de red N-1 de 2024.

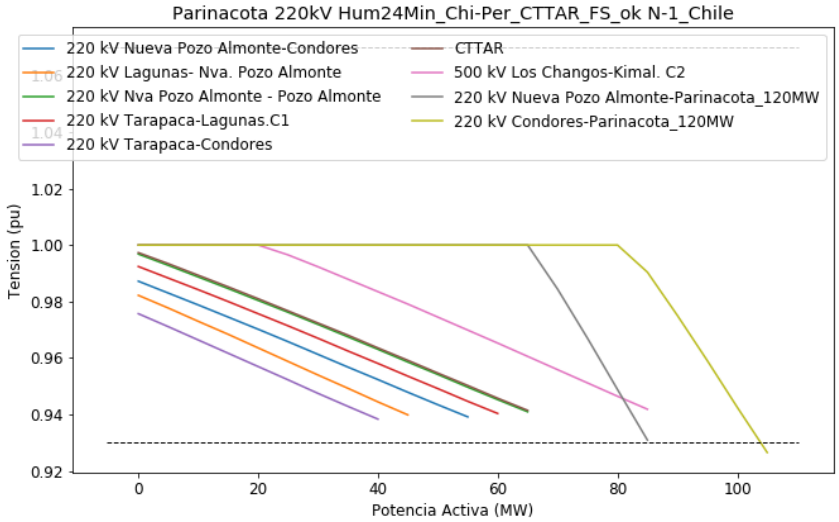
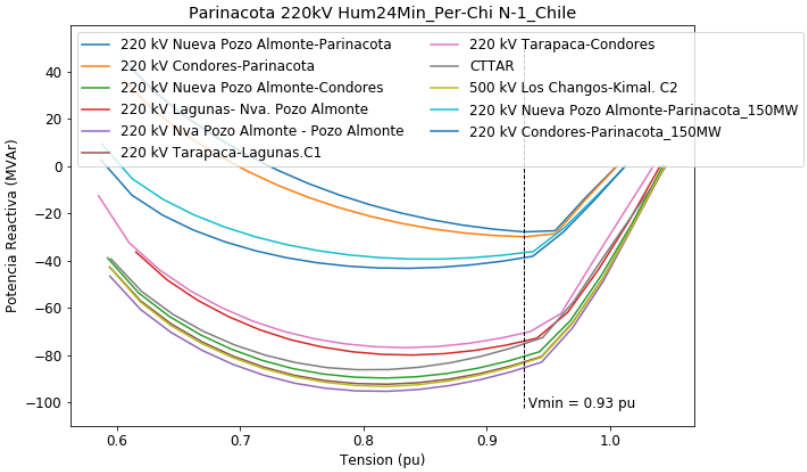


Figura 49: Curvas Q-V en Parinacota 220 kV para el caso más crítico de red N-1 de 2024.



Año 2030

La Figura 50 y la Figura 51 muestran las curvas PV y QV en Parinacota 220 kV para el escenario base de máxima demanda con exportación de Perú a Chile de 200 MW en 2030 para cada una de las contingencias simples consideradas. Los puntos de operación post-contingencia son esTablas y los límites de estabilidad en condiciones de red N-1 son superiores a los 50 MW y 20 MVAr.

Para las fallas Cóndores – Parinacota 220 kV y Nva. P. Almonte – Parinacota 220 kV se calcularon adicionalmente las curvas reduciendo la potencia por la interconexión considerando la actuación de un eventual esquema automático que actúe para reducir la sobrecarga de las líneas que permanecen en servicio.

Figura 50: Curvas P-V en Parinacota 220 kV para el caso más crítico de red N-1 de 2030.

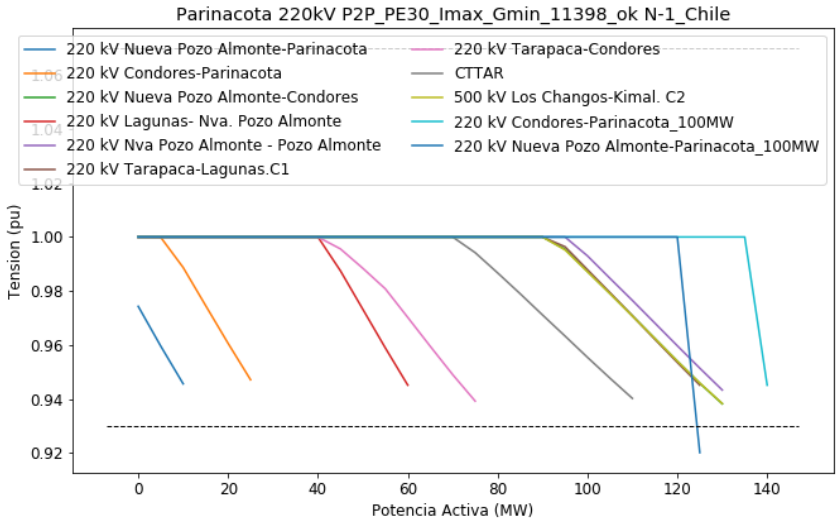
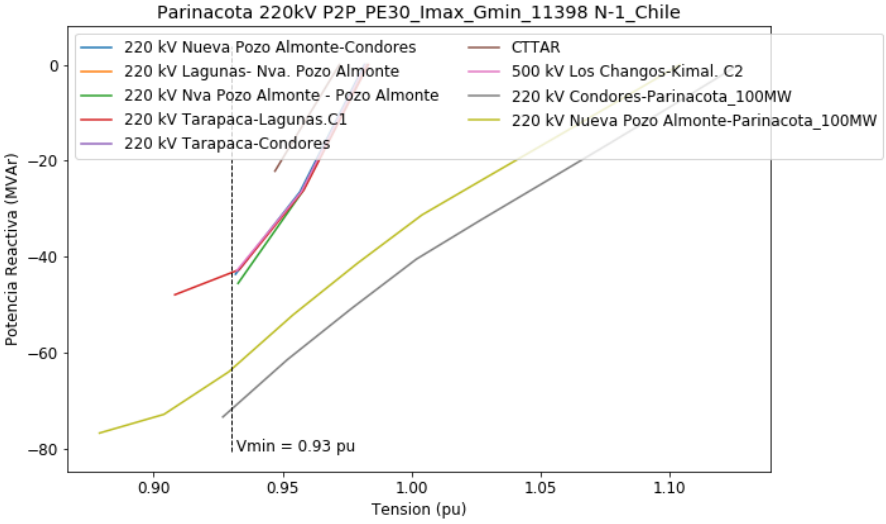


Figura 51: Curvas Q-V en Parinacota 220 kV para el caso más crítico de red N-1 de 2030.



5.5.2.2 Curvas PV y QV lado Perú

Año 2024

La Figura 52 muestra las curvas PV en Los Héroes 220 kV para el escenario base de mínima demanda con exportación de Perú a Chile de 200 MW en 2024 para cada una de las contingencias simples consideradas. El margen de estabilidad se encuentra por encima de 50 MW en todos los casos.

La Figura 53 muestra las curvas QV en Los Héroes 220 kV para el escenario base de máxima demanda con exportación de Chile a Perú de 200 MW en 2024 para cada una de las contingencias simples consideradas. El margen de estabilidad se encuentra por encima de 80 MVAr en todos los casos excepto para la salida de servicio del transformador Montalvo 500/220 kV para el que no converge el flujo de cargas post-falla. Esta condición no se debe exclusivamente a la exportación de potencia por la Interconexión ya que también se evidencia en escenarios del Plan de Expansión de la Transmisión 2019-2018 del COES (sin la Interconexión), como se muestra en la Sección 5.4.2.2 y en la Figura 44.

Figura 52: Curvas P-V en Los Héroes 220 kV para el caso más crítico de red N-1 de 2024.

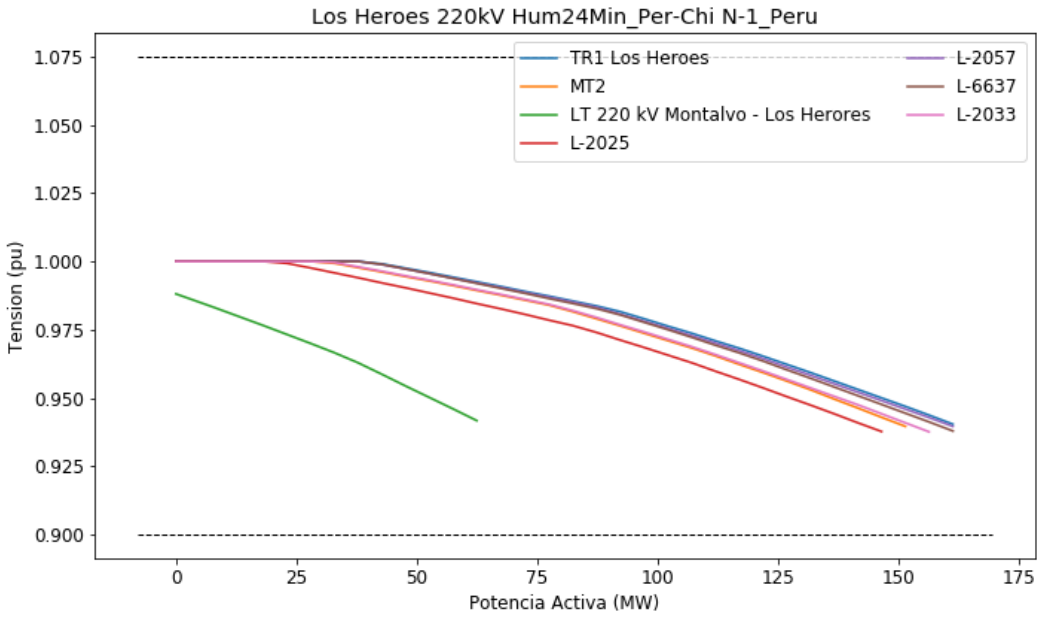
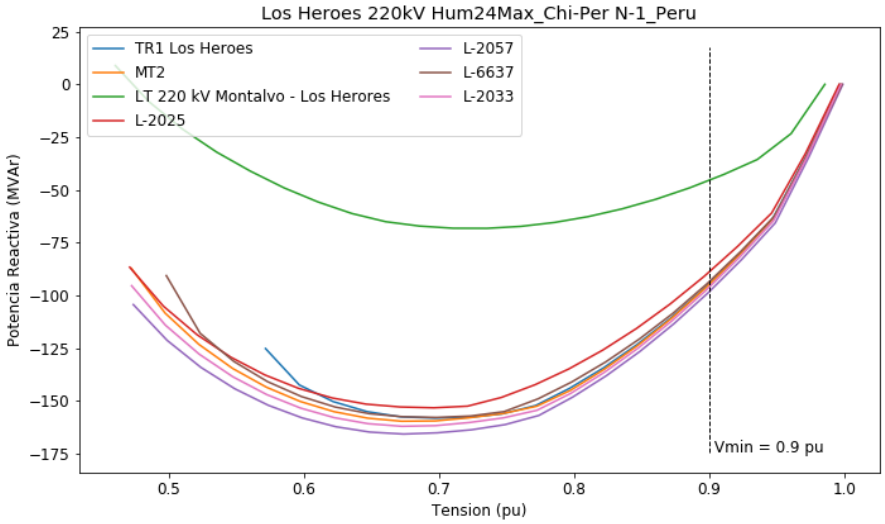


Figura 53: Curvas Q-V en Los Héroes 220 kV para el caso más crítico de red N-1 de 2024.



Año 2030

La Figura 54 muestra las curvas PV en Los Héroes 220 kV para el escenario más desfavorable de máxima exportación de Perú a Chile en 2030 para cada una de las contingencias simples consideradas. El margen de estabilidad se encuentra por encima de 50 MW.

La Figura 55 muestra las curvas QV en Los Héroes 220 kV para el escenario más desfavorable de máxima exportación de Perú a Chile en 2030 para cada una de las contingencias simples consideradas. El margen de estabilidad se encuentra por encima de 60 MVAr en todos los casos excepto para la salida de servicio del transformador Montalvo 500/220 kV para el que no converge el flujo de cargas post-falla. Esta condición no se debe exclusivamente a la exportación de potencia por la Interconexión ya que también se evidencia en escenarios del Plan de Expansión de la Transmisión 2019-2018 del COES (sin la Interconexión).

Figura 54: Curvas P-V en Los Héroes 220 kV para el caso más crítico de red N-1 de 2030.

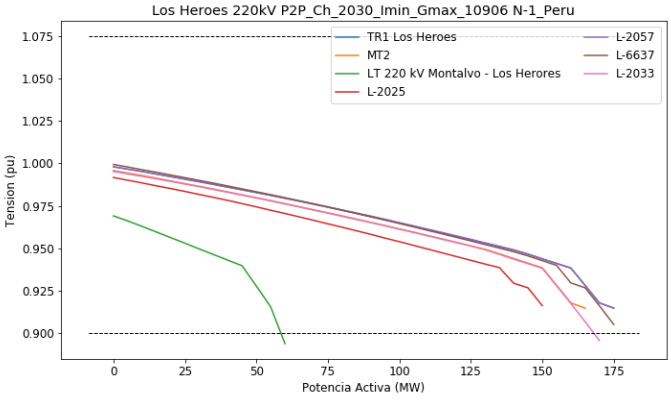
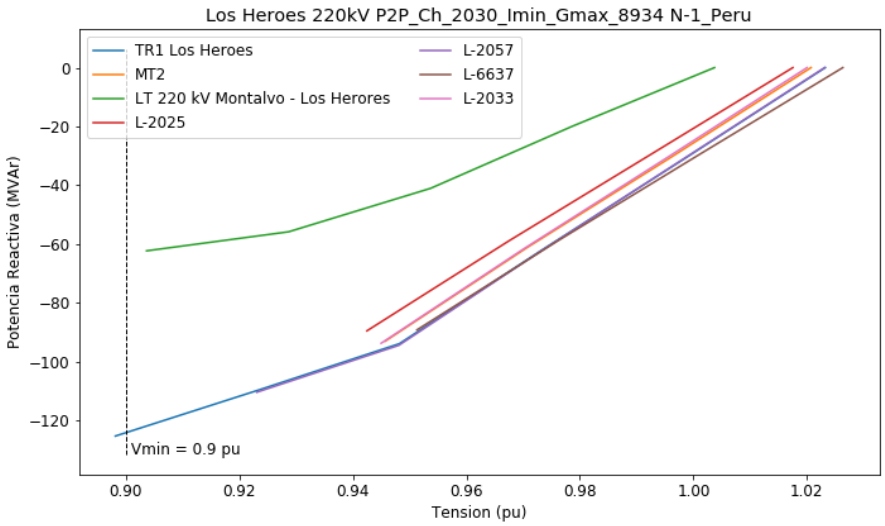


Figura 55: Curvas Q-V en Los Héroes 220 kV para el caso más crítico de red N-1 de 2030.



5.6 Análisis de cortocircuito

Se calcularon las potencias de cortocircuito para fallas trifásicas francas a tierra en los nodos de los sistemas de transmisión en CA a los que se conectan las estaciones conversoras de la Interconexión.

De acuerdo a la estructura de las redes a ambos lados de la Interconexión, no se espera que no se encuentren potencias de cortocircuito que excedan los valores de diseño de las instalaciones debido a la instalación de las estaciones conversoras. Por el contrario, existe la posibilidad de que esos valores resulten relativamente reducidos, pudiendo afectar la operación de las instalaciones HVDC.

Luego, para caracterizar la rigidez de los nodos AC de las estaciones conversoras se calculó la relación efectiva de cortocircuito ESCR como sigue:

$$ESCR = \frac{\text{Capacidad de cortocircuito del Sistema AC [MVA]} - \text{Compensación Reactiva Estación HVDC[MVAr]}}{\text{Potencia Transmitida en DC [MW]}}$$

Se asumió en los cálculos una compensación de potencia reactiva de 150 MVAr, que es el valor promedio de todos los escenarios de estudio.

El método de cálculo de las corrientes de cortocircuito trifásico corresponde al definido por la Norma IEC 60909:2001. Ésta es la norma según la cual deben calcularse los niveles de cortocircuito en el sistema chileno de acuerdo al ANEXO TÉCNICO: Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito de la NTSyCS.

5.6.1 Condiciones de red completa

La Figura 56 presenta los coeficientes ESCR en los nodos AC calculados a ambos lados de la Interconexión en condiciones normales de operación considerando que el total de la

compensación reactiva es estática. Los valores se presentan en la Tabla 59 para los casos base y seleccionados del resultado del SDDP, respectivamente. El nodo Parinacota 220 kV es más débil que Los Héroes 220 kV. En todos los casos el coeficiente ESCR permanece por encima de 2,5 MVAR/MW y en el SEN Chile se verifica el requerimiento del Artículo 3-33 de la la NTSyCS [4].

Figura 56: Coeficientes ESCR en los nodos AC a ambos lados de la Interconexión en condiciones normales de operación.

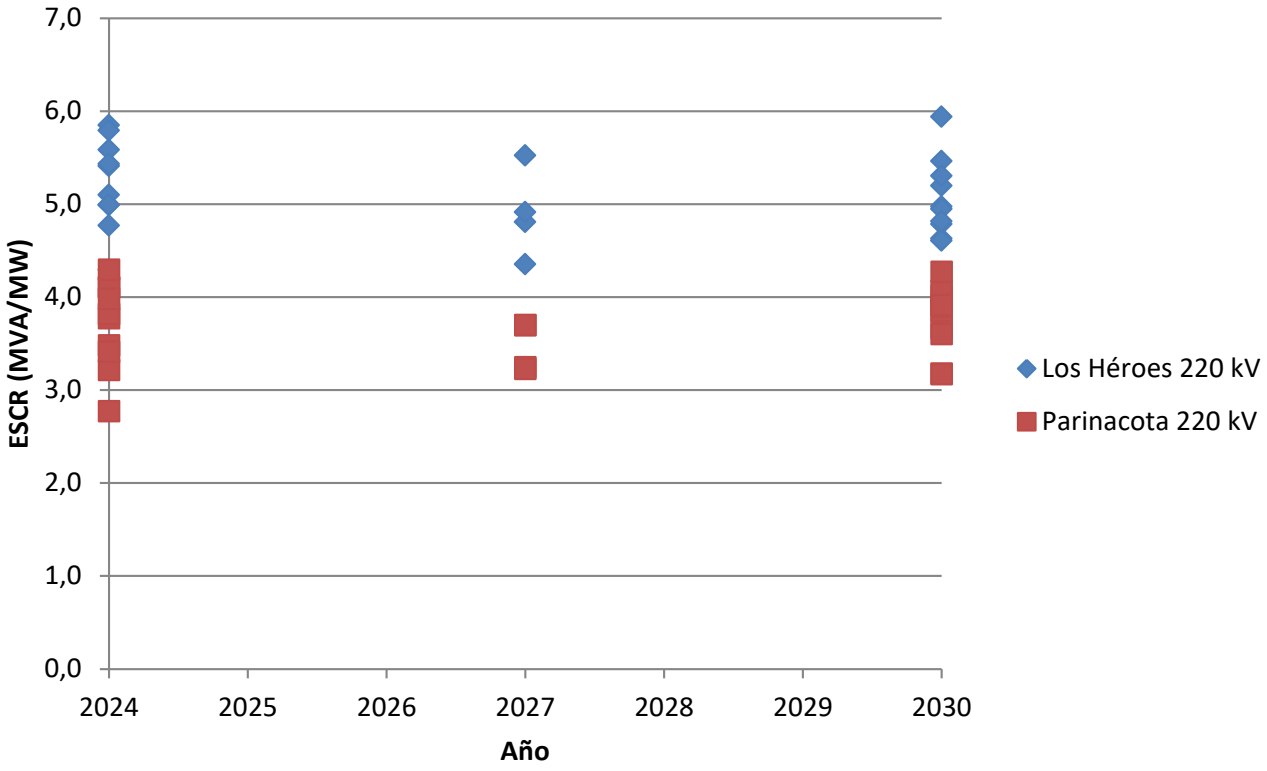


Tabla 59: Potencias de cortocircuito y coeficientes ESCR en los escenarios base en condiciones de red N. Las celdas se colorean de acuerdo a los valores, de modo que los menores valores se resaltan el colorado.

Escenario		Skss (MVA)		ESCR (MVA/MW)	
Año	Caso	Los Héroes	Parinacota	Los Héroes	Parinacota
2024	Hum24Max_Chi-Per	1219	896	5,6	3,8
2024	Hum24Max_Per-Chi	1219	896	5,4	4,1
2024	Hum24Min_Chi-Per	1069	896	4,8	3,8
2024	Hum24Min_Per-Chi	1069	896	4,3	4,1
2024	P2P_Ch_2024_FmaxGmin_3730	1118	686	5,0	3,2
2024	P2P_Ch_2024_FminGmax_713	1263	891	5,8	4,3
2024	P2P_PE24_Imin_Gmin_32	1118	748	5,1	3,5
2024	P2P_PE24_Imax_Gmin_2151	1191	895	5,4	4,0
2024	P2P_PE24_Fmin_Gmax_702	1157	748	5,0	3,4
2024	P2P_Ch_2024_ImaxGmin_1140	1217	651	5,8	2,8
2027	Hum27min_Per-Chi	1081	855	4,4	3,7
2027	Hum27min_Chi-Per	1081	855	4,8	3,2
2027	Hum27max_Per-Chi	1224	855	4,9	3,7
2027	Hum27max_Chi-Per	1224	855	5,5	3,2
2030	Hum30min_P2P_Chi-Pe	1183	865	5,2	3,2
2030	Hum30min_P2P_Pe-Chi	1183	865	5,0	4,0
2030	Hum30max_P2P_Chi-Pe	1315	865	5,9	3,2
2030	Hum30max_P2P_Pe-Chi	1315	865	5,5	3,7
2030	P2P_Ch_2030_Imax_Gmin_8728	1154	858	4,9	3,6
2030	P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_10906	1147	861	4,6	3,8
2030	P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_8934	1147	852	4,8	4,1
2030	P2P_PE30_Imin_Gmin_9738	1170	861	4,6	3,9
2030	P2P_PE30_Fmin_8510	1190	861	4,8	3,9
2030	P2P_PE30_Imax_Gmin_11398	1198	854	5,3	4,3

Los casos más críticos para el SEN Chile en 2024 son el P2P_Ch_2024_FmaxGmin_3730 y el P2P_Ch_2024_ImaxGmin_1140 en los que el coeficiente ESCR en Parinacota 220 kV es 3,2 y 2,8 MVA/MW, respectivamente. Éstos son casos de mínima generación en el Norte Grande con flujos de potencia máximos por la Interconexión en ambos sentidos en los que la CT Tarapacá se encuentra fuera de servicio.

Como se muestra en la PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2018 del CEN de Chile [5], Parinacota 220 kV es la barra más débil del Norte Grande en relación al control de tensión, dado que se encuentra alejada (geográfica y eléctricamente) de otras barras que poseen mayores recursos para el control de tensión, como es el caso de subestación Tarapacá (ubicada a unos 300 km de distancia de Parinacota), donde se encuentra conectada la Central Tarapacá. Sin embargo, cuando esta central no está en operación, la regulación de tensión en Parinacota se vuelve aún más crítica.

Los casos más críticos para el SEIN Perú son casos Hum24Min_Chi-Per y Hum24Min_Per-Chi de mínima demanda en el SEIN para el año 2024 con máximo flujo por la Interconexión en ambos sentidos en los que el ESCR en Los Héroes 220 kV es 4,8 y 4,3 MVA/MW,

respectivamente.

5.6.2 Condiciones de red N-1

Se calcularon las potencias de cortocircuito y los coeficientes ESCR en condiciones de red N-1 para los casos de menor potencia de cortocircuito en condiciones de red completa reportados en la Tabla 59. Los resultados se muestran en Tabla 60 y Tabla 62, en las que también se indican las variaciones porcentuales de la potencia de cortocircuito relativa al valor Skss0 obtenido en condiciones de red completa.

5.6.2.1 Lado Perú

En lado Perú de la Interconexión la contingencia las más crítica es la desconexión de uno de los circuitos Montalvo – Los Héroes 500/220 kV, ante el cual el ESCR desciende a 2,36 MVA/MW. Por lo tanto, se considera que los niveles de cortocircuito son acepTablas para garantizar la operación satisfactoria de la Interconexión del lado Perú.

Tabla 60: Potencias de cortocircuito y ESCR para fallas simples en el lado Perú de la Interconexión.

Caso: Hum24Min_Per-Chi Skss0 (MVA): 1069

Falla	Skss (MVA)	dSkss (per)	ESCR (MVA/MW)
AUT-5671	811	-24	3,00
L-2025	1041	-3	4,15
L-2033	1069	0	4,29
L-2057	1067	0	4,28
L-6637	1024	-4	4,07
LT 220 kV Montalvo - Los Héroes	683	-36	2,36
MT2	1069	0	4,29
TR1 Los Héroes	1066	0	4,28

En función de la potencia de cortocircuito en el caso más desfavorable, el bloque de compensación capacitiva discreta que podría conectarse en Los Héroes 220 kV debería ser como máximo de 17,5 MVAr para que la variación de tensión no supere el 2,5% ante una maniobra.

Se repitieron los cálculos de las potencias de cortocircuito considerando la instalación en Parinacota 220 kV de un compensador sincrónico de 80 MVA nominales de acuerdo a los resultados del análisis de la Sección 5.4.1.1, considerando que el mismo tiene una reactancia sub-transitoria $x_d^{"} = 0.143$ pu y una impedancia serie del transformador de bloque de 12,5 % [7]. El cálculo se realizó considerando que la compensación capacitiva shunt conectada en Los Héroes es de 106 MVAr. La potencia de cortocircuito en condiciones de red completa aumenta a 1498 MVA y los resultados presentados en la Tabla 61 muestran que en la condición de red N-1 más desfavorable el ESCR es de 4,90 MVA/MW.

Tabla 61: Potencias de cortocircuito y ESCR para fallas simples en el lado Perú de la Interconexión conectando un compensador sincrónico en Los Héroes 220 kV.

Falla	Skss (MVA)	dSkss (per)	ESCR (MVA/MW)
AUT-5671	1209	-19	5,52
L-2025	1471	-2	6,83
L-2033	1498	0	6,96
L-2057	1496	0	6,95
L-6637	1451	-3	6,73
LT 220 kV Montalvo - Los Herores	1086	-27	4,90
MT2	1498	0	6,96
TR1 Los Héroes	1495	0	6,95

5.6.2.2 Lado Chile

En el lado Chile de la Interconexión las contingencias más críticas son las desconexiones de las líneas Cóndores – Parinacota y Nva. P. Almonte – Parinacota ante las cuales el ESCR desciende a 1,61 y 1,50 MVA/MW, respectivamente. Los escenarios de estudio son los más exigentes desde el punto de vista técnico seleccionados del resultado del despacho económico de cargas. Luego, los casos de red N-1 analizados no corresponden a escenarios típicos de mantenimiento de las instalaciones, los que deberían corresponder por el contrario a los escenarios menos críticos. Así las cosas, se considera que en los casos indicados no se cumpliría con el Artículo 3-33 de la NTSyCS.

Tabla 62: Potencias de cortocircuito y ESCR para fallas simples en el lado Chile de la Interconexión.

Caso: P2P_Ch_2024_ImaxGmin_1140 Skss0 (MVA): 651

Falla	Skss (MVA)	dSkss (%)	ESCR (MVA/MW)
220 kV Cóndores-Parinacota	419	-36	1,61
220 kV Lagunas- Nva. Pozo Almonte	611	-6	2,57
220 kV Nueva Pozo Almonte-Cóndores	640	-2	2,72
220 kV Nueva Pozo Almonte-Parinacota	396	-39	1,50
220 kV Nva Pozo Almonte - Pozo Almonte	651	0	2,77
220 kV Tarapacá-Cóndores	609	-6	2,56
220 kV Tarapacá-Lagunas.C1	645	-1	2,74
500 kV Los Changos-Kimal. C2	645	-1	2,74
CTTAR	651	0	2,77
Parinacota 220/69/13.8 kV	714	10	3,09

La sobrecarga producida ante la salida de servicio de la línea Nva. Pozo Almonte – Parinacota

220 kV puede eliminarse reduciendo el flujo de potencia por la Interconexión en 80 MW como se muestra en la Figura 38. En dicho caso, el ESCR alcanza un nivel aceptable al aumentar de 1,5 a 2,5 MVA/MW.

La salida de servicio de la línea Cóndores – Parinacota 220 kV deriva en condiciones admisibles de operación que no requieren la reducción de potencia por la Interconexión, por lo que para cumplir con los requerimientos de la NTSyCS ($ESCR \geq 2{,}5$) en condiciones de red N-1 del lado chileno, en el caso de estudio más exigente se debe aumentar la potencia de cortocircuito en Parinacota 220 kV de 419 MVA a 606 MVA (considerando una compensación capacitiva de 106 MVAr).

Se repitieron los cálculos de las potencias de cortocircuito considerando la instalación en Parinacota 220 kV de un compensador sincrónico de 70 MVA nominales de acuerdo a los resultados del análisis de la Sección 5.4.1.1, considerando que el mismo tiene una reactancia sub-transitoria $x_d^{"} = 0.143$ pu y una impedancia serie del transformador de bloque de 12,5 % [7]. El cálculo se realizó considerando que la compensación capacitiva shunt conectada en Parinacota es de 106 MVAr. La potencia de cortocircuito en condiciones de red completa aumenta a 990 MVA y los resultados se presentados en la Tabla 63 muestran que en la condición de red N-1 más desfavorable el ESCR es de 3,14 MVA/MW.

Tabla 63: Potencias de cortocircuito y ESCR para fallas simples en el lado Chile de la Interconexión conectando un compensador sincrónico en Parinacota 220 kV.

Falla	Skss (kA)	dSkss (per)	ESCR (MVA/MW)
220 kV Cóndores-Parinacota	758	-23	3,26
220 kV Lagunas- Nva. Pozo Almonte	949	-4	4,22
220 kV Nueva Pozo Almonte-Cóndores	978	-1	4,36
220 kV Nueva Pozo Almonte-Parinacota	734	-26	3,14
220 kV Nva Pozo Almonte - Pozo Almonte	989	0	4,42
220 kV Tarapacá-Cóndores	947	-4	4,21
220 kV Tarapacá-Lagunas.C1	983	-1	4,39
500 kV Los Changos-Kimal. C2	983	-1	4,39
CTTAR	989	0	4,42
Parinacota 220/69/13.8 kV	1052	6	4,73

Un compensador sincrónico es un generador sincrónico sin máquina primaria que puede utilizarse para aumentar la inercia del sistema y la potencia de cortocircuito de la barra a la que se conecta, y proveer control de tensión. Con el uso de cada vez más frecuente de enlaces HVDC y la instalación acelerada grandes módulos de generación eólica y solar alrededor del mundo es actualmente una tecnología madura y eficiente que ha conseguido reducir los costos de inversión y mantenimiento, así como su confiabilidad respecto a los diseños originales del siglo pasado.

La NTSyCS de Chile especifica el valor mínimo exigido para el coeficiente ESCR en el nodo AC del enlace HVDC independientemente de la tecnología del propio enlace. En general, dicho requerimiento es técnicamente válido para garantizar para el funcionamiento satisfactorio de enlaces HVDC del tipo LCC, que efectivamente requieren conectarse a redes AC fuertes o

débiles, i.e. con $ESCR \geq 2{,}0$ [8][9]. Sin embargo, enlaces HVDC de los tipos VSC y CCC sí podrían operar satisfactoriamente conectados a redes AC muy débiles ($ESCR < 2{,}0$) y en el caso de la Interconexión bajo estudio no requerirían la instalación de un compensador sincrónico en Parinacota 220 kV.

En función de la potencia de cortocircuito en el caso más desfavorable, el bloque de compensación capacitiva discreta que podría conectarse en Parinacota 220 kV debería ser como máximo de 14,9 MVAr para que la variación de tensión no supere el 2,0% ante una maniobra.

5.7 Consideraciones sobre la Estabilidad Dinámica del Sistema

Los TdR del proyecto establecen, en relación a los estudios eléctricos "*Incorporar en el presente estudio el Análisis Eléctrico de los sistemas (estado estacionario, transitorio, contingencias, etc.) del estudio COES/CDEC-SING*".

La metodología propuesta en el Informe Inicial estableció que los estudios eléctricos serían los necesarios para apreciar con claridad las posibles diferencias entre las alternativas de interconexión y establecer las ventajas comparativas de cada una sobre la otra. La misma se elaboró en base a los Términos de Referencia del proyecto, contemplando la eventual necesidad de realizar análisis más detallados que los correspondientes a un estudio de factibilidad. El avance del estudio determinó que, a los fines de la precisión del estudio de factibilidad era necesario realizar estudios de flujos de carga y cortocircuito más detallados que lo que surge del requerimiento de los TdR.

Pero en relación a los estudios de estabilidad, no se consideró necesario incluir el análisis del desempeño dinámico en el presente estudio de factibilidad técnica y económica ya que el enlace HVDC habrá de desacoplar electromecánicamente ambos sistemas, por lo que los fenómenos angulares, oscilatorios y de tensión en uno de los lados de la Interconexión no se propagarán al otro lado. Además, siendo el tamaño de la Interconexión relativamente pequeño respecto a las demandas de ambos sistemas, se entiende que el disparo de la Interconexión (ya sea debido a una falla en el equipamiento de la propia Interconexión o en los sistemas de transmisión en sus cercanías) tendría el impacto local mostrado en los estudios eléctricos estáticos, mientras que su efecto sistémico podría ser debidamente atendido por los esquemas de control de frecuencia existentes.

Esto fue confirmado en el estudio COES/CDEC-SING, donde se simularon las siguientes contingencias:

- Falla trifásica en la línea de 220 kV entre Parinacota y Cóndores 220, más cerca de Parinacota, seguido del disparo de la línea
- Falla trifásica en la línea #1 de 220 kV entre Los Héroes y Montalvo, más cerca de Los Héroes, seguida del disparo de la línea
- Falla trifásica más cerca de la estación de conversión peruana, seguida del disparo del interconector
- Falla trifásica más cerca de la estación de conversión chilena, seguida del disparo del interconector

La conclusión de estos estudios fue "*En todos los casos estudiados, el sistema se recuperó de la alteración y permaneció estable.*" El análisis de los resultados de este estudio, incluidos en el Anexo 2 del informe del estudio COES/CDEC-SING confirman estas apreciaciones.

5.8 Conclusiones de los Estudios Eléctricos

Se calcularon flujos de carga en condiciones de red completa y ante contingencias simples utilizando un modelo integrado de los sistemas eléctricos chileno y peruano interconectados a través de un enlace HVDC.

En base a los resultados de los análisis realizados se considera técnicamente factible la interconexión HVDC LCC entre ambos sistemas de 200 MW de capacidad nominal tanto utilizando la alternativa de una estación *back to back* como la de dos estaciones conversoras unidas por una línea de transmisión HVDC (alternativa punto a punto), conforme al diseño propuesto en la ingeniería básica presentada en este informe.

Los requerimientos de compensación de potencia reactiva de ambas alternativas son similares. La compensación requerida por la alternativa *back to back* es alrededor de 20 MVAr superior a la requerida por la alternativa punto a punto ya que requiere compensar las pérdidas en las líneas AC hasta la estación conversora. Se verificó que además de los 106 MVAr de compensación estática shunt definidos en el diseño conceptual del enlace, para compensar los requerimientos de la red se requiere instalar condensadores sincrónicos de 80 MVAr nominales en Los Héroes y 70 MVAr en Parinacota.

En condiciones de red N-1 se observan escenarios post-falla con tensiones fuera de las bandas admisibles y sobrecargas en ramas en los sistemas de transmisión en 220 kV a ambos lados de la Interconexión. Los casos de estudio indican que:

- Las sobrecargas del lado chileno se producen en escenarios de flujo elevado de Chile a Perú ante la salida de servicio de las líneas Nva. P. Almonte – Parinacota 220 kV o Lagunas - Nva. P. Almonte 220 kV, que producen la sobrecarga de las líneas Cóndores – Parinacota 220 kV y Tarapacá – Cóndores 220 kV, respectivamente.
- Las sobrecargas del lado peruano se producen en escenarios de flujo elevado de Perú a Chile ante la salida de servicio del transformador Montalvo 500/220 kV o de la línea Montalvo – Los Héroes 220 kV, que producen la sobrecarga de la línea Moquegua - Socabaya 220 kV y de la línea Montalvo – Los Héroes 220 kV que permanece en servicio, respectivamente.

Por lo tanto, deberán preverse esquemas de reducción automática de flujo de potencia por la Interconexión ante la detección de condiciones inadmisibles de operación en función de la topología de la red y de mediciones de tensiones y corrientes. La operación de dichos automatismos deberá coordinarse con la operación de los relés de protección existentes. Alternativamente, se deberían reforzar los corredores de transmisión sobrecargados en condiciones de red N-1.

La relación efectiva de cortocircuito (ESCR) a ambos lados de la Interconexión es mayor o igual a 2,5 MVA/MW en condiciones de red completa. Luego, en dichas condiciones se verifica el cumplimiento del Artículo 3-33 de la NTSyCS de Chile, que requiere un ESCR mínimo de 2,5 "para todas las condiciones de despacho efectivas ".

Se calcularon las potencias de cortocircuito y los coeficientes ESCR en condiciones de red N-1 para los casos de menor potencia de cortocircuito en condiciones de red completa y se concluye lo siguiente:

- En el lado Chile de la Interconexión las contingencias más críticas son las desconexiones de las líneas Cóndores – Parinacota y Nva. P. Almonte – Parinacota ante las cuales el ESCR desciende a 1,35 y 1,23 MVA/MW, respectivamente, calculados considerando sólo compensación estática. Los escenarios de estudio son los más exigentes desde el punto de vista técnico seleccionados del resultado del despacho económico de cargas. Luego, los casos de red N-1 analizados no corresponden a escenarios típicos de mantenimiento de las instalaciones, los que deberían corresponder por el contrario a los escenarios menos críticos. Así las cosas, se considera que en los casos indicados no se cumpliría con el Artículo 3-33 de la NTSyCS. Se verificó que la instalación de un compensador sincrónico permite alcanzar coeficientes ESCR aceptables en condiciones de red N-1.
- En lado Perú de la Interconexión la contingencia crítica es la desconexión de uno de los circuitos Montalvo – Los Héroes 500/220 kV, ante el cual el ESCR desciende a 2,67 MVA/MW si se considera que el total de la compensación reactiva es estática.

Se calcularon las curvas PV y QV en las barras de 220 kV a ambos lados de la Interconexión en condiciones de red N y N-1. En condiciones de red N-1 los márgenes de estabilidad en Los Héroes se encuentran por encima de 50 MW y 50 MVAr. En condiciones de red N-1 los márgenes de estabilidad en Parinacota se encuentran por encima de 40 MW y 20 MVAr.

No se consideraron necesarios estudios de estabilidad transitoria dado los antecedentes del estudio COES/CDEC-SING, y al hecho que el enlace HVDC habrá de desacoplar electromecánicamente ambos sistemas, por lo que los fenómenos angulares, oscilatorios y de tensión en uno de los lados de la Interconexión no se propagarían al otro lado. Además, siendo el tamaño de la Interconexión relativamente pequeño respecto a las demandas de ambos sistemas y las mayores unidades generadoras, el disparo de la interconexión (ya sea debido a una falla en el equipamiento de la propia interconexión o en los sistemas de transmisión en sus cercanías) tendría el impacto local mostrado en los estudios eléctricos estáticos, mientras que su efecto sistémico podría ser debidamente atendido por los esquemas de control de frecuencia existentes.

5.9 Referencias Estudios Eléctricos

[1] COES-SINAC, "PREMISAS DE ANÁLISIS ELÉCTRICOS Y BASE DE DATOS DIGSILENT", 22/03/2018.

[2] COES-SINAC, "Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2019 - 2028", Informe COES/DP-01-2018, Preliminar, 27/03/2018.

[3] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), BASE DE DATOS DIGSILENT DEL SEN", 31/03/2018. Disponible [online]: https://www.coordinador.cl/informe-documento/operacion/base-de-datos-digsilent-del-sen/

[4] Comisión Nacional de Energía de Chile, "NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO", Mayo 2018.

[5] Coordinador Eléctrico Nacional de Chile, "PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2018", 23 de enero de 2018.

[6] Publicación: 07/03/2009, RESOLUCION MINISTERIAL Nº 129-2009-MEM-DM, "Criterios y metodología para la elaboración del plan de transmisión", Lima, 6 de marzo de 2009.

[7] A. DI GIULIO, G.M. GIANNUZZI, V. IULIANI, F. PALONE, M. REBOLINI, R. ZAOTTINI, S. ZUNINO ,"Increased grid performance using synchronous condensers in multi in-feed multi-terminal HVDC System", CIGRE Session, Paris, 2014.

[8] IEEE Std 1204-1997, "IEEE Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities", 26 June 1997.

[9] CIGRÉ Working Group B4.52, "HVDC Grid Feasibility Study", Technical Brochure 533, April 2013.

5.10 Datos de los Estudios Eléctricos

5.10.1 Elementos limitantes de líneas Chile [5]

Tabla 64: 5.8.1Elementos limitantes de líneas Chile [5].

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino			
Cóndores – Parinacota	Cóndores	Parinacota	197	91	-	Cóndores	91	TTCC
Tarapacá – Cóndores	Tarapacá	Cóndores	197	183	-	Tarapacá	183	TTCC
Tarapacá – Lagunas C1 y C2	Tarapacá	Lagunas	254	366	183	Lagunas	183	TTCC
Lagunas – Pozo Almonte	Lagunas	Pozo Almonte	195	183	-	Lagunas	183	TTCC
Lagunas – Collahuasi C1 y C2	Lagunas	Collahuasi	178	183	274	Ambos	178	Conductor
Encuentro – Collahuasi C1	Encuentro	Collahuasi	133 (2)	366	274	Ambos	133	Conductor
Encuentro – Collahuasi C2	Encuentro	Collahuasi	171 (2)	366	274	Ambos	171	Conductor
Encuentro – Lagunas C1 y C2	Encuentro	Lagunas	295 (2)	457	457	Ambos	295	Conductor
Lagunas – María Elena	Lagunas	María Elena	183 (2)	274	274	Ambos	183	Conductor
Crucero – Lagunas	Crucero	Lagunas	183 (2)	183	274	Ambos	183	Conductor
Crucero – María Elena	Crucero	María Elena	183 (2)	366	274	Ambos	183	Conductor
Crucero – Encuentro C1 y C2	Crucero	Encuentro	896 (2)	1143	1143	Ambos	896	Conductor
Crucero – Salar	Crucero	Salar	149(2)	366	457	Ambos	149	Conductor
Crucero – Chuquicamata	Crucero	Chuquicamata	153 (2)	366	274	Ambos	153	Conductor
Salar – Chuquicamata	Salar	Chuquicamata	272	457	274	Chuquicamata	274	TTCC
Salar – Calama	Salar	Calama	350	229	457	Salar	229	TTCC
Chacaya – Crucero	Chacaya	Crucero	187 (2)	366	366	Ambos	117	Conductor
Crucero – Laberinto C1 y C2	Crucero	Laberinto	401 (2)	366	549	Ambos	293	Conductor
Encuentro – Miraje C1 y C2	Encuentro	Miraje	386 (2)	915	549	Ambos	386	Conductor
Atacama – Miraje C1 y C2	Atacama	Miraje	386 (2)	732	549	Ambos	386	Conductor
Encuentro – El Tesoro	Encuentro	El Tesoro	S/i (2)	183	183	Ambos	183	TTCC

S/i: sin información

5.10.2 Generación y demanda casos BD Abril 2018

Tabla 65: Demanda total y generación de los escenarios de la BD Abril 2018 de la CNE.

Caso de estudio		Demanda Total (MW)	Generación (MW)			
Día	Escenario		Convencional	Estática		Asíncrona
				Eólica	Solar	

Día Laboral	Dda Alta	9302	9628	2	61	11
Día Laboral	Dda Baja	8690	8400	57	1056	84
Día Laboral	Dda Media	8692	7284	57	1555	84
Día Sábado	Dda Alta	9207	9516	2	61	11
Día Sábado	Dda Baja	7725	7821	36	61	95
Día Sábado	Dda Media	8694	7287	57	1522	84
Día Domingo	Dda Alta	8943	9237	2	61	11
Día Domingo	Dda Media	8107	6723	57	61	84
Día Domingo	Dda Baja	7352	7438	36	1477	95

Tabla 66: Demanda de los escenarios de la BD Abril 2018 de la CNE en MW y en porcentaje del valor correspondiente al escenario de demanda alta para el mismo tipo de día.

Caso de estudio		**Demanda (MW)**									
Día	**Escenario**	**Total**		**Residencial**		**Industrial**		**Comercial**		**SSAA**	
		(MW)	**(%)**	**(MW)**	**(%)**	**(MW)**	**(%)**	**(MW)**	**(%)**	**(MW)**	**(%)**
Día Laboral	Dda Alta	9302	100	4891	100	1830	100	2251	100	330	100
Día Laboral	Dda Baja	8690	93	4085	84	2093	114	2191	97	322	98
Día Laboral	Dda Media	8692	93	4087	84	2092	114	2191	97	322	98
Día Sábado	Dda Alta	9207	100	4616	100	2009	100	2251	100	330	100
Día Sábado	Dda Baja	7725	84	3408	74	1910	95	2085	93	322	98
Día Sábado	Dda Media	8694	94	4090	89	2093	104	2190	97	322	98
Día Domingo	Dda Alta	8943	100	4530	100	1830	100	2252	100	330	100
Día Domingo	Dda Media	8107	91	3827	84	1767	97	2191	97	322	98
Día Domingo	Dda Baja	7352	82	3204	71	1741	95	2085	93	322	98

5.10.3 Preselección de casos SDDP

Tabla 67: Preselección de casos SDDP más exigentes para el SEN Chile

Caso		Escenario				SEN Chile									SEIN Perú					
						Demanda (MW)			Generación				Flujo (MW) Lagunas al norte	Chile a Peru (MW)	Demanda (MW)	Generación (MW)				Flujo (MW) Montalvo 500 a 220 kV
Nombre	Año	Núm.	Etapa	Serie	Bloque	Total	SING	SIC	Hidro	Term	VRE	Norte Grande (MW)				Hidro	Term	VRE	Area Sur Oeste	
Ch_2024_DminGmax	2024	663	39	2	8	9225	1585	7639	3591	4472	1162	1911	-121	117	8572	4543	3434	595	242	456
Ch_2024_DmaxGmin	2024	3418	47	14	11	10923	3294	7629	4619	4708	1596	2757	-87	-200	7957	3852	3422	683	175	429
Ch_2027_DminGmax	2027	4775	75	19	8	10189	1737	8452	3608	5266	1315	2051	-132	200	9989	5685	3709	595	105	561
Ch_2027_DmaxGmin	2027	7208	83	11	9	12351	3696	8656	5086	5278	1988	3547	-104	-199	9536	5523	3359	654	249	593
Ch_2030_DminGmax	2030	8359	111	3	8	11296	1936	9360	3729	6191	1376	2238	-137	-197	11320	9035	1678	608	303	457
Ch_2030_DmaxGmin	2030	10922	119	3	11	13369	4034	9335	4473	6996	1900	3800	-103	-200	10579	7309	2574	696	307	588
Ch_2024_FminGmax	2024	713	39	5	10	9228	1597	7632	3207	4568	1454	1840	-130	-194	8178	4517	3032	629	330	386
Ch_2024_FmaxGmin	2024	3730	48	14	3	6935	2189	4746	3331	3245	359	1355	42	-200	8080	4385	3069	627	299	436
Ch_2027_FminGmax	2027	4745	75	17	10	10201	1758	8443	3808	4713	1680	2070	-148	-188	9530	5896	3005	629	212	440
Ch_2027_Fmax	2027	4928	76	9	1	7562	1926	5636	3563	3555	444	1228	30	197	8882	4893	3377	612	199	553
Ch_2030_FminGmax	2030	8457	111	9	10	11305	1949	9356	4002	5533	1770	2262	-156	44	10801	8225	1933	642	211	566
Ch_2030_Fmax	2030	8728	112	6	9	8451	2014	6437	3400	3446	1605	1792	-25	200	11007	8389	1965	652	221	628
Ch_2024_Gmin	2024	1140	40	12	5	6056	1664	4392	2969	2646	442	708	23	200	7609	3735	3287	587	165	444
Ch_2024_Gmax	2024	1396	41	8	5	9414	2818	6596	2054	6583	777	3305	-77	-200	8713	3949	4154	610	229	551
Ch_2027_Gmin	2027	4932	76	9	5	6735	1861	4874	3019	3274	442	1025	28	198	8931	4966	3377	587	185	565
Ch_2027_Gmax	2027	7114	83	5	11	12140	3693	8447	3788	6540	1813	3975	-97	-200	9338	3162	5493	683	431	483
Ch_2030_Gmin	2030	8728	112	6	9	8451	2014	6437	3400	3446	1605	1792	-25	200	11007	8389	1965	652	221	628
Ch_2030_Gmax	2030	10906	119	2	11	13369	4034	9335	3498	7971	1900	4172	-103	-200	10579	5168	4715	696	318	735
Ch_2024_Imin_Gmin	2024	1204	40	16	5	6056	1664	4392	2575	3039	442	809	23	-200	7609	4085	2936	587	177	440
Ch_2024_Imin_Gmax	2024	1396	41	8	5	9414	2818	6596	2054	6583	777	3305	-77	-200	8713	3949	4154	610	229	551
Ch_2024_Imax_Gmin	2024	1140	40	12	5	6056	1664	4392	2969	2646	442	708	23	200	7609	3735	3287	587	165	444
Ch_2024_Imax_Gmax	2024	1643	42	3	12	11557	2479	9079	3841	6311	1406	3042	-97	199	8487	3969	3920	597	220	544
Ch_2027_Imin_Gmin	2027	4818	76	2	3	6745	1909	4836	2183	4091	471	1475	29	-200	9403	6314	2457	633	228	501
Ch_2027_Imin_Gmax	2027	7114	83	5	11	12140	3693	8447	3788	6540	1813	3975	-97	-200	9338	3162	5493	683	431	483
Ch_2027_Imax_Gmin	2027	4932	76	9	5	6735	1861	4874	3019	3274	442	1025	28	198	8931	4966	3377	587	185	565
Ch_2027_Imax_Gmax	2027	6985	82	17	10	12766	2866	9900	4173	6639	1953	3344	-112	200	9902	4698	4618	587	229	735
Ch_2030_Imin_Gmin	2030	8934	112	19	7	8303	2039	6264	3092	4050	1161	2136	-142	-194	10212	7952	1650	611	227	624
Ch_2030_Imin_Gmax	2030	10906	119	2	11	13369	4034	9335	3498	7971	1900	4172	-103	-200	10579	5168	4715	696	318	735
Ch_2030_Imax_Gmin	2030	8728	112	6	9	8451	2014	6437	3400	3446	1605	1792	-25	200	11007	8389	1965	652	221	628
Ch_2030_Imax_Gmax	2030	10587	118	2	12	13986	3255	10732	4059	7912	2015	3378	-119	200	10831	6131	4045	655	288	531

Tabla 68: Preselección de casos SDDP más exigentes para el SEIN Perú

Caso		Escenario				SEIN Perú						Chile a Peru (MW)	SEN Chile							
						Demanda (MW)	Generación (MW)				Flujo (MW) Montalvo 500 a 220 kV		Demanda (MW)			Generación				Flujo (MW) Lagunas al norte
Nombre	Año	Núm.	Etapa	Serie	Bloque		Hidro	Term	VRE	Area Sur Oeste			Total	SING	SIC	Hidro	Term	VRE	Norte Grande (MW)	
Pe_2024_DminGmax	2024	48	37	4	1	7007	4626	1819	562	258	323	-200	10753	2614	8139	4411	5748	594	3015	-80
Pe_2024_DmaxGmin	2024	191	37	12	16	9083	4392	4134	556	142	586	194	9449	2030	7418	4515	4490	444	2175	-93
Pe_2027_DminGmax	2027	3840	73	1	1	8167	6185	1420	562	258	316	-200	11929	2913	9017	4638	6697	594	3154	-73
Pe_2027_DmaxGmin	2027	4143	73	19	16	10587	5778	4253	556	143	680	-158	10516	2311	8206	3774	6299	444	2885	-88
Pe_2030_DminGmax	2030	7872	109	13	1	9251	8096	579	575	270	333	-200	13163	3253	9910	4623	7946	594	3304	-56
Pe_2030_DmaxGmin	2030	7935	109	16	16	11990	8379	3042	570	117	608	20	11581	2528	9053	3647	7489	444	3127	-70
Pe_2024_FminGmax	2024	702	39	4	15	7525	4516	2351	657	359	312	-200	12175	2335	9840	5770	5908	497	2937	-88
Pe_2024_Fmax	2024	2109	43	12	14	8336	2582	5211	543	167	729	126	10251	2181	8070	3749	5408	1093	2690	-90
Pe_2027_Fmin	2027	4718	75	15	15	8768	6232	1879	657	359	309	-200	13446	2558	10888	5990	6959	497	2821	-82
Pe_2027_FmaxGmin	2027	5099	76	19	12	10393	5678	4157	558	59	735	200	12188	2630	9558	4021	6737	1431	3172	-122
Pe_2030_Fmin	2030	8510	111	12	15	9937	8606	661	671	336	271	-200	14820	2851	11968	5845	8477	497	2948	-69
Pe_2030_FmaxGmin	2030	9738	115	9	11	10086	5223	4309	554	32	735	-200	11454	2786	8668	2673	7085	1696	3189	-122
Pe_2024_Gmin	2024	2147	43	15	4	8343	3270	4525	548	39	701	-48	8581	2354	6228	2249	5506	826	2870	-83
Pe_2024_Gmax	2024	2738	45	12	3	7983	2134	5195	654	457	482	-200	8470	2489	5981	2977	4982	511	2865	-81
Pe_2027_Gmin	2027	4016	73	12	1	8167	5510	2095	562	58	485	-200	11929	2913	9017	4578	6758	594	3154	-73
Pe_2027_Gmax	2027	6148	80	5	5	9011	2595	5722	693	493	464	-200	10088	3259	6829	2437	7129	522	3502	-71
Pe_2030_Gmin	2030	9738	115	9	11	10086	5223	4309	554	32	735	-200	11454	2786	8668	2673	7085	1696	3189	-122
Pe_2030_Gmax	2030	10228	116	20	5	10212	4880	4625	707	396	456	-200	11087	3505	7582	2577	7985	525	3364	-56
Pe_2024_Imin_Gmin	2024	32	37	3	1	7007	4045	2400	562	54	392	-200	10753	2614	8139	4565	5594	594	3015	-80
Pe_2024_Imin_Gmax	2024	2738	45	12	3	7983	2134	5195	654	457	482	-200	8470	2489	5981	2977	4982	511	2865	-81
Pe_2024_Imax_Gmin	2024	2151	43	15	8	8418	3334	4525	558	70	658	200	10596	2224	8372	3845	5389	1362	2420	-103
Pe_2024_Imax_Gmax	2024	2748	45	12	13	7881	2036	5195	650	453	490	196	9473	2430	7043	3424	4771	1278	2561	-93
Pe_2027_Imin_Gmin	2027	4016	73	12	1	8167	5510	2095	562	58	485	-200	11929	2913	9017	4578	6758	594	3154	-73
Pe_2027_Imin_Gmax	2027	6148	80	5	5	9011	2595	5722	693	493	464	-200	10088	3259	6829	2437	7129	522	3502	-71
Pe_2027_Imax_Gmin	2027	5099	76	19	12	10393	5678	4157	558	59	735	200	12188	2630	9558	4021	6737	1431	3172	-122
Pe_2027_Imax_Gmax	2027	6154	80	5	11	9447	3065	5722	660	460	483	200	11325	2820	8504	2860	6752	1713	3330	-114
Pe_2030_Imin_Gmin	2030	9738	115	9	11	10086	5223	4309	554	32	735	-200	11454	2786	8668	2673	7085	1696	3189	-122
Pe_2030_Imin_Gmax	2030	10228	116	20	5	10212	4880	4625	707	396	456	-200	11087	3505	7582	2577	7985	525	3364	-56
Pe_2030_Imax_Gmin	2030	11398	120	13	7	11168	7669	2910	588	82	735	200	8912	2680	6232	2545	4757	1610	2473	-146
Pe_2030_Imax_Gmax	2030	9592	114	20	9	10295	5751	3857	688	377	476	200	9910	2398	7512	2480	5792	1637	2970	-132

6 Estudios Energéticos

6.1 Objetivo

El análisis energético tiene como objetivo identificar los intercambios de electricidad que surgirán de la operación optimizada de los sistemas de Chile y Perú interconectados y los beneficios conjuntos y por país. Los estudios energéticos proveen los datos para realizar la evaluación económica de la interconexión, específicamente la disminución de costos asociados a abastecer la demanda de ambos países.

Estos estudios se realizaron mediante la simulación de la operación de los sistemas eléctricos de ambos países primero de forma aislada y luego interconectados. Para ello se ha utilizado el modelo SDDP.

6.2 Hipótesis y Datos de Entrada al modelo SDDP

6.2.1 Fuentes de datos

El sistema simulado con SDDP está comprendido por tres áreas diferentes: Perú, Sistema Interconectado Central de Chile (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Cabe destacarse que actualmente el SIC y SING están unificados formando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), no obstante, a los fines de este estudio algunos resultados se presentan por separado debido a que la información recibida aún diferencia estos dos sistemas.

Cada una de las áreas está compuesta por un número de barras que conectan con diferentes generadores y puntos de demanda.

Teniendo en cuenta lo descrito, la información del sistema usada para el análisis es:

- Demanda de cada una de las áreas con su distribución las barras del sistema
- Generación disponible: propiedades técnicas y económicas de cada uno de los generadores que estarán disponibles durante el periodo de estudio para despachar.
- Líneas eléctricas: parámetros técnicos y económicos de las líneas y otros equipos que estarán activas durante el periodo de estudio.
- Costos de combustibles: estimación a futuro de los costos de los diferentes combustibles que consumen las centrales térmicas que operan en estos sistemas.

Las fuentes de información para cada uno de los sistemas han sido:

- Perú, provistos por el cliente:
  - Sistema: base de datos modelado en SDDP en 2018.
  - Demanda: archivos proporcionados con la proyección de la demanda desde 2017 hasta 2028 (Proyección Demanda SEIN 2018-2028).
  - Demanda: archivo "Demanda Histórica 2015-2017.xlsx"
- Chile, provistos por el cliente:
  - Sistema: base de datos modelado en OSE2000 en 2018.
  - Demanda: Archivo "Dda_horaria_2017_barras.xlsx"
  - Importaciones de GNL durante entre septiembre de 2017 y marzo de 2018.

- Otra información:
    - modelo, el estudio de la interconexión conducido por COES/CDEC-SING en el año 2015 en el modelo SDDP.
    - Bases de datos de la CNE para la Fijación De Precios De Nudo De Corto Plazo, Informe Técnico Definitivo - Enero 2018
    - World Bank Commodity Forecast Price Data, April 2018.
    - U.S._Heat_Content_of_Natural_Gas_Deliveries_to_Electric_Power_Consumers

6.2.2 Demanda

6.2.2.1 Proyecciones de la Demanda

Los datos de demanda necesarios para las simulaciones incluyen los valores totales de consumo y producción de electricidad, datos horarios de consumo y la distribución de la demanda por nodo simulado.

Esta información fue obtenida de las bases de datos de los modelos SDDP y OSE2000 provistos por el cliente, y por datos históricos horarios de demanda en cada país. El perfil horario de cada uno de los países permitió analizar la posible simultaneidad en pico entre ambos países y así evaluar con mayor precisión los beneficios que la interconexión podría aportar.

En el caso de Perú la proyección de demanda para los próximos años se presenta en la siguiente Figura, los valores numéricos se encuentran en la Tabla 69

Figura 57: Proyección de demanda para Perú desde 2024 a 2038

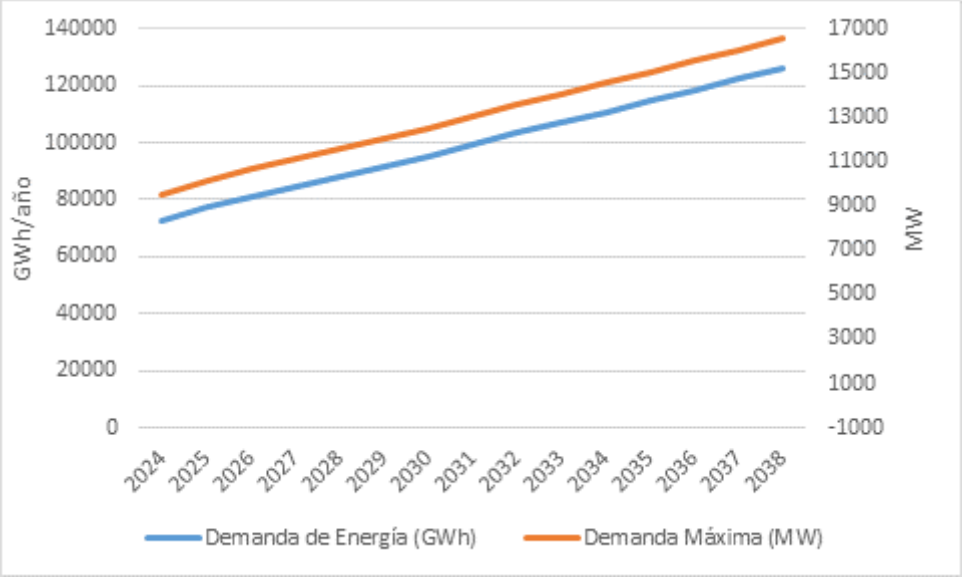


Tabla 69 – Proyección de la Demanda de Perú

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Demanda de Energía (GW	72431	77399	81094	84764	88188	91725	95391	99036	103212	106859	110815	114602	118422	122232	126086
Demanda Máxima (MW)	9504	10156	10641	11122	11571	12035	12517	12995	13543	14021	14540	15037	15538	16038	16544

Fuente: Archivos SDDP provistos por Perú

La información recibida del perfil horario contiene el histórico desde 2015 hasta 2017. El perfil tiene una tendencia muy similar para todos los meses. Está formado por dos picos, el primero tiene lugar aproximadamente entre las 11:00 y las 12:30 y el segundo entre las 18:45 y las 22:15.

En el caso de Chile la proyección de demanda para los próximos años se muestra en la siguiente figura, los valores numéricos se encuentran en la Tabla 70:

Figura 58: Proyección de demanda de Chile desde 2024 a 2038

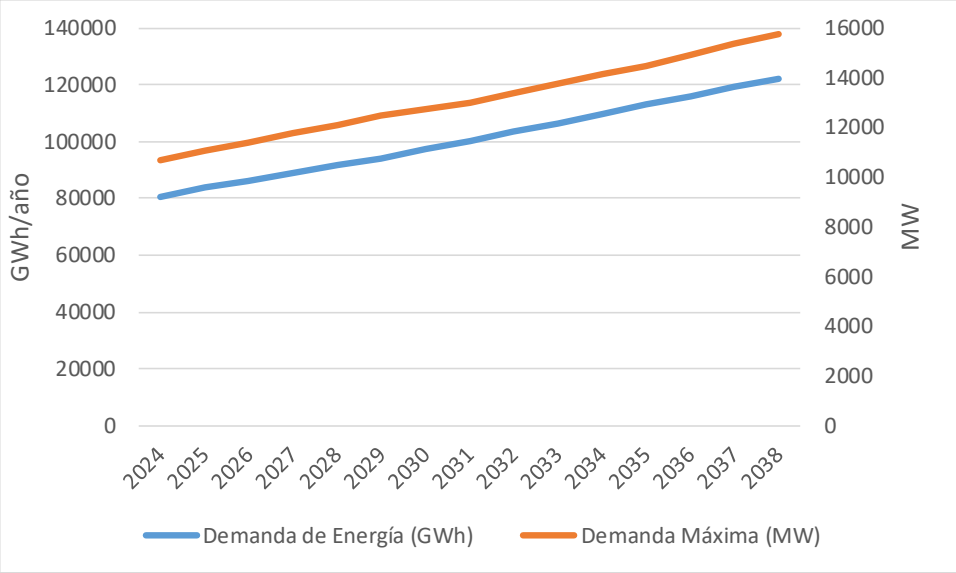


Tabla 70 – Proyección de la Demanda de Chile

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Demanda de Energía (GW	80765	83667	86201	88849	91517	94315	97185	100303	103393	106510	109673	112924	116240	119280	122401
Demanda Máxima (MW)	10676	11063	11402	11750	12104	12473	12763	12971	13381	13791	14128	14508	14927	15365	15763

Fuente: Archivos OSE2000 – Proyección CNE

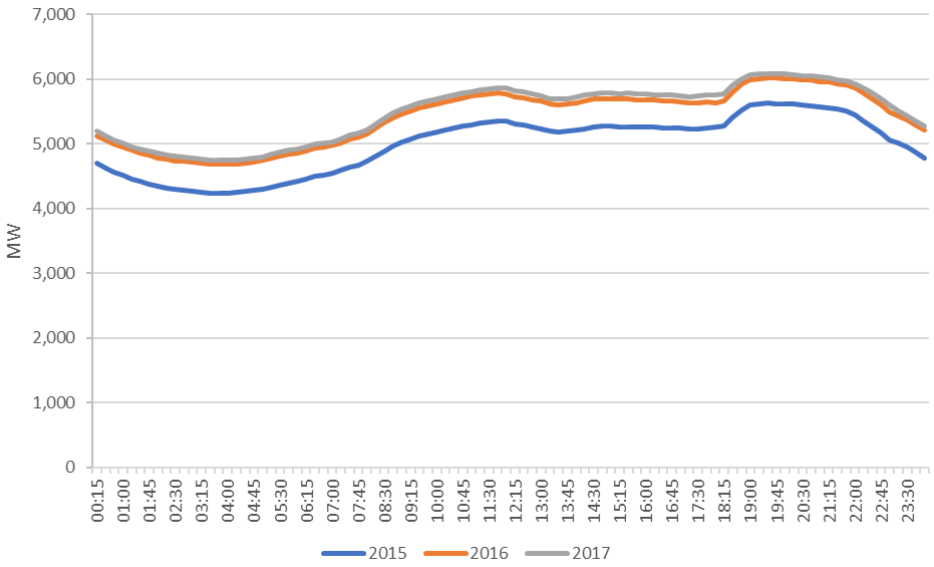
Los bloques de demanda usados para la simulación con el modelo SDDP son 16, lo cual fue un requerimiento del cliente.

Cabe destacarse que el alto tiempo de cálculo se debe principalmente a la necesidad de modelar varios años previos y posteriores al período de interés (2024-2038), para evitar que las condiciones iniciales y finales (en particular niveles de los embales) sesguen los resultados.

Dado el desfasaje horario entre Chile y Perú, y que la modelación de los bloques de demanda es única para ambos países, se ha dado el caso que existe generación solar en Chile en horas de noche en Perú o viceversa. Solucionar este efecto llevaría a un número inmanejable de bloques, mientras que su efecto en los resultados de interés es mínimo.

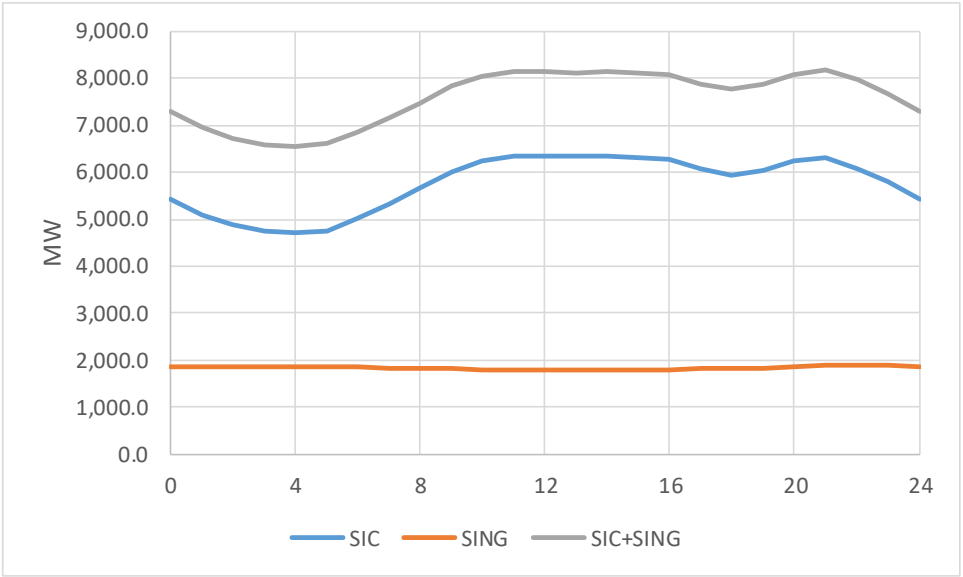
Las siguientes figuras muestran los perfiles horarios demanda de Chile y Perú usados para la elaboración de los bloques.

Figura 59: Histórico del perfil de demanda horario de Perú (2015-2017)



Fuente: Demanda_Historica-2015-2017

Figura 60 – Curvas Medias de Demanda en Chile año 2017



Fuente: Demanda_Historica-2015-2017

6.2.2.2 Estudio de la Simultaneidad de la Demanda

En base a la información de demandas horarias provisto por ambos países, se estudió la simultaneidad de las mismas y las ventajas que la interconexión puede proveer al respecto.

Se analizó el año 2017, para el cual se dispuso de información de demandas horarias en cada país. Se tuvo en cuenta que Perú tiene dos husos horarios menos que Chile. Del análisis se obtuvo la siguiente información relevante:

Demanda máxima en Chile (SIC+SING): 9.372 MW el día 28 de diciembre a las 16:00

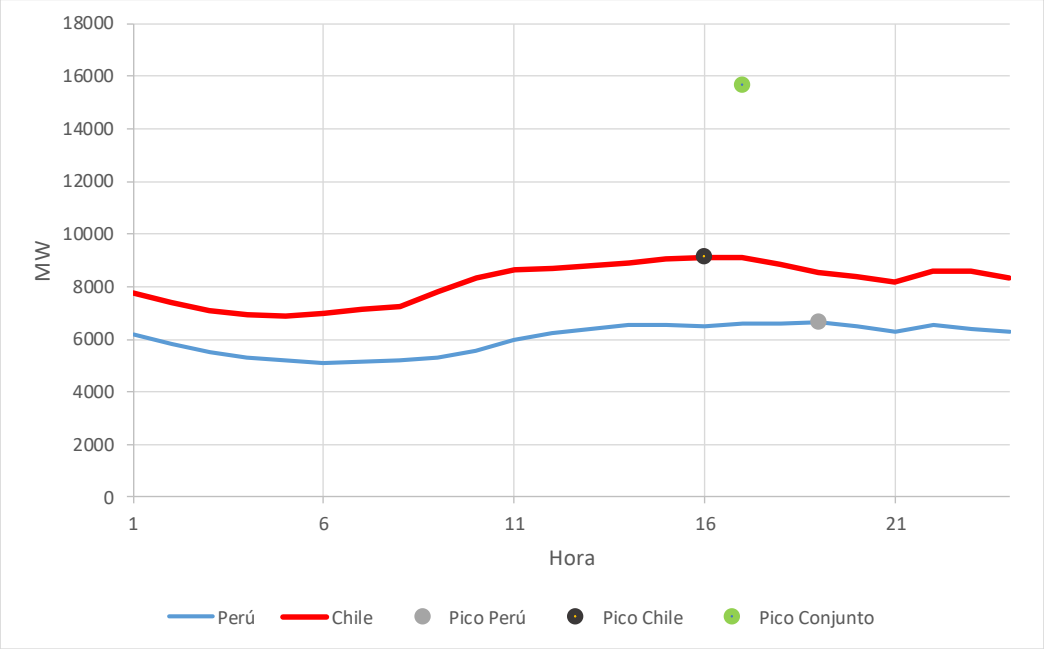
Demanda máxima en Perú: 6.641 MW el día 31 de enero a las 12:00.

Demanda máxima conjunta no simultánea: 16.013 MW

Demanda máxima conjunta simultánea (sumando en Chile SIC+SING aunque no estuvieran interconectados en esa fecha): 15.672 MW el día 25 de enero a las 17:00.

Esto significa que la demanda conjunta simultánea es 341 MW menor que las demandas máximas individuales.

Figura 61 – Demanda Horaria en el Día de Máxima Demanda Simultánea



FUENTE: Demanda Histórica 2017 Provista por Chile y Perú

6.2.3 Estudios de Complementariedad Energética

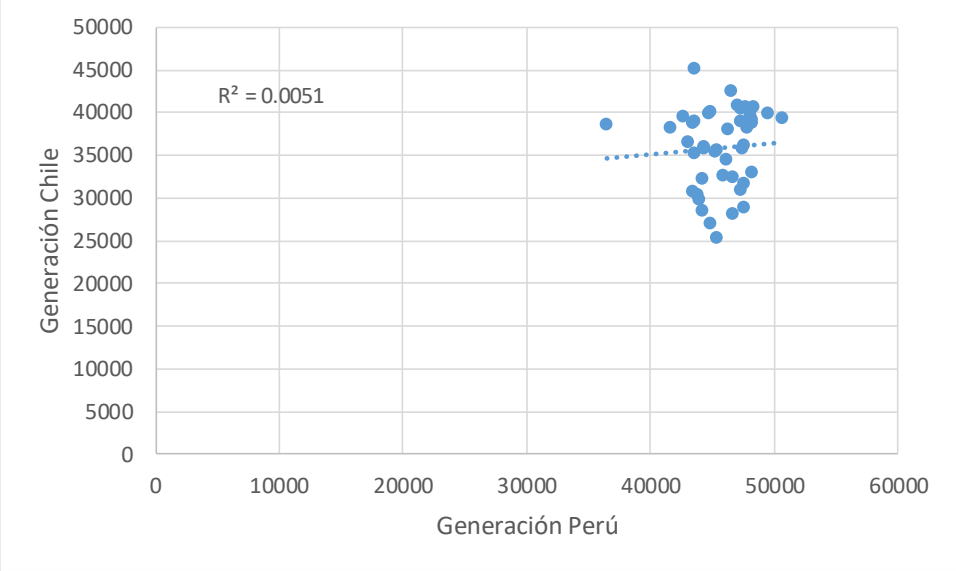
Se evaluó la complementariedad energética entre ambos países. Esta complementariedad está dada fundamentalmente por los siguientes factores:

- Simultaneidad de la demanda y formas de la curva de carga. Estos aspectos son analizados en la sección 6.2.2, y quedan reflejados en las curvas de carga usadas como dato de entrada al modelo SDDP.
- Hidrología, que se analiza en este capítulo.
- Perfiles de generación renovable,
- Mix de generación, que se analiza en la sección 6.2.4

El análisis de la complementariedad hidrológica debe tener en cuenta no sólo los aportes de los ríos, sino la capacidad de regulación de los caudales de los embalses existentes o fututos.

La siguiente figura muestra para el año 2030 la generación hidroeléctrica anual de ambos países, para todas las series hidrológicas consideradas, apreciándose una correlación prácticamente nula entre estas dos series. Esta situación se repite para todos los años del período 2024-2038.

Figura 62 – Generación Hidroeléctrica en Chile y Perú en el Año 2030 (GWh)



Se aprecia una mayor dispersión en las generaciones medias anuales de Chile.

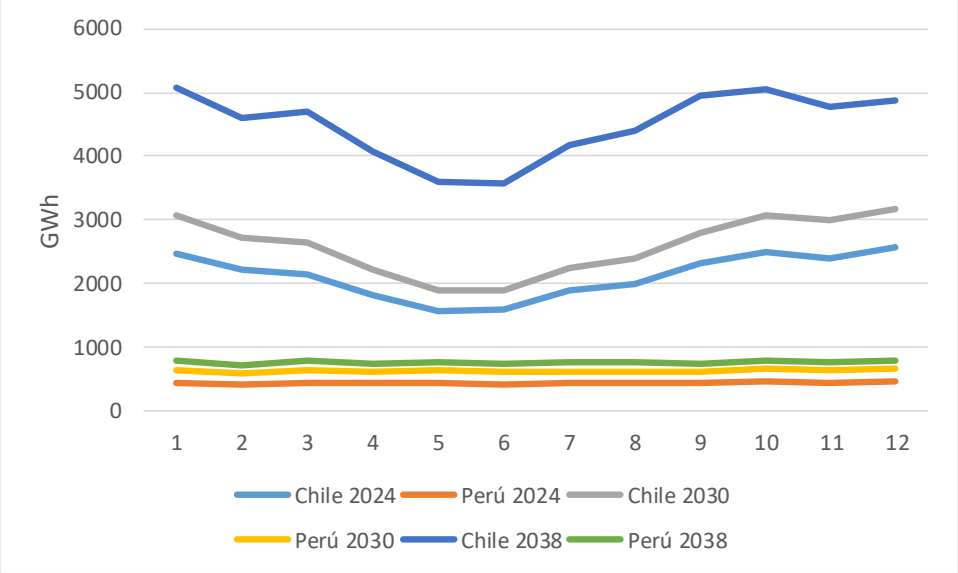
Respecto a la generación mensual, la siguiente figura muestra las generaciones mensuales en ambos países para cinco hidrologías, representativas de producciones máximas, mínimas y medias.

Figura 63- Generación Mensual para Diferentes Hidrologías (GWh)

Se verifica la mayor volatilidad de la producción hidroeléctrica de Chile, y cierta complementariedad, tanto en el otoño, donde la generación en Perú pasa por máximos y en Chile por mínimos, y en el invierno donde se da la situación inversa. No obstante, esta complementariedad queda atenuada por el buen efecto regulador de los embalses en ambos países.

En relación a la generación renovable, la siguiente figura muestra la producción mensual y su evolución entre 2024 y 2038.

Figura 64 – Generación Media Mensual de Tecnologías Renovables.



El perfil de producción muy plano de la generación renovable de Perú elimna posibilidades de complementación. No obstante, dentro de Chile se aprecia que los mínimos de producción renovable se producen en los períodos de máxima generación hidroeléctrica, lo cual produce una conveniente complementariedad dentro del país.

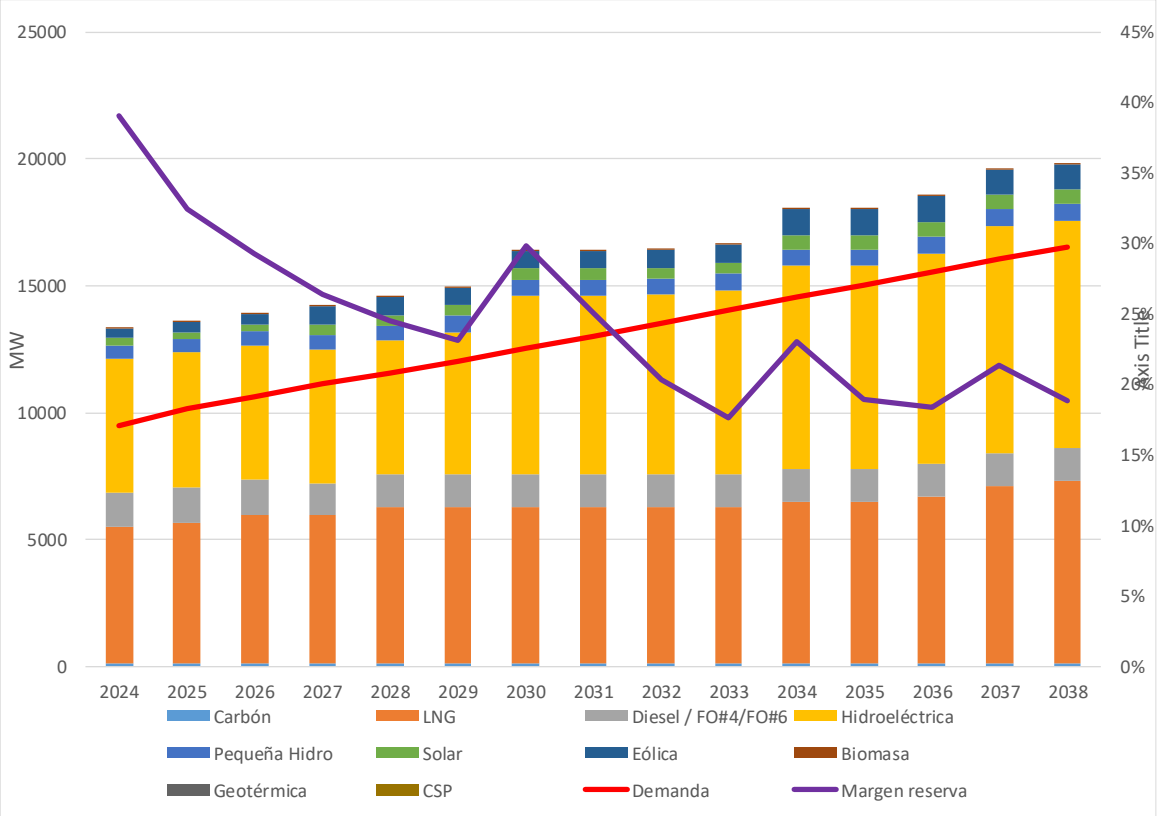
6.2.4 Capacidad de Generación instalada

En esta sección se presenta el perfil de capacidad instalada para cada una de las áreas del sistema. La capacidad ha sido clasificada en función del tipo de tecnología de los generadores, en este caso hemos divido según los criterios que aplican para SDDP:

- Térmicos
- Hidráulicos
- Renovables

En el caso de Perú, la capacidad instalada actual es aproximadamente 12,8 GW, estimando un crecimiento a medio plazo que alcanzará 14 GW para 2022. Esta capacidad instalada está compuesta de un 60% de generadores térmicos. La agrupación de energías renovables comprende en este caso solar, eólica y biomasa.

Figura 65: Capacidad Instalada Planificada para Perú 2024-2038



Fuente: Archivos SDDP

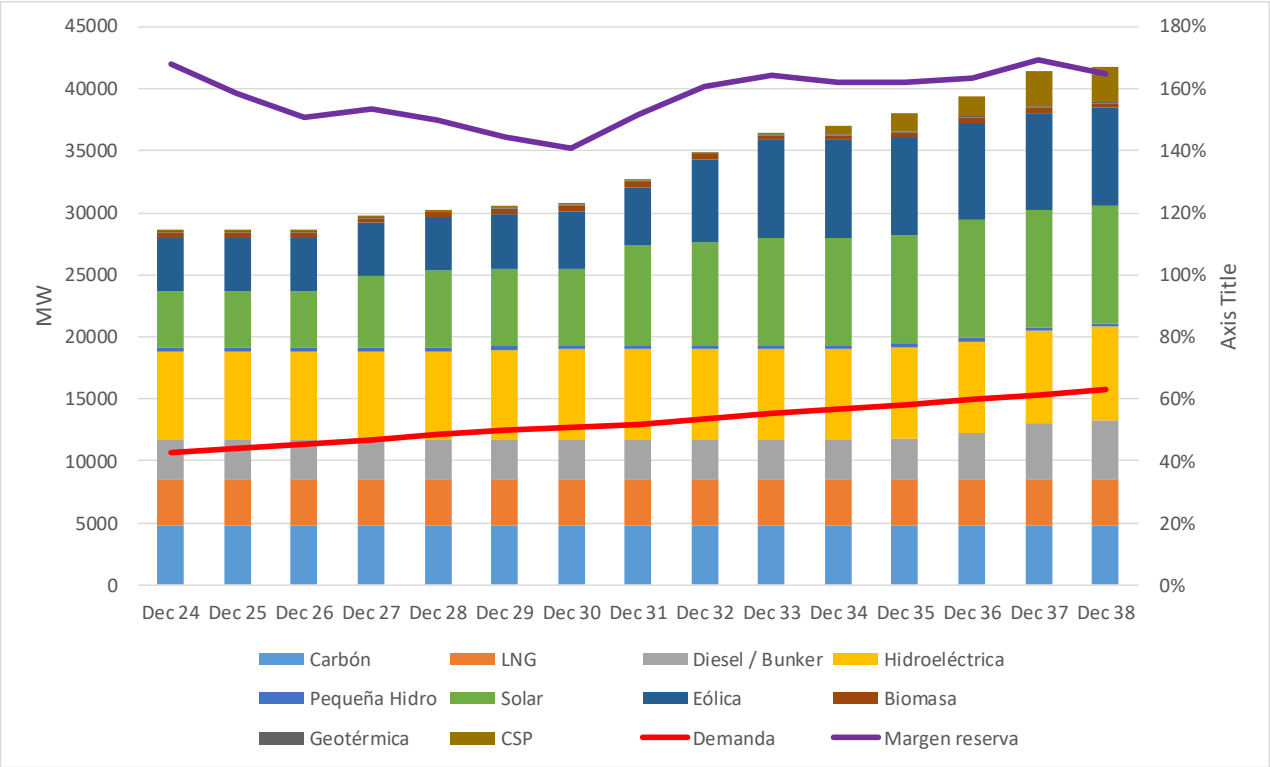
La expansión utilizada para simular al sistema de Chile se tomó del caso B del archivo OSE2000 suministrado por Chile.

Si bien el sistema chileno se encuentra interconectado y por lo tanto se debería describir como un todo, hemos en los párrafos siguientes mantenido la diferenciación entre SIC y SING debido a que por un lado la información aún está por separada entre ambos sistemas y por otro porque los intercambios con Perú se realizan desde el anterior SING.

El sistema SING está compuesto únicamente por generadores térmicos y fuentes renovables, compuestas por plantas solares, eólicas y termo-solares. Su capacidad instalada actualmente es aproximadamente 6GW alcanzando a medio plazo 7.2 GW para 2022.

El sistema de SIC tiene 18GW de capacidad instalada en la actualidad. Esta capacidad está compuesta por un 50% de plantas térmicas, que irá reduciendo su proporción a medida que se instalan nuevas plantas renovables. En el caso de las centrales hidráulicas, irán aumentando su capacidad manteniendo una proporción constante a lo largo de los años de un 35%. Los generadores que tendrán una mayor evolución serán los renovables, compuestos por plantas solares y eólicas. Estos pasaran de ser un 15% de la capacidad del sistema actualmente a un 25% en 2022. Este crecimiento estará enfocado principalmente en el desarrollo de la energía eólica de la zona.

Figura 66: Capacidad Instalada Planificada para Chile 2024-2038



Fuente: Archivos OSE2000 – CNE

Respecto a la complementariedad, se aprecia, y luego las simulaciones lo confirman que dado la importante capacidad hidroeléctrica y renovable instalada en Chile, durante varios años del período simulado la mayor parte del tiempo margina en carbón, lo cual hace conveniente exportaciones a Perú. Hacia el fin del período simulado, al no aumentar la capacidad instalada en carbón, comienza a marginar el gas, y en esos casos resultan convenientes exportaciones de Perú a Chile, dado el menor costo del gas en este país.

6.2.5 Sistema de Transmisión

Las redes de todos los sistemas se basan en las bases de datos SDDP y OSE2000 provistas por las delegaciones. Sólo se realizó alguna simplificación eliminando líneas radiales en tensiones menores a 220 kV. El objetivo de esta simplificación es la reducción de complejidad del sistema, eliminando componentes del sistema que no tengan influencia sobre los resultados objetivos del estudio de la interconexión entre ambos países.

Los sistemas SIC y SING están conectados, permitiendo intercambios entre ambas áreas desde finales del 2017 a través de una conexión de 500kV con una capacidad de 1500 MW.

Por otro lado, la interconexión Chile-Perú se representa considerando que estará disponible a partir de 2024 a través de una línea de 220 kV con una capacidad de 200 MW.

6.2.6 Costos de Combustibles

6.2.6.1 Criterio General

Los costos de combustibles se basan en la información contenida en las bases de datos SDDDP y OSE2000, salvo el caso del gas natural, que se explica por separado más adelante en este informe.

En el modelo SDDP, se define el combustible que consume cada central, el factor de consumo (unidades de combustible/MWh producido) y el coste de ese combustible (USD/unidad de combustible). Además, se puede indicar si existiera algún coste asociado al transporte de dicho combustible a la central.

6.2.6.2 Gas Natural

Se acordó utilizar como precio del GNL los valores provistos por la delegación de Chile, en particular se solicitó que se usen las proyecciones para cada central contenidas en la base de datos OSE que fueron enviadas en su oportunidad.

También se solicitó que para Perú el precio referencial del GNL en Perú se calculara como el costo mínimo de la banda de precios de GNL de Chile, menos los costos de licuefacción y regasificación, igual a 2,65 USD/MMBTU.

Algunos de los valores contenidos en la base de datos OSE2000 se muestran en la tabla siguiente, así como los valores resultantes para Perú.

Tabla 71 – Evolución de Precios del GNL en Chile y factores de Evolución

Año	Precio Máximo GN Chile por año	Precio Mínimo GN Chile por año	Precio Base Perú	PISCO	MARCONA G
	US$/MMBTU	US$/MMBTU	US$/MMBTU	US$/MMBTU	US$/MMBTU
2017	8.57	4.03	1.38	1.38	1.47
2018	9.34	4.80	2.15	2.15	2.29
2019	11.68	7.11	4.46	4.46	4.74
2020	12.20	7.48	4.83	4.83	5.13
2021	12.06	7.38	4.73	4.73	5.03
2022	12.09	7.40	4.75	4.75	5.05
2023	12.57	8.03	5.38	5.38	5.72
2024	12.89	8.35	5.70	5.70	6.06
2025	13.03	8.49	5.84	5.84	6.21
2026	12.87	8.33	5.68	5.68	6.04
2027	12.84	8.30	5.65	5.65	6.01
2028	12.89	8.35	5.70	5.70	6.06
2029	12.95	8.41	5.76	5.76	6.12
2030	13.01	8.47	5.82	5.82	6.19
2031	13.08	8.54	5.89	5.89	6.26

2032	13.14	8.60	5.95	5.95	6.32
2033	13.21	8.67	6.02	6.02	6.40
2034	13.26	8.72	6.07	6.07	6.45
2035	13.32	8.78	6.13	6.13	6.52
2036	13.39	8.85	6.20	6.20	6.59
2037	13.39	8.85	6.20	6.20	6.59
2038	13.39	8.85	6.20	6.20	6.59

En el caso de Perú, se nos indicó usáramos para el resto de las centrales los valores de factores de distribución que se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 72 – Evolución de Precios del GNL en Perú

Combustible Gas	Factor de Distribución
VENTA-G	1.031
AGUAY-G	0.548
MALACA-G	0.548
SROSA-G	1.031
PISCO-G	1.000
CHILCA	1.031
INDEP-G	1.000
MALACAS GN4	0.548
KALLPA	1.031
LASFLORES-G	1.031
PAITA-G	0.000
OQUENDO-G	0.000
QUILLABAMBA	1.031
HUACHIPA-G	0.000
ESPERANZA-G	0.548
OLLEROS-G	1.031
FENIX-G	1.031
NODOSUR-G	1.031
SROSA-TG8	1.031
MARCONA-G	1.063
SROSA_UTIS-G	1.042
REF_TALARA	0.000

6.2.7 Caso base

Dado que el análisis energético se realiza para un periodo de tiempo futuro, las principales variables de descripción del sistema han sido estimadas y por tanto presentan una incertidumbre. Estas variables son:

- Demanda
- Costos de combustibles
- Penetración de renovables

El caso base del estudio fue definido por las bases de datos provistas por las delegaciones de Chile y Perú y posteriores comentarios e información complementaria. Específicamente la mayor parte de los datos utilizados provienen de estas fuentes:

- Demanda: presentada en la sección 6.2.2.
- Costos de combustibles: presentados en la sección 6.2.6.
- Penetración de renovables: viene definida dependiendo del tipo de tecnología. Para el caso de Perú la información se ha tomado de la base de datos de SDDP 2018 y para el caso de Chile de la información utilizada para OSE2000.

6.2.8 Escenarios evaluados

A fin de evaluar los beneficios de la interconexión, se realizaron simulaciones de los países aislados e interconectados.

Dado que los planes de expansión de la generación y transmisión en ambos países se consideran fijos, no se plantean escenarios que puedan llevar a cambio en estos planes. Esto implica que en algunos casos estas expansiones puedan parecer como no adaptadas.

En el caso de Perú se acordó que, en caso que haya hacia el final del horizonte del estudio pueda haber energía no suministrada por encima de valores razonables (>0.5% de la demanda), se incluiría generación adicional en este sistema, basada en turbinas de gas, hasta reducir la energía no suministrada a un valor del 0.5% de la demanda. Con los ajustes realizados no aparece energía no suministrada en Perú en todo el horizonte simulado.

En el caso de Chile se respetaron los planes de expansión informados, los cuales no muestran la existencia de energía no suministrada en el horizonte evaluado.

6.3 Resultados Caso Base

6.3.1 Chile Aislado

Se muestran en las tablas y figuras siguientes un resumen de los resultados de la simulación con el modelo SDDP de la operación del sistema eléctrico de Chile en el período 2024-2038. Cabe destacarse que, aunque se supone que la interconexión Chile-Perú entrará en servicio en el año 2024, las simulaciones de los países aislados se inician en 2018 a fin de poder comparar los resultados con los reales de la operación reciente, y en consecuencia asegurando la coherencia de los resultados. No obstante, los resultados se muestran sólo a partir de 2024.

Figura 67 – Generación por Tecnología

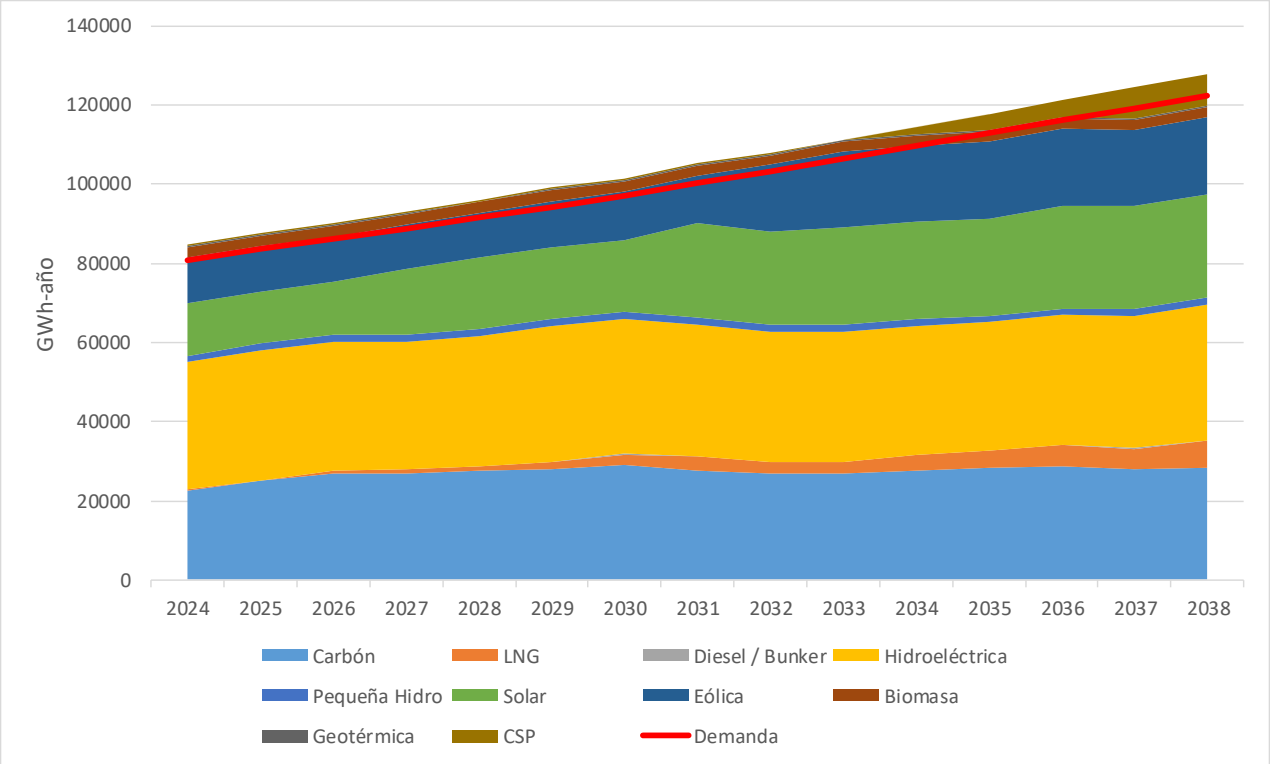
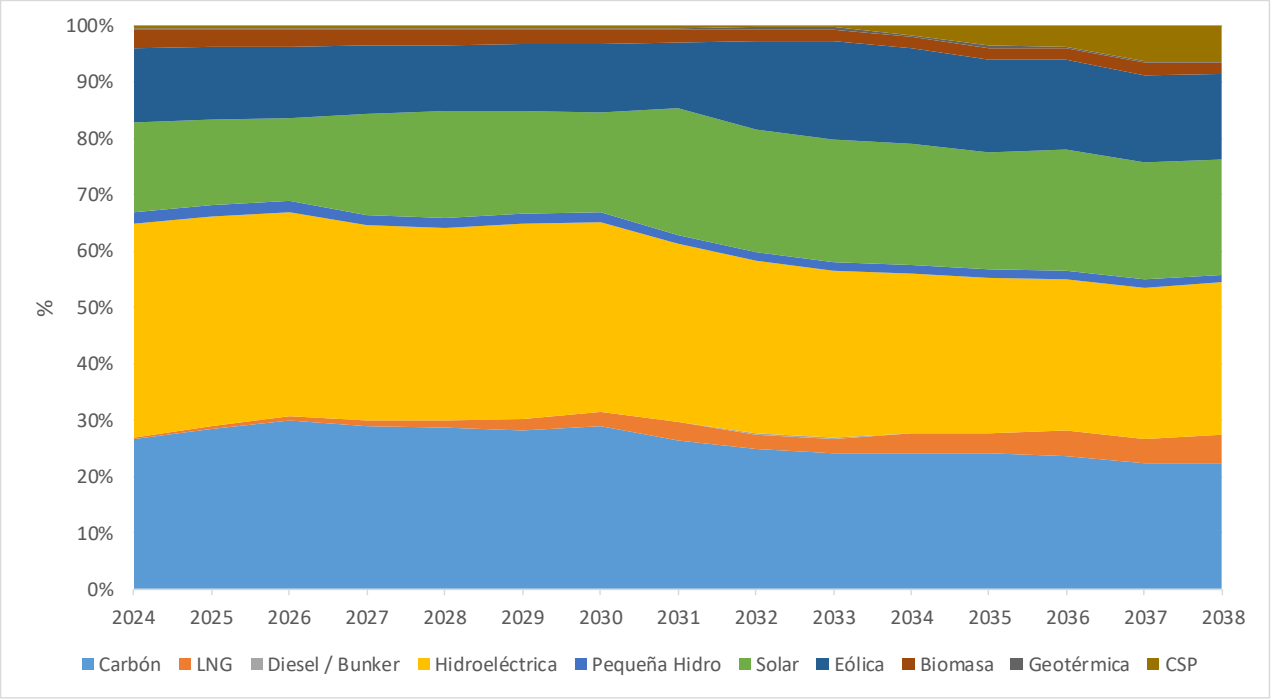


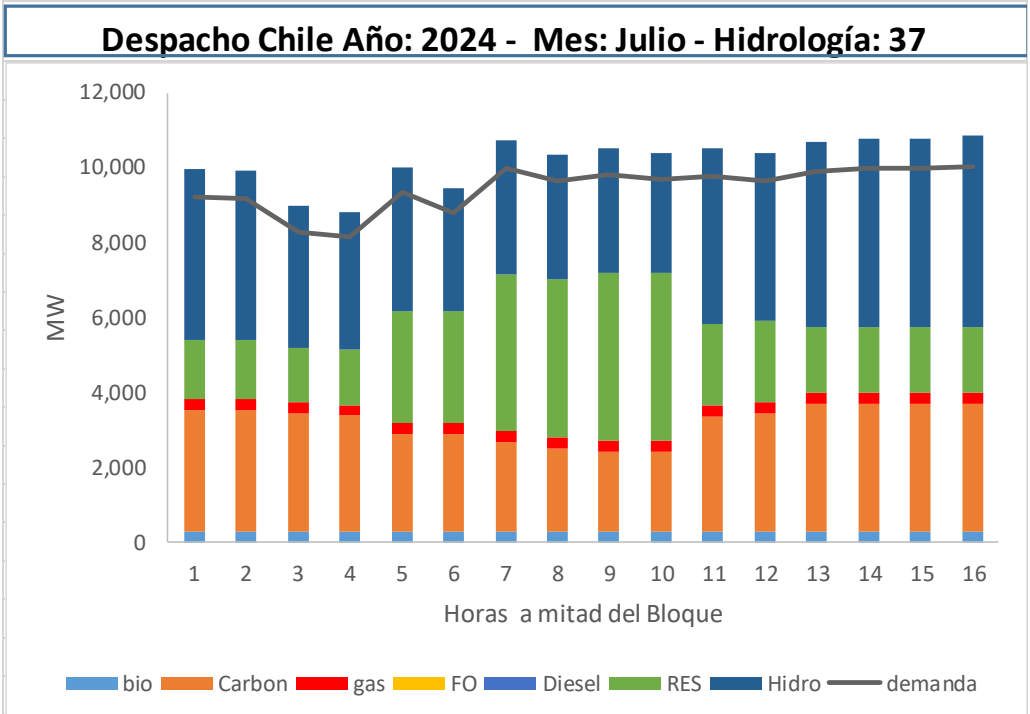
Figura 68 – Mix de Generación

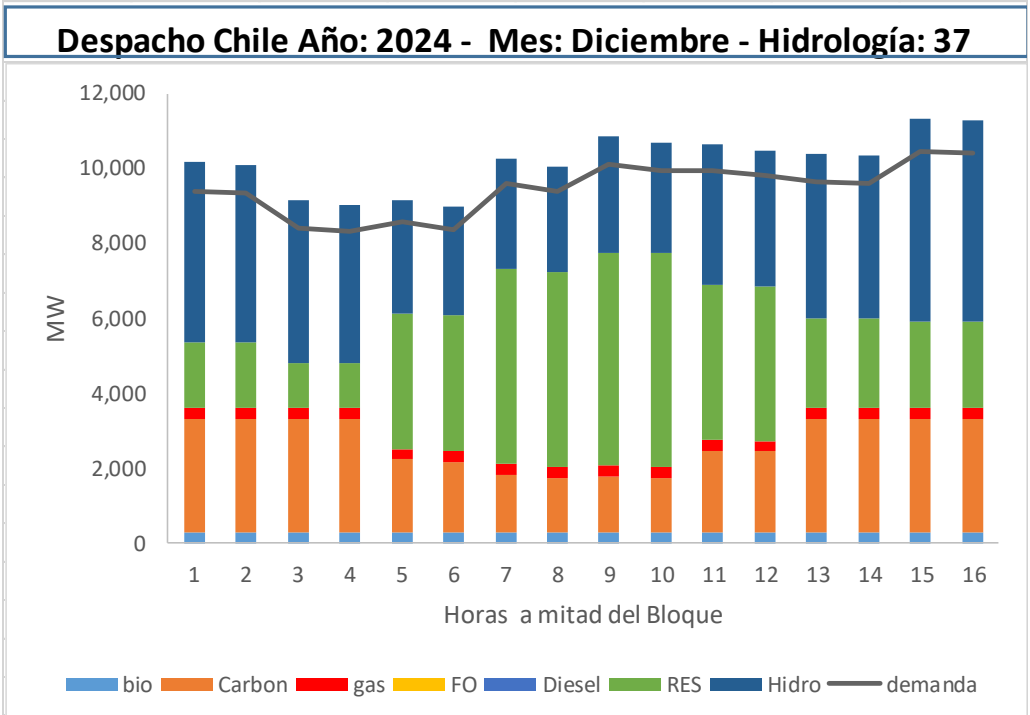


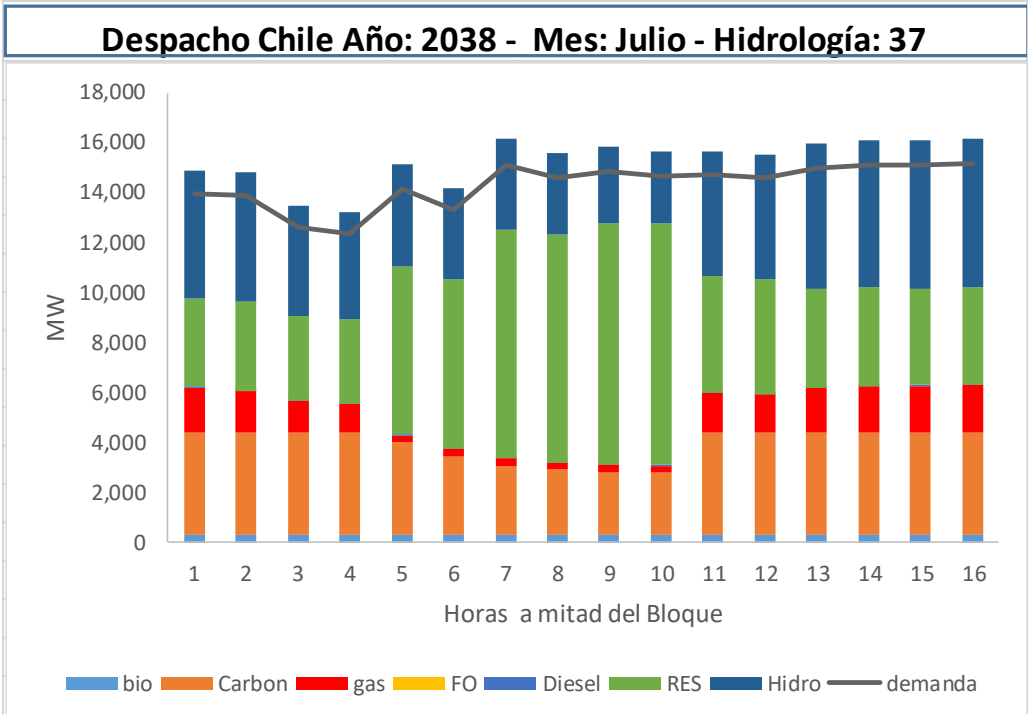
Cabe destacarse que la alternativa de expansión simulada, caso B del archivo OSE2000 muestra que a partir del año 2024 la demanda es casi totalmente abastecida por generación renovable y térmica basada en carbón. Si bien este resultado resulta llamativo dada la gran capacidad de generación instalada que utiliza GNL como combustible, es consistente con los resultados que se muestran el informe "Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo", correspondiente al Escenario B. No obstante, la generación basada en GNL comienza a aumentar a partir de 2026, sobre todo en entre abril y agosto, cuando la generación con RES decrece. Pero esta generación se produce en horas de la noche, cuando la producción con plantas solares se reduce o anula.

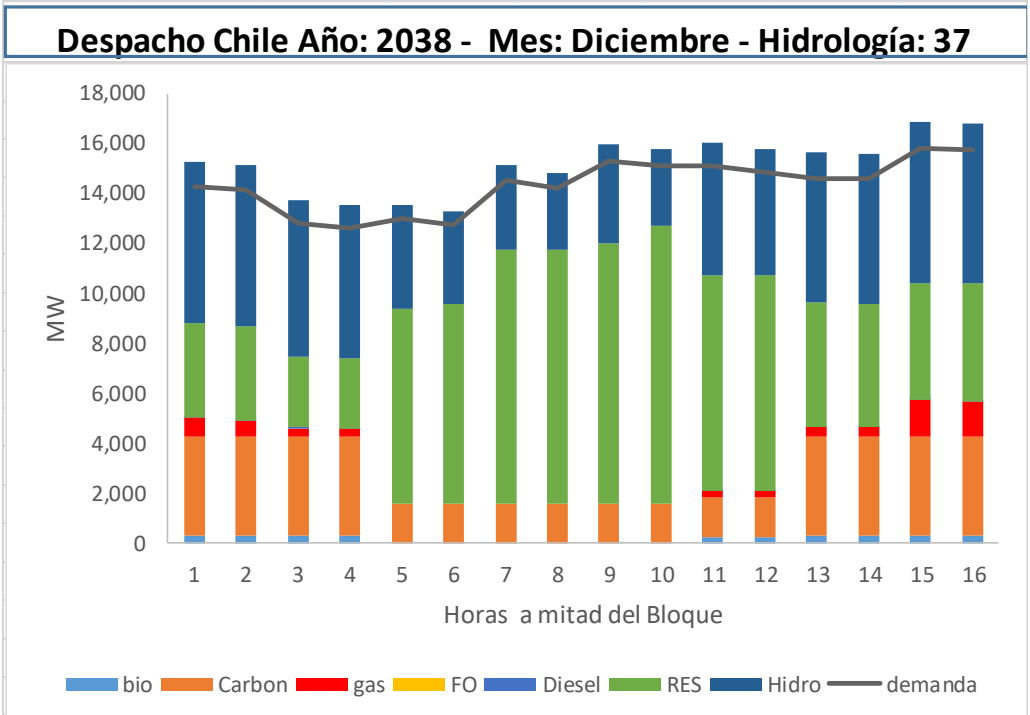
Las siguientes figuras muestran despachos típicos en el año inicial y final de la simulación, con hidrología media.

Figura 69 – Despacho Típicos en 2024 y 2038


Despacho Chile Año: 2024 - Mes: Julio - Hidrología: 37
12,000
10,000
8,000
6,000
4,000
2,000
0
MW
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16
Horas a mitad del Bloque
bio Carbon gas FO Diesel RES Hidro demanda


Despacho Chile Año: 2024 - Mes: Diciembre - Hidrología: 37
12,000
10,000
8,000
6,000
4,000
2,000
0
MW
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16
Horas a mitad del Bloque
bio Carbon gas FO Diesel RES Hidro demanda





En estas figuras se aprecia que hay un despacho mínimo las unidades GNL en 2024, mientras que en 2038 esta generación, aunque reducida, aparece en numerosos bloques de demanda, y fijando el costo marginal en esos bloques. Esta presencia es mayor en los meses de invierno, justificando la variación mensual de los costos marginales tal como se aprecia en las figuras siguientes.

Las siguientes figuras muestran los costos marginales medios mensuales y medios anuales obtenidos de la simulación. Estos costos marginales se corresponden inicialmente a las unidades de carbón, y luego muestran una presencia creciente de unidades con LNG durante bloques con baja producción renovable.

Figura 70 – Costos Marginales Medios Mensuales en Nodos Representativos del SIC y SING

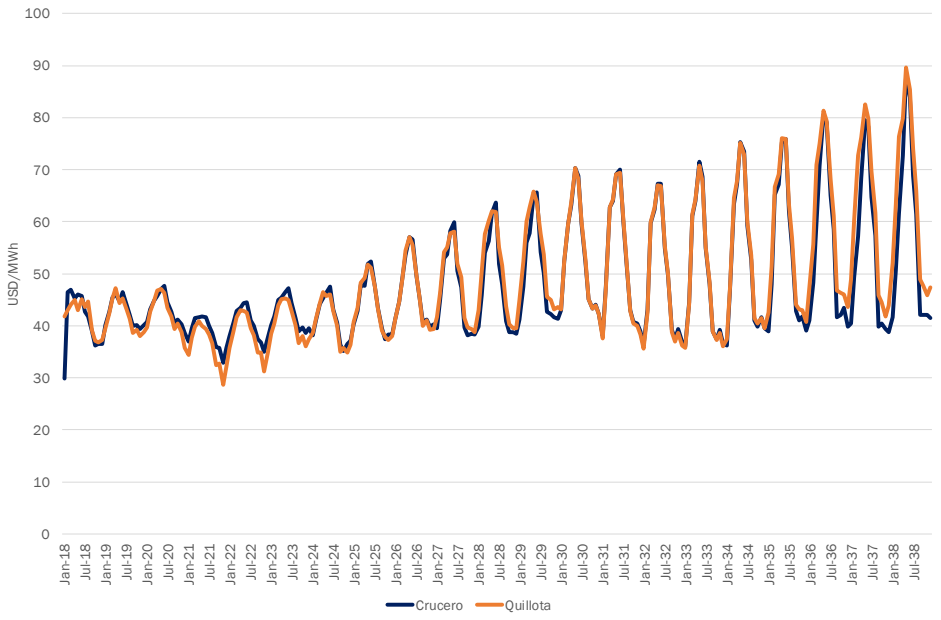
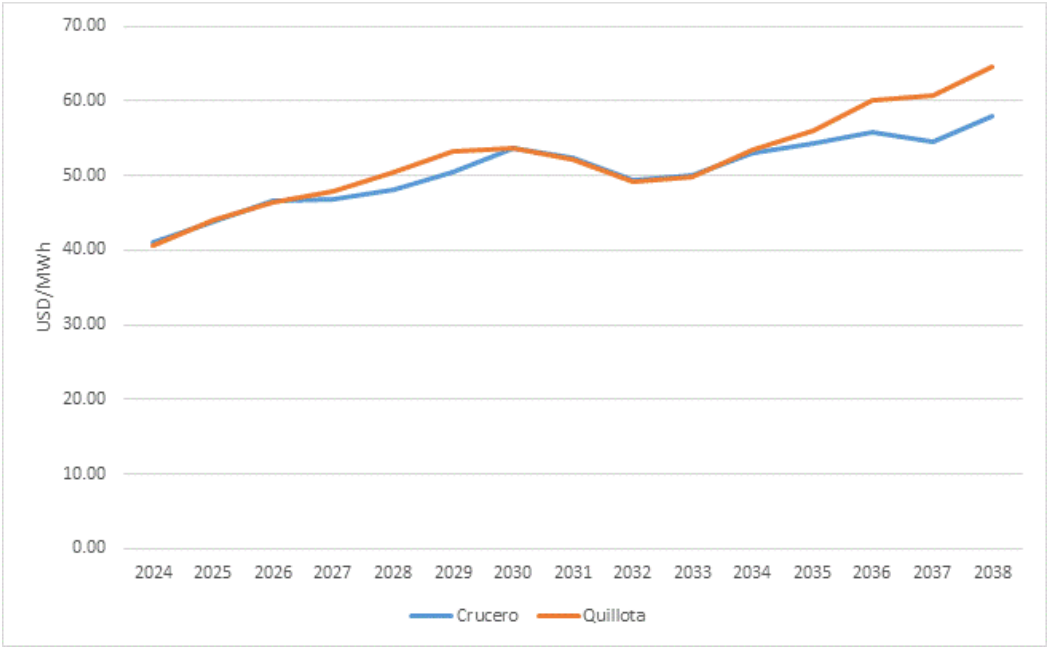
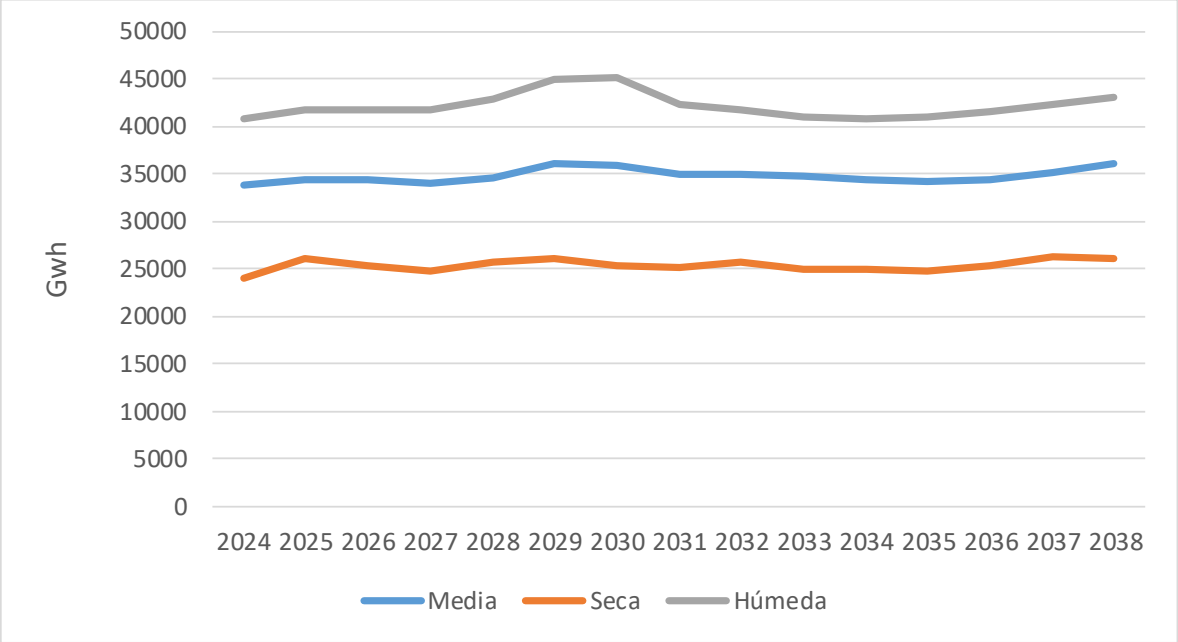


Figura 71 – Costos Marginales Medios Anuales (USD/MWh)



La simulación refleja la acción reguladora de los embalses de Chile, que producen una dispersión menor entre años secos, medios y húmedos que los respectivos aportes hidrológicos. La siguiente figura muestra la generación hidroeléctrica máxima, media y mínima en cada año simulado.

Figura 72 – Generación Hidroeléctrica en Hidrologías Extremas y Media – Años 2024-2038



Las siguientes figuras muestran la producción hidroeléctrica correspondiente a las generaciones anuales mínima, media y alta, para los años 2024 y 2038.

Figura 73 Generación Hidroeléctrica en Hidrologías Extremas y Media – Año 2024

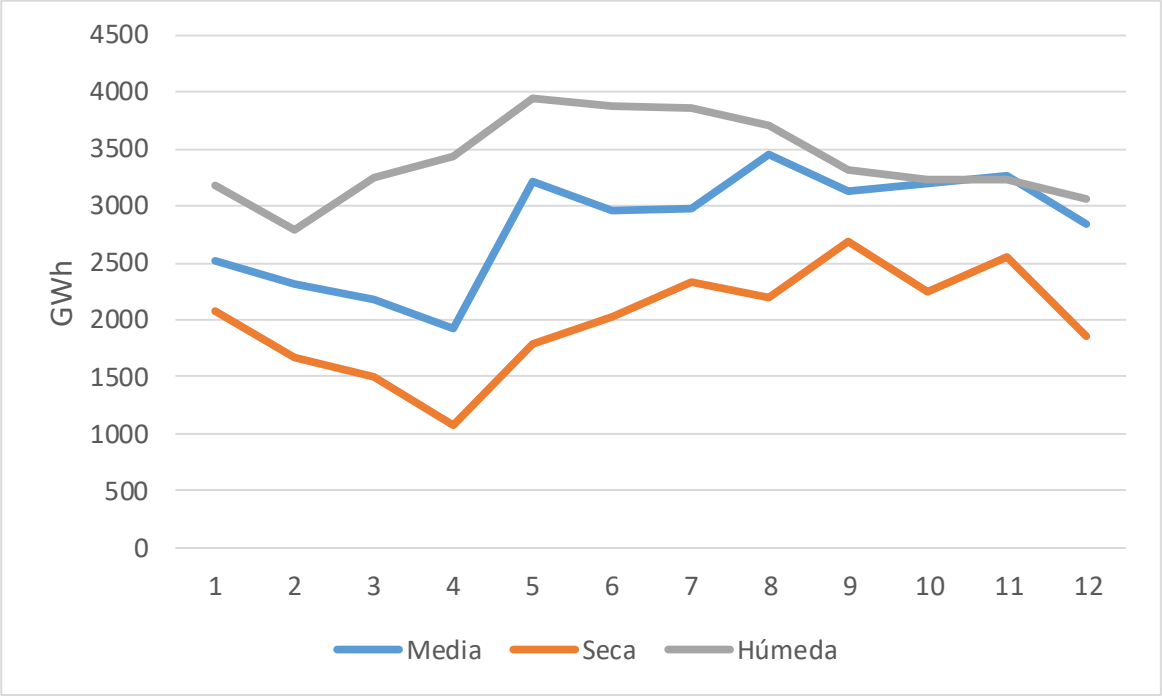
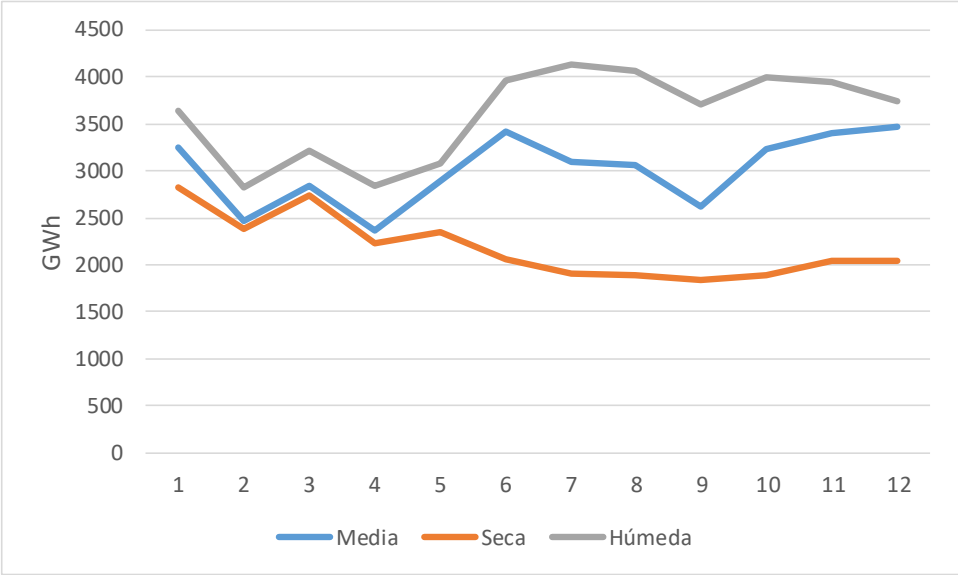


Figura 74 Generación Hidroeléctrica en Hidrologías Extremas y Media – Año 2038



La figura siguiente muestra algunos casos de despacho para hidrologías seca, húmeda y media. La clasificación de las hidrologías a los efectos del presente estudio surge de la producción anual resultante de la simulación, la cual refleja el efecto regulador de los embalses, y por lo tanto su dispersión es bastante menor que la variación en los caudales afluentes.

Figura 75 Despachos Típicos para Hidrología Húmeda, Seca y Media

En los últimos años aparecen algunos meses con costos marginales cero en los bloques con baja demanda o con muy alta generación hidroeléctrica mas renovable. Esto ocurre porque en algunos casos la generación renovable mas la producción de unidades de carbón que no pueden arrancar y parar generando al mínimo técnico superan a la demanda.

Las siguientes tablas muestran los resultados de la operación y el balance de demanda máxima y potencia disponible.

Tabla 73 – Resultados de la Operación del Mercado Eléctrico 2024 - 2038

Resultados Despacho		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Demanda	**GWh**	**80,765**	**83,667**	**86,201**	**88,849**	**91,517**	**94,315**	**97,185**	**100,303**	**103,393**	**106,510**	**109,673**	**112,924**	**116,240**	**119,280**	**122,401**
Energía no Suministrada	**GWh**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Pérdidas de Transmisión	**GWh**	**3,882**	**3,969**	**3,909**	**4,282**	**4,594**	**4,767**	**4,208**	**5,058**	**4,611**	**4,811**	**4,861**	**4,949**	**5,157**	**5,339**	**5,481**
Generación	**GWh**	**84,646**	**87,636**	**90,110**	**93,131**	**96,111**	**99,082**	**101,393**	**105,361**	**108,004**	**111,321**	**114,534**	**117,873**	**121,397**	**124,619**	**127,882**
Térmica	GWh	22,859	25,282	27,640	27,948	28,881	29,877	31,862	31,340	29,762	29,872	31,650	32,689	34,329	33,318	35,204
Carbón	GWh	22,635	24,948	27,063	26,986	27,533	27,981	29,199	27,794	26,835	26,816	27,696	28,280	28,705	27,834	28,480
LNG	GWh	224	333	578	962	1,347	1,896	2,574	3,461	2,849	2,977	3,867	4,322	5,536	5,386	6,603
Diesel / Bunker	GWh	0	0	0	0	0	0	89	85	79	78	87	87	88	98	121
Hidroeléctrica	GWh	32,111	32,635	32,714	32,203	32,755	34,319	34,115	33,184	33,126	33,003	32,591	32,418	32,583	33,418	34,343
Renovables	GWh	29,676	29,719	29,755	32,981	34,475	34,886	35,417	40,836	45,116	48,447	50,294	52,766	54,484	57,882	58,335
Pequeña Hidro	GWh	1,755	1,751	1,755	1,758	1,757	1,762	1,760	1,758	1,759	1,755	1,757	1,757	1,749	1,752	1,745
Solar	GWh	13,317	13,317	13,317	16,619	18,134	18,134	18,134	23,801	23,544	24,327	24,506	24,573	26,023	25,887	26,231
Eólica	GWh	11,340	11,340	11,340	11,340	11,340	11,712	12,209	12,209	16,769	19,309	19,342	19,391	19,382	19,411	19,439
Biomasa	GWh	2,614	2,661	2,694	2,614	2,593	2,628	2,663	2,419	2,395	2,407	2,461	2,506	2,577	2,614	2,644
Geotérmica	GWh	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	337	336	336	337
CSP	GWh	312	312	312	312	312	312	312	312	312	312	1,891	4,202	4,417	7,883	7,939
Costos Marginales																
Crucero	USD/MWh	41.0	43.9	46.6	46.8	48.2	50.4	53.6	52.3	49.5	50.1	53.1	54.3	55.8	54.5	58.0
Quillota	USD/MWh	40.6	44.0	46.4	47.8	50.4	53.2	53.7	52.2	49.2	49.9	53.5	56.1	60.1	60.7	64.7

Tabla 74 – Capacidad Instalada y Abastecimiento de la Demanda Máxima

MW Capacidad	Dec 24	Dec 25	Dec 26	Dec 27	Dec 28	Dec 29	Dec 30	Dec 31	Dec 32	Dec 33	Dec 34	Dec 35	Dec 36	Dec 37	Dec 38
Carbón	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831	4,831
LNG	3,714	3,714	3,714	3,714	3,714	3,714	3,714	3,714	3,714	3,714	3,714	3,714	3,714	3,714	3,714
Diesel / Bunker	3,110	3,110	3,110	3,110	3,110	3,110	3,110	3,110	3,110	3,110	3,110	3,260	3,710	4,460	4,760
Hidroeléctrica	7,214	7,214	7,214	7,214	7,214	7,323	7,343	7,343	7,343	7,343	7,343	7,403	7,403	7,450	7,510
Pequeña Hidro	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288	288
Solar	4,539	4,539	4,539	5,705	6,200	6,200	6,200	8,110	8,315	8,715	8,715	8,715	9,475	9,475	9,475
Eólica	4,312	4,312	4,312	4,312	4,312	4,462	4,682	4,682	6,697	7,857	7,857	7,857	7,857	7,857	7,857
Biomasa	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418	418
Geotérmica	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
CSP	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	670	1,490	1,580	2,830	2,830
Demanda	10,676	11,063	11,402	11,750	12,104	12,473	12,763	12,971	13,381	13,791	14,128	14,508	14,927	15,365	15,763
Margen reserva	168%	158%	151%	153%	150%	145%	141%	152%	161%	164%	162%	162%	163%	169%	165%

RES intermitente: solar y eólica

Cabe destacarse que, aunque los márgenes de reserva totales son muy elevados, los mismos tienen un alto porcentaje de generación renovable intermitente, la cual, para un sitio determinado tiene potencia firme cero. No obstante, aun considerando cero la potencia firme de las centrales intermitentes, el margen de reserva se mantiene muy adecuado, variando de 81% en 2024 a 35% en 2038.

6.3.2 Perú Aislado

Se muestran en las tablas y figuras siguientes un resumen de los resultados de la simulación con el modelo SDDP de la operación del sistema eléctrico de Perú en el período 2024-2038. Aunque se supone que la interconexión Chile-Perú entrará en servicio en el año 2024, las simulaciones de los países asilados se inician en 2018 a fin de comparar los resultados con los reales de la operación reciente, y en consecuencia asegurando la coherencia de los resultados.

Figura 76 – Generación por Tecnología (GWh/año)

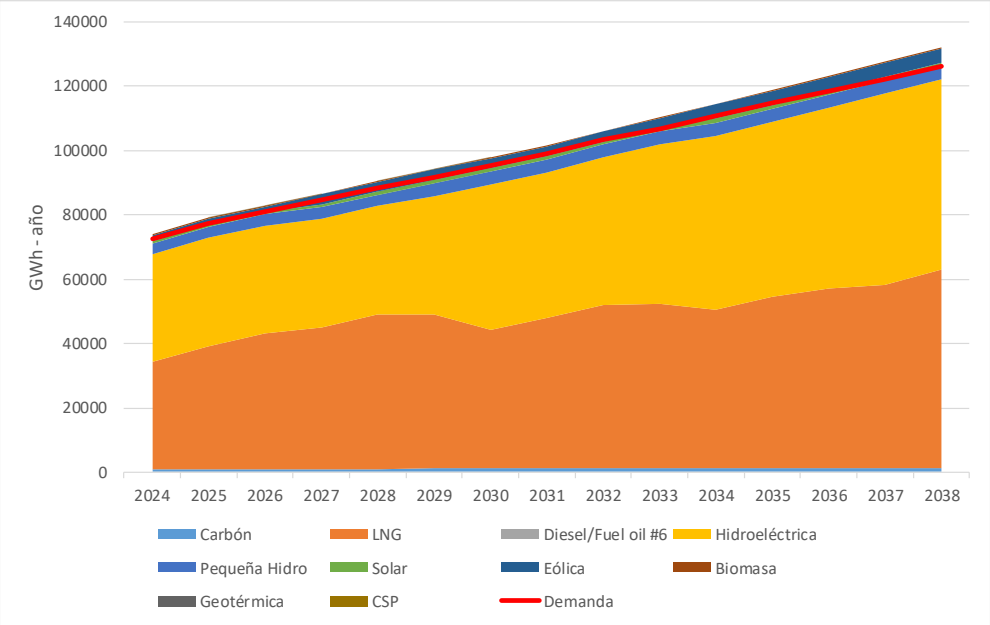
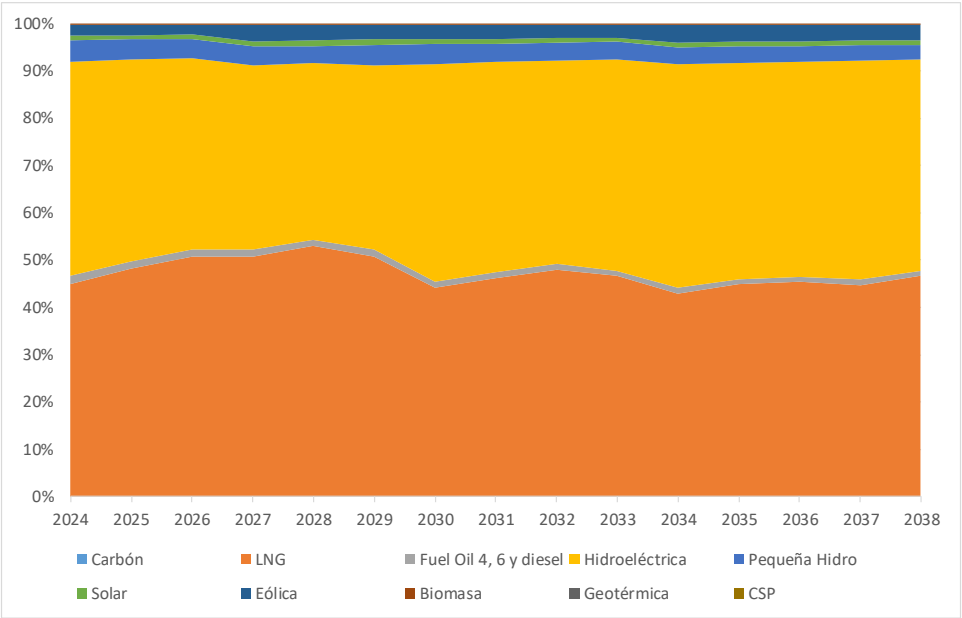
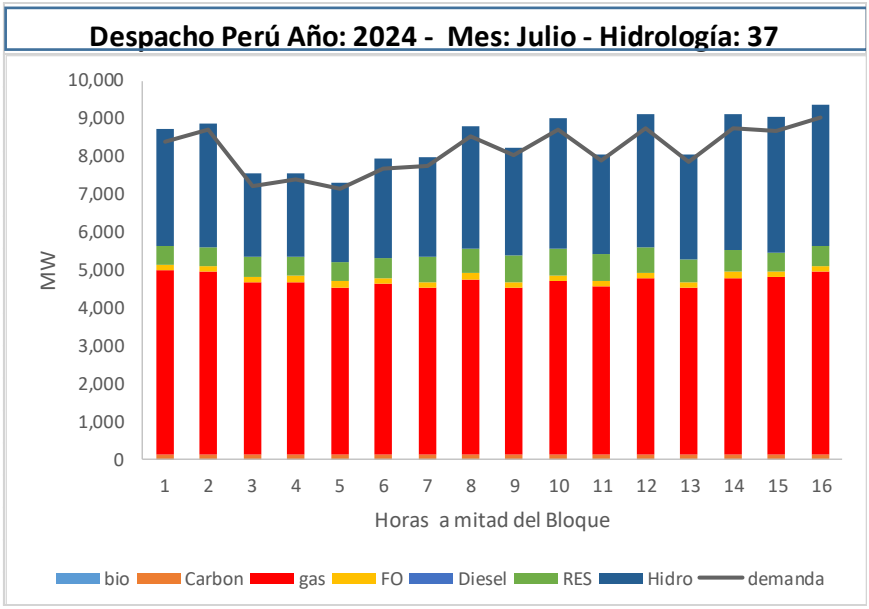


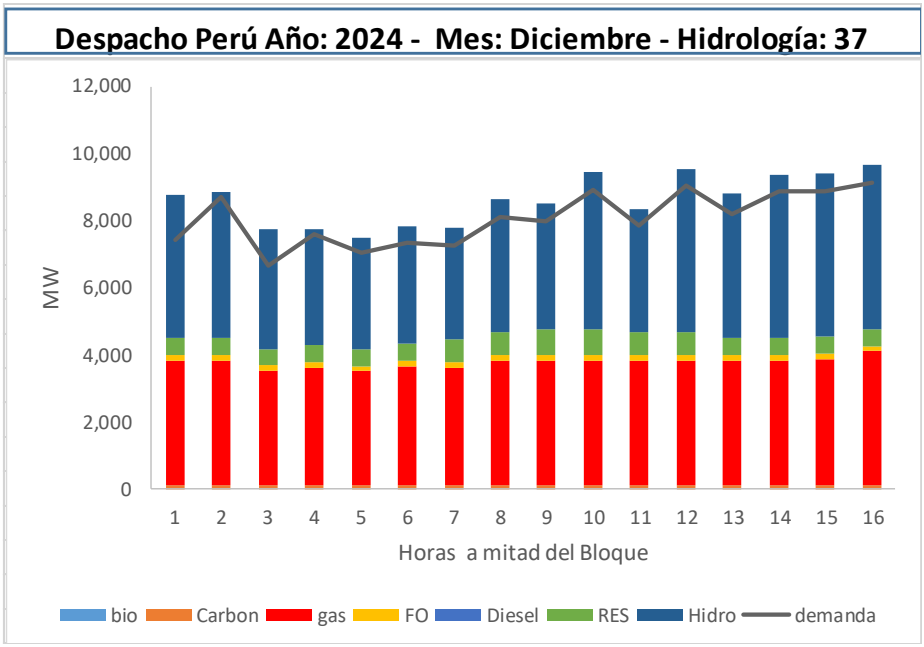
Figura 77 – Mix de Generación



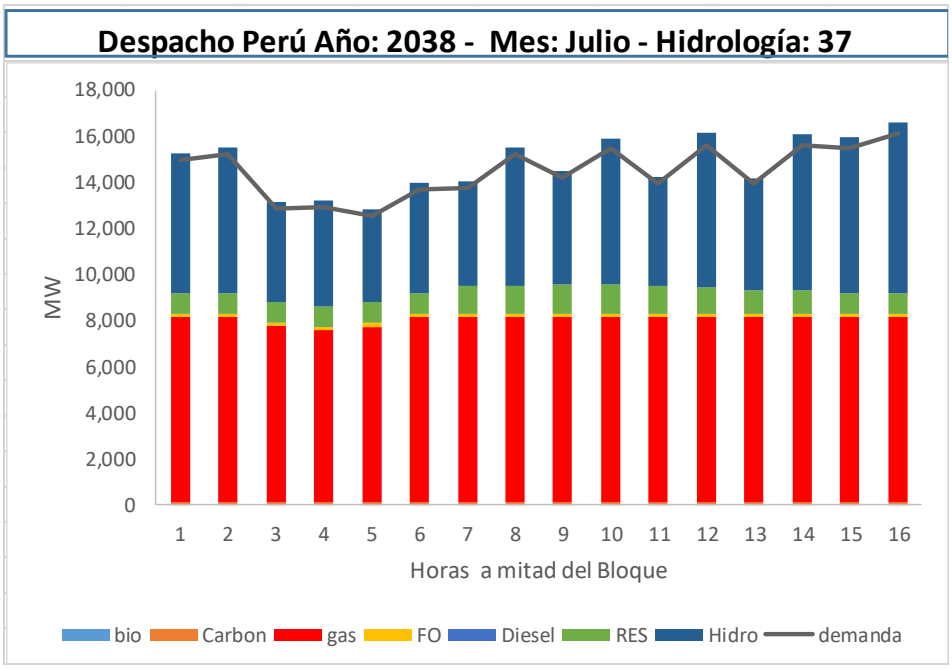
Las siguientes figuras muestran el despacho típico con hidrología media de las centrales de Perú. Se aprecia una generación forzada con fuel oil#4[5], y que el costo marginal está fijado por unidades que utilizan gas natural como combustible.

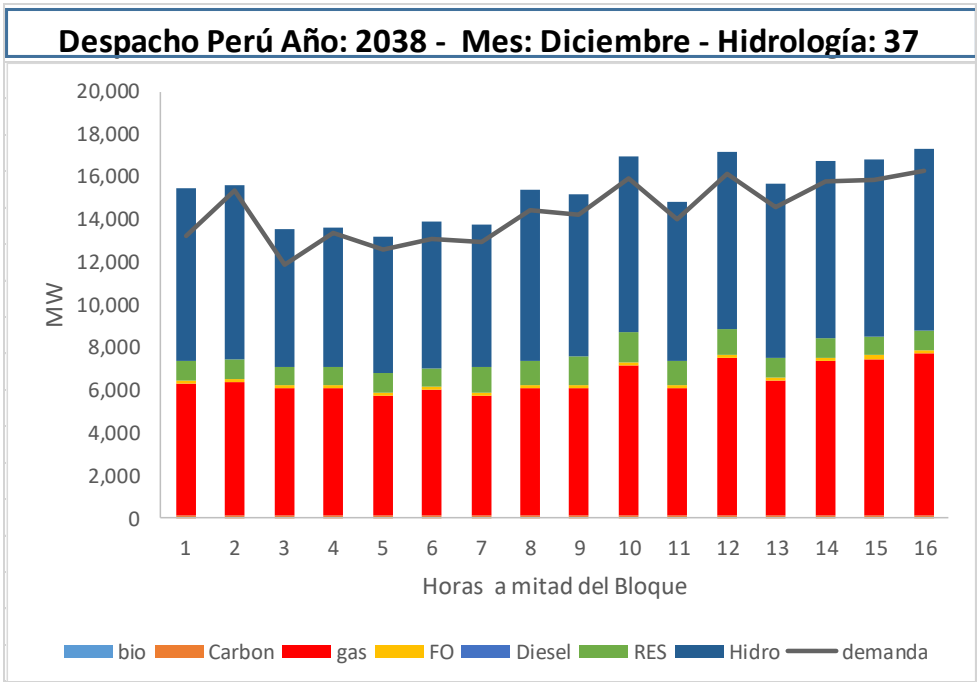
Figure 78 – Despacho Típicos en 2024 y 2038





[5] Esta generación forzada corresponde a la BD del SDDP suministrada por la delegación de Perú. Si bien parece razonable considerar que esta generación sería reemplazada por unidades más eficientes a gas natural, dado que no influye en los resultados orientados a evaluar la interconexión, se la ha respetado.

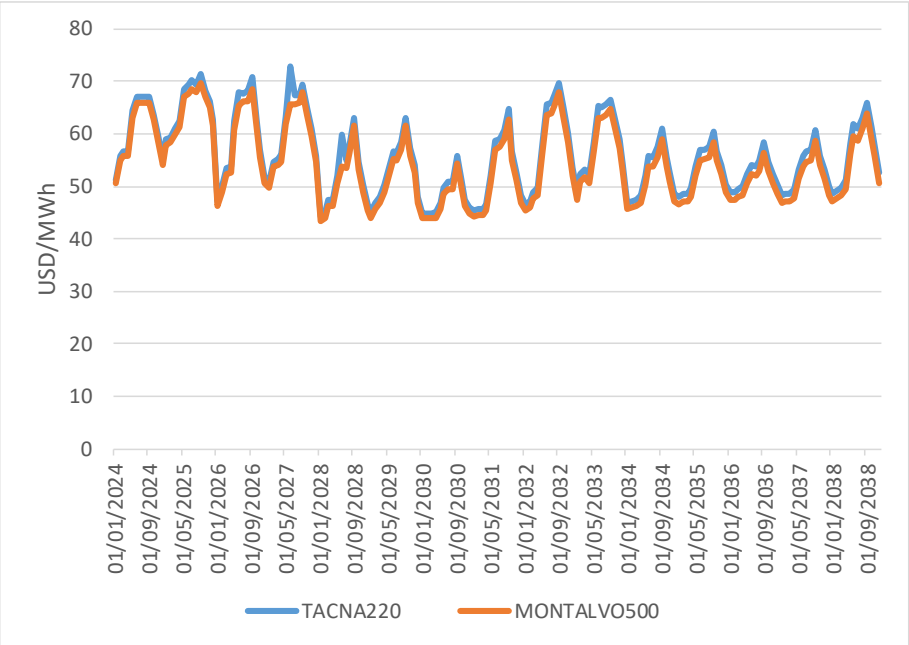




Los costos marginales corresponden mayormente al gas natural, con una presencia reducida de unidades que consumen fuel oil#4 y menor de diésel sólo los años iniciales. La generación despachada con combustibles líquidos desaparece a partir de 2028 salvo la generación forzada con fuel oil #4. Por esta razón los costos marginales se reducen a partir de 2027. A partir de

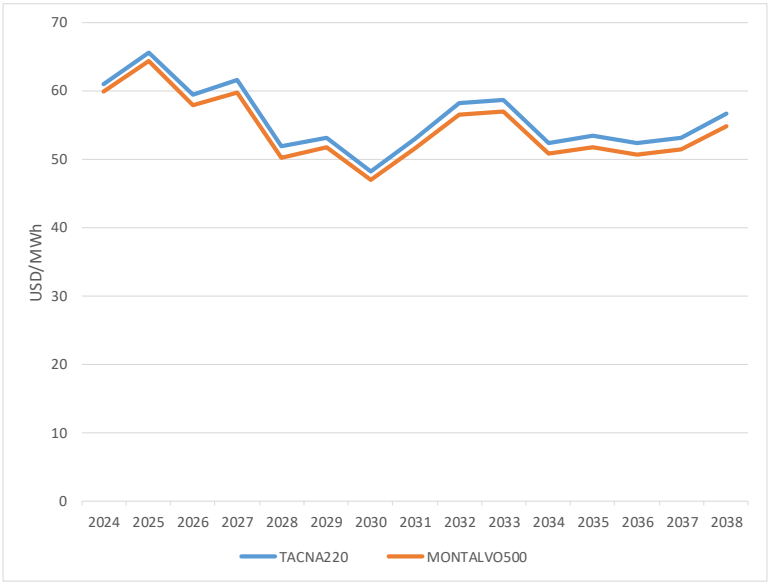
ese momento tienen una tendencia ligeramente creciente, ligada al aumento supuesto del precio del gas natural.

Figura 79 – Costos Marginales Medios Mensuales en los Nodos Montalvo 500kV y Tacna 220kV



La existencia de ENS en algunas hidrologías (3) en el bloque de punta en 2030 lleva a picos en el costo marginal medio. La ENS es del orden del 0.02% de la demanda, por lo que es inferior al valor límite para aumentar la generación mencionado en la sección 6.2. Se considera que esta ENS se debe a congestión producida por flujos paralelos en algunas líneas, pero hasta ahora no fue posible identificar la causa de la misma.

Figura 80 – Costo marginal Medio Anual en los Nodos Montalvo 500 kV y Tacna 220kV



Las figuras siguientes muestran la generación hidroeléctrica para hidrologías media, seca y húmeda. Caben los mismos comentarios que para el caso de Chile.

Figura 81 – Generación Hidroeléctrica Mensual en Hidrologías Extremas y Media – Años 2024-2038

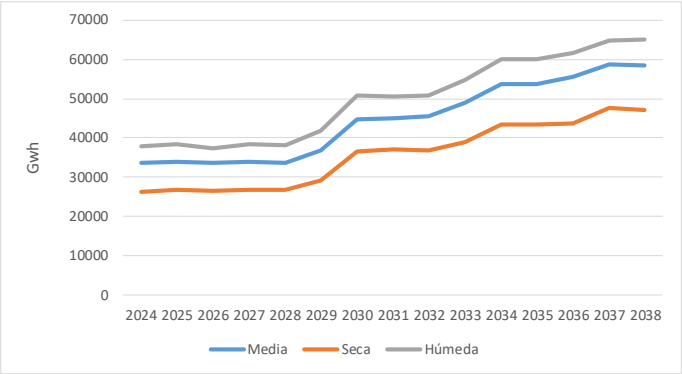


Figura 82 – Generación Hidroeléctrica Mensual en Hidrologías Extremas y Media – Año 2024

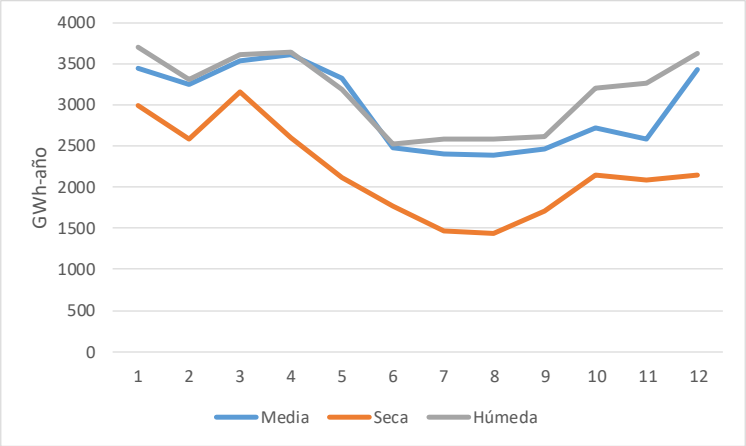


Figura 83 – Generación Hidroeléctrica Mensual en Hidrologías Extremas y Media – Año 2038

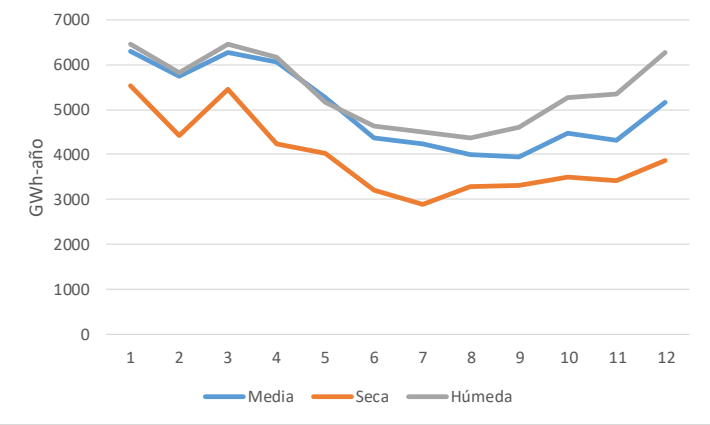
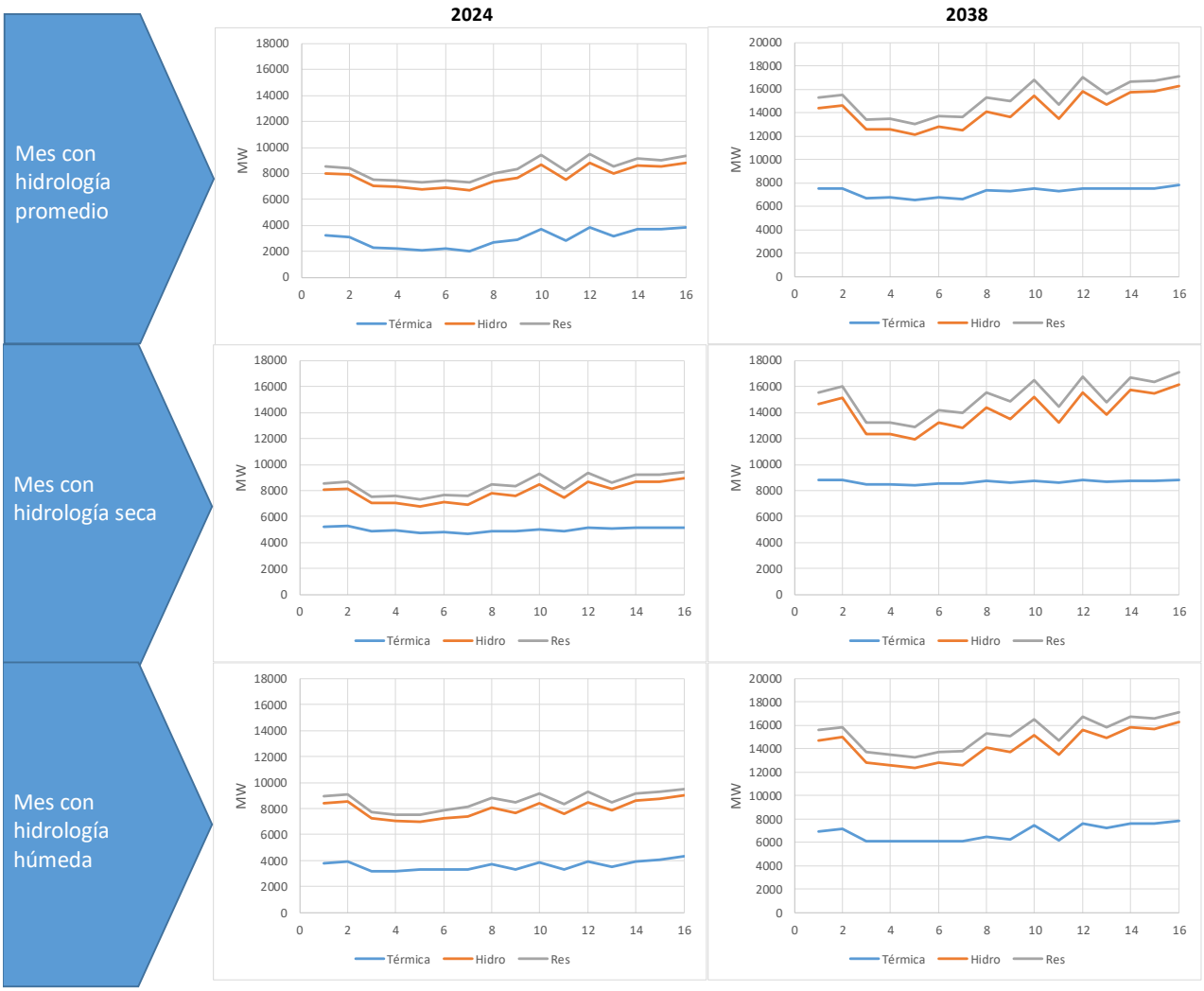


Figura 84 Despachos Típicos para Hidrología Húmeda, Seca y Media (MW/bloque) -



Es interesante notar que las centrales hidroeléctricas logran cubrir los picos de demanda y las horas con baja producción renovable, llevando a un costo marginal casi constante en el sistema.

Las siguientes tablas muestran los resultados de la operación y el balance de demanda máxima y potencia disponible.

Tabla 75 – Resultados de la Operación del Mercado Eléctrico 2024 - 2038

Resultados Despacho		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Demanda	**GWh**	**72,431**	**77,399**	**81,094**	**84,764**	**88,188**	**91,725**	**95,391**	**99,036**	**103,212**	**106,859**	**110,815**	**114,602**	**118,422**	**122,232**	**126,086**
Pérdidas Modeladas	GWh	1,521	1,721	1,808	1,948	2,283	2,616	2,423	2,644	2,967	3,410	3,784	4,238	4,831	5,465	5,933
Energía no suministrada	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Generación	**GWh**	**73,952**	**79,120**	**82,901**	**86,712**	**90,471**	**94,341**	**97,814**	**101,680**	**106,178**	**110,269**	**114,599**	**118,840**	**123,253**	**127,697**	**132,019**
Térmica	GWh	34,499	39,417	43,279	45,226	49,211	49,292	44,566	48,176	52,171	52,729	50,631	54,709	57,365	58,535	63,049
Carbón	GWh	1,039	1,039	1,039	1,039	1,022	1,091	1,091	1,091	1,091	1,091	1,091	1,091	1,091	1,091	1,091
FUEL OIL #6 (residual)	GWh	0	2	4	3	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LNG / NG	GWh	33,245	38,159	42,018	43,970	47,972	47,959	43,236	46,847	50,842	51,399	49,302	53,379	56,036	57,206	61,719
DIESEL	GWh	0	2	3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidreléctrica	GWh	33,556	33,806	33,663	33,943	33,718	36,862	45,009	45,263	45,767	49,300	54,145	54,309	56,065	59,339	59,148
Renovables	GWh	5,896	5,897	5,960	7,543	7,543	8,187	8,240	8,241	8,240	8,240	9,823	9,823	9,823	9,823	9,822
Solar	GWh	744	744	744	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309
Eólica	GWh	1,761	1,761	1,761	3,061	3,061	3,061	3,061	3,061	3,061	3,061	4,360	4,360	4,360	4,360	4,360
Biomass/Biogas	GWh	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292
Pequeña hidro	GWh	3,314	3,314	3,378	3,379	3,378	4,022	4,075	4,076	4,076	4,076	4,076	4,076	4,076	4,076	4,076

Tabla 76 – Capacidad Instalada y Abastecimiento de la Demanda Máxima

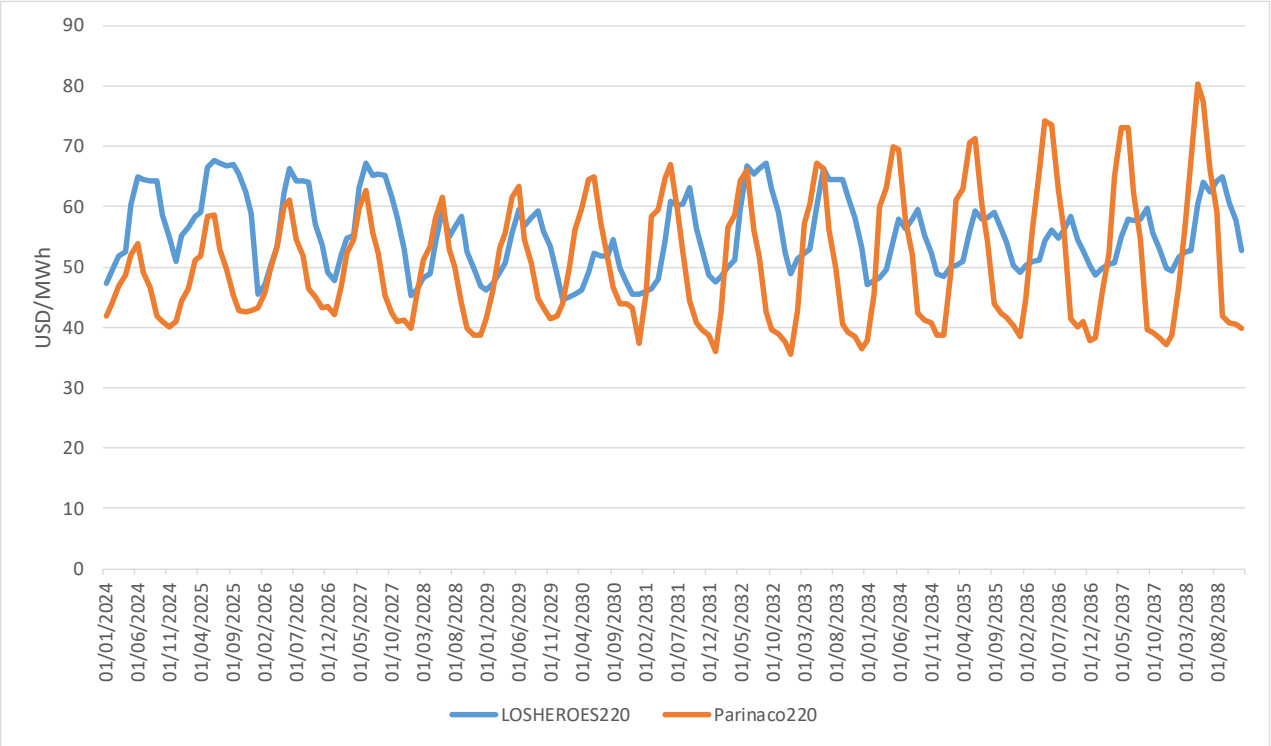
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Carbón	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
LNG	5,354	5,508	5,808	5,808	6,163	6,163	6,163	6,163	6,163	6,163	6,363	6,363	6,567	6,967	7,167
Diesel / FO#4/FO#6	1,350	1,430	1,430	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277	1,277
Hidroeléctrica	5,292	5,292	5,292	5,292	5,292	5,596	7,018	7,018	7,067	7,255	8,005	8,005	8,307	8,980	8,980
Pequeña Hidro	526	526	537	537	537	642	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Solar	280	280	280	430	430	430	430	430	430	430	580	580	580	580	580
Eólica	402	402	402	702	702	702	702	702	702	702	1,002	1,002	1,002	1,002	1,002
Biomasa	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	9,504	10,156	10,641	11,122	11,571	12,035	12,517	12,995	13,543	14,021	14,540	15,037	15,538	16,038	16,544
Margen reserva	39%	32%	29%	26%	25%	23%	30%	25%	20%	18%	23%	19%	18%	21%	19%

(*) Cabe destacarse que, aunque los márgenes de reserva totales son razonables, los mismos tienen en los últimos años un alto porcentaje de generación renovable intermitente, la cual, para un sitio determinado tiene potencia firme cero. La dispersión geográfica atenúa este efecto, ya que a medida que dos sitios se alejan, las generaciones se vuelven independientes, pero es difícil cuantificar este efecto

6.3.3 Chile y Perú Interconectados

Lo resultados que se presentan a continuación corresponde al caso base. A fin de asegurar una completa homogeneidad, este caso se ejecutó con 44 hidrologías sintéticas que guardan las correlaciones entre todas las cuencas incluidas en la simulación. Para el resto de las variables, propias de cada país se usaron los mismos valores que en la simulación de los sistemas aislados.

Figura 85 – Costos Marginales Medios Mensuales en los Nodos de la Interconexión (USD/MWh)



Inicialmente, los costos marginales son la mayor parte del tiempo menores en Chile, lo que lleva a exportaciones mayoritarias de este país a Perú. Esto se debe a que el costo marginal en Chile lo fijan las centrales a carbón, cuyo costo variable es menor al de los CCGT en Perú. Esta situación cambia a medida que aumenta la demanda en Chile, y se hace necesario cubrir la punta de la demanda con centrales con gas natural como combustible, cuyo costo variable es superior a las centrales de Perú.

No obstante, en Chile durante el día hay horas en que le generación renovable cubre toda la demanda (con la excepción de algunas centrales que no pueden detenerse por unas pocas horas. En esas horas el costo marginal en Chile llega a cero, produciéndose exportaciones a Perú, pero el resto del tiempo el flujo va de Perú a Chile.

Ambos sistemas tienen una gran estacionalidad en los costos marginales, originado en la disponibilidad de agua en las centrales hidroeléctricas, y en menor medida por la generación de centrales solares.

Las figuras numeradas entre Figura 86 y Figura 94 muestran algunos casos de intercambios a nivel mensual. Se representan los costos marginales en cada país en los nodos entre los cuales se construye la interconexión, Los Héroes 220kV en Perú y Parinacota 220kV en Chile. Estas figuras muestran la evolución de los intercambios, ligados a los costos marginales. Inicialmente las exportaciones son mayoritarias de Chile a Perú, lo cual se va revistiendo progresivamente, llegándose al final del horizonte considerado a una situación en la que Chile exporta en los bloques con alta producción renovable, y Perú en el resto.

Durante los años iniciales la mayor parte del tiempo Chile exporta a Perú, tendencia que se va atenuando ligeramente a partir de 2030. Progresivamente los costos marginales del Chile en las horas con sol disminuyen, pero aumentan en algunas hidrologías por encima de los costos marginales en Perú en las horas con bajo producción renovable, invirtiéndose el sentido de la exportación. Las horas de alta producción renovable son menores en los meses de invierno, y en consecuencia aumentan las horas en las que Perú exporta. En algunos meses el costo marginal de Chile cae a cero, como consecuencia de la gran producción renovable y algunas unidades de carbón operando al mínimo técnico.

Figura 86 – Despacho de la Interconexión por Bloques de Demanda

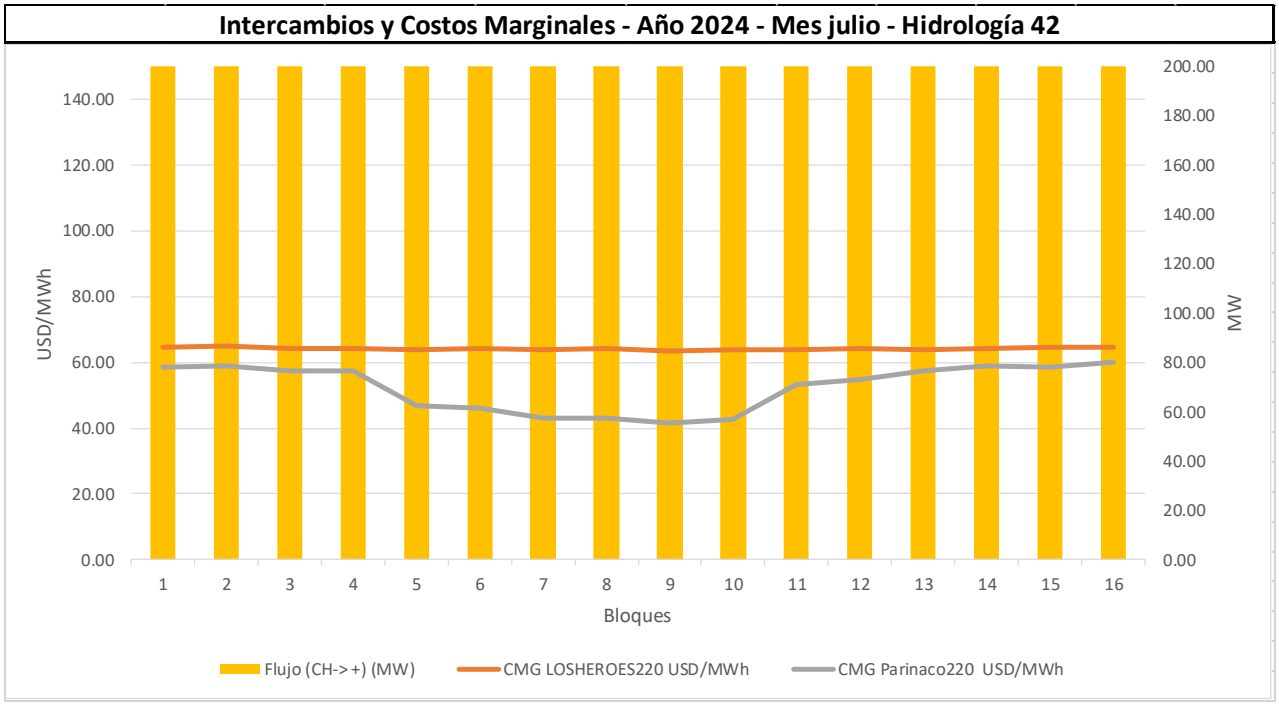


Figura 87 – Despacho de la Interconexión por Bloques de Demanda

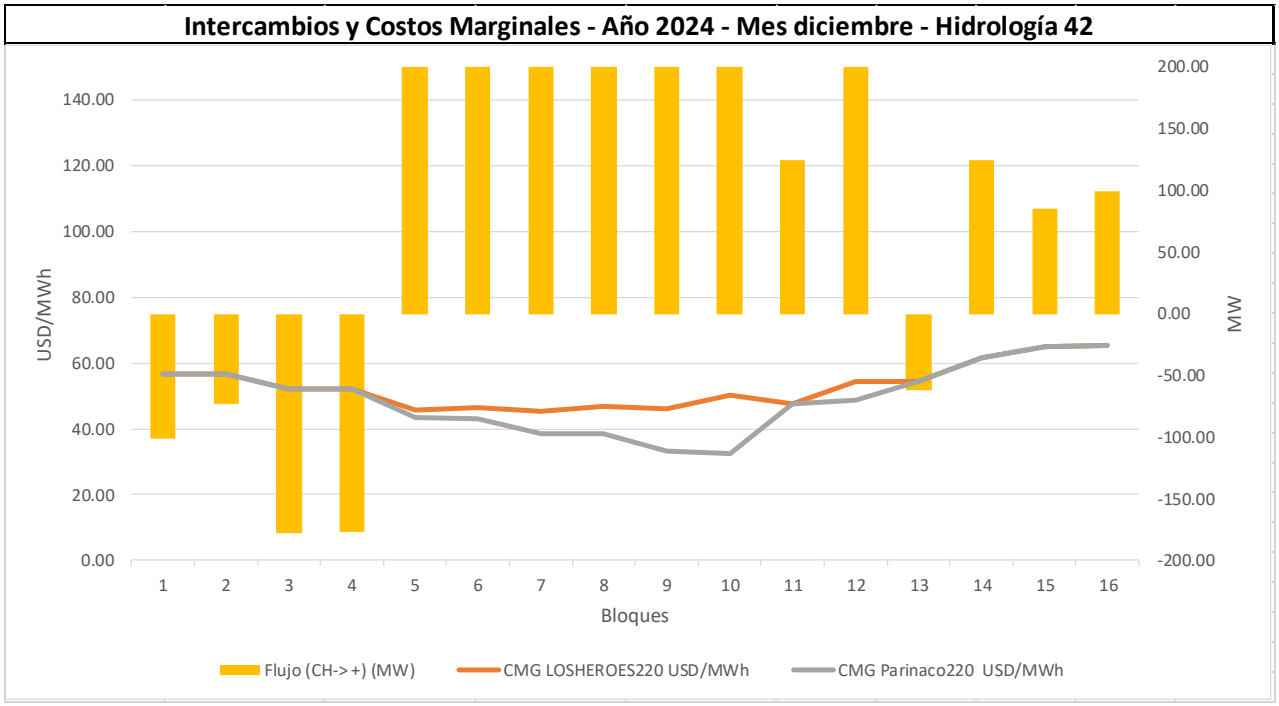


Figura 88 – Despacho de la Interconexión por Bloques de Demanda

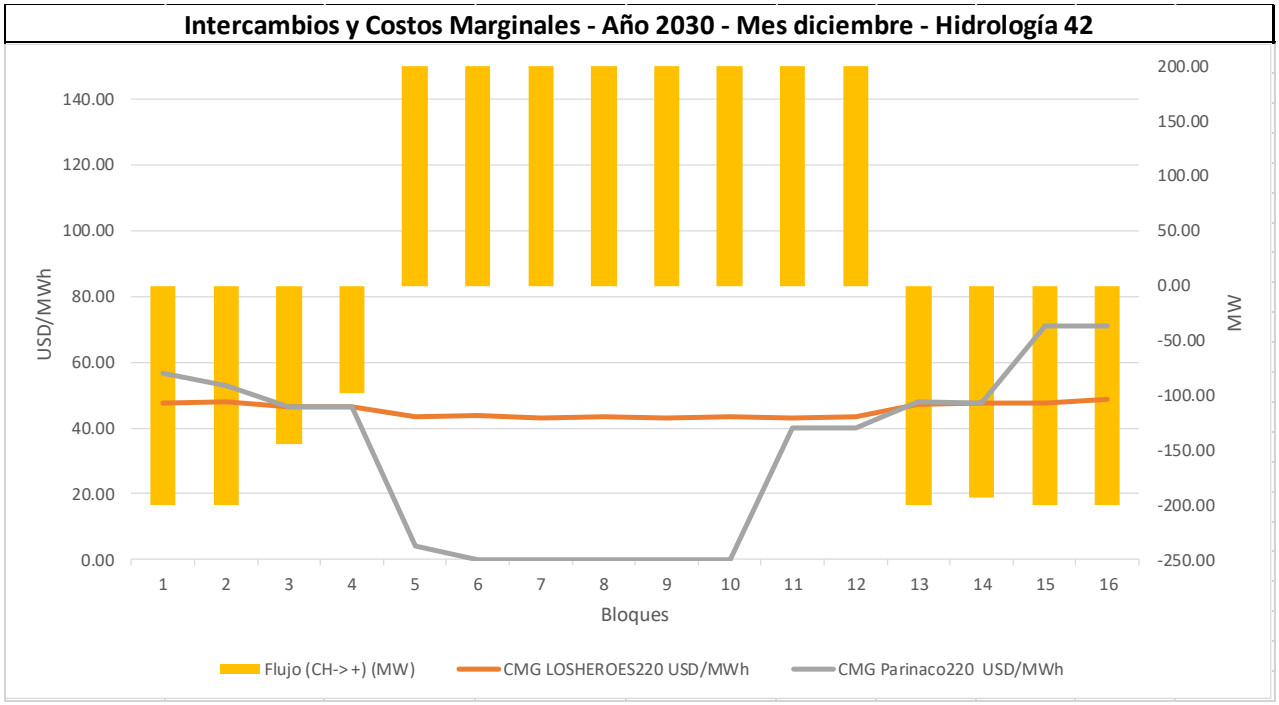


Figura 89 – Despacho de la Interconexión por Bloques de Demanda

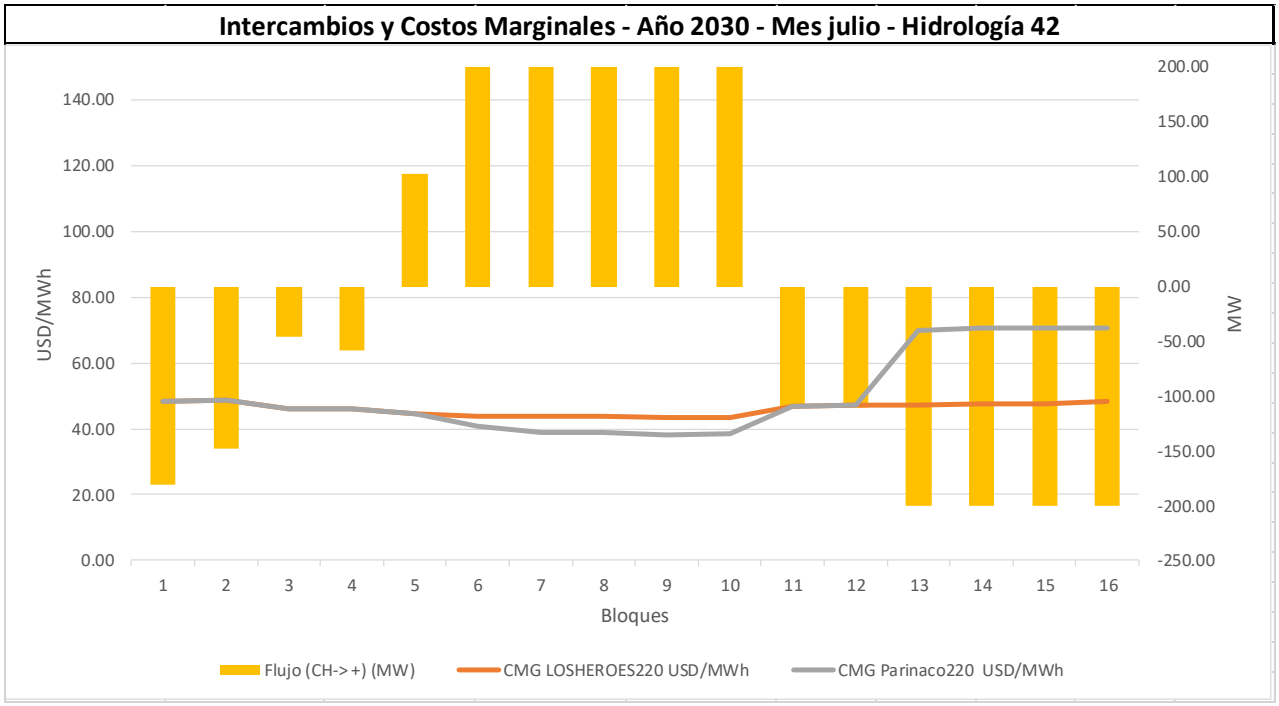


Figura 90 – Despacho de la Interconexión por Bloques de Demanda

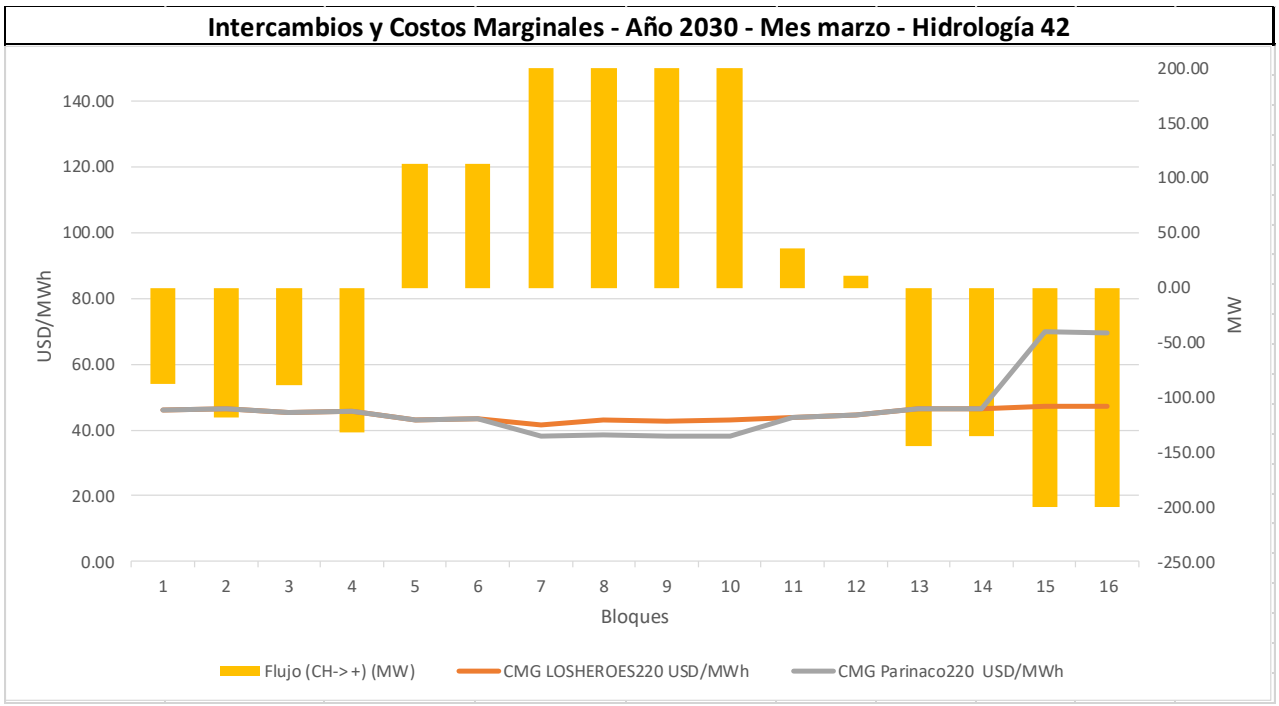


Figura 91 – Despacho de la Interconexión por Bloques de Demanda

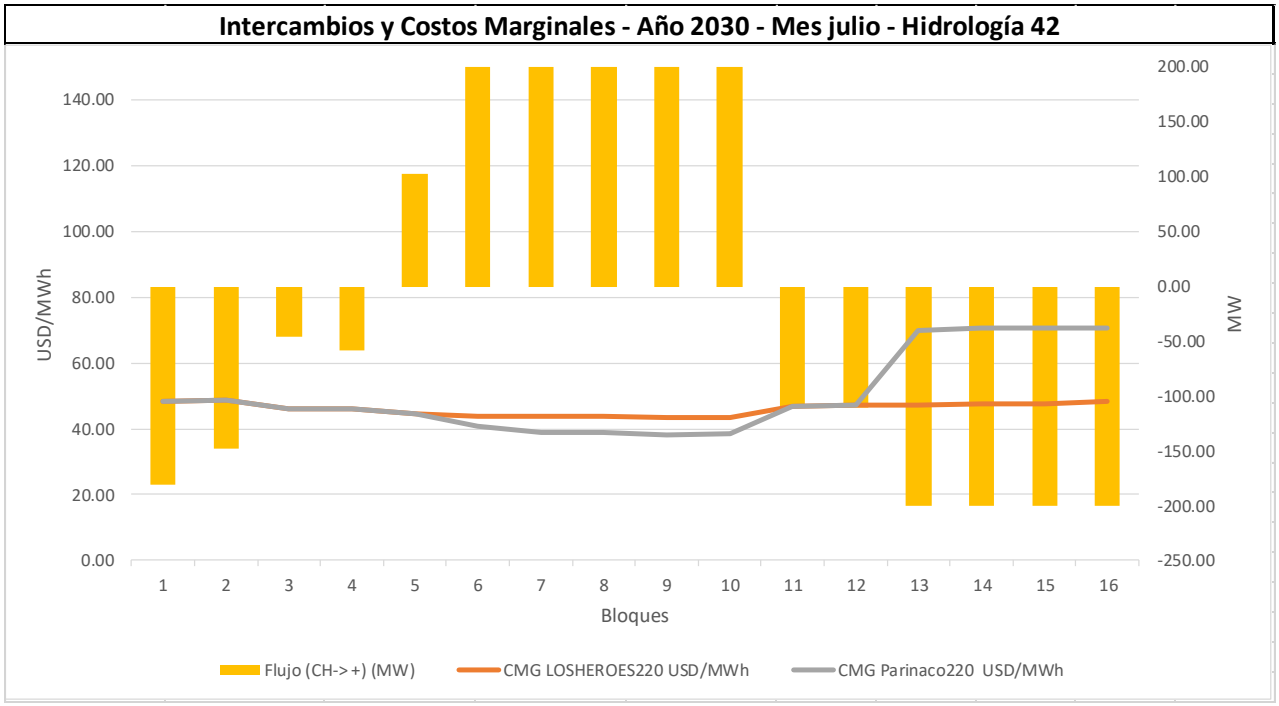


Figura 92 – Despacho de la Interconexión por Bloques de Demanda

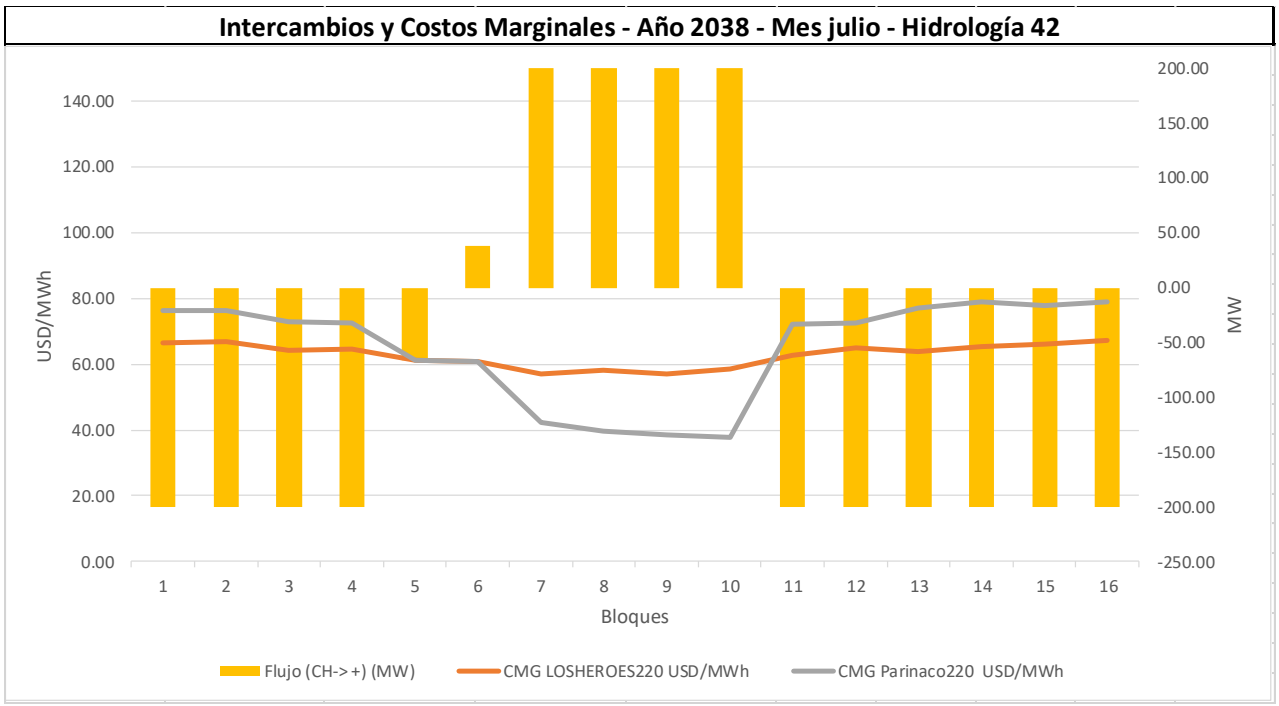


Figura 93 – Despacho de la Interconexión por Bloques de Demanda

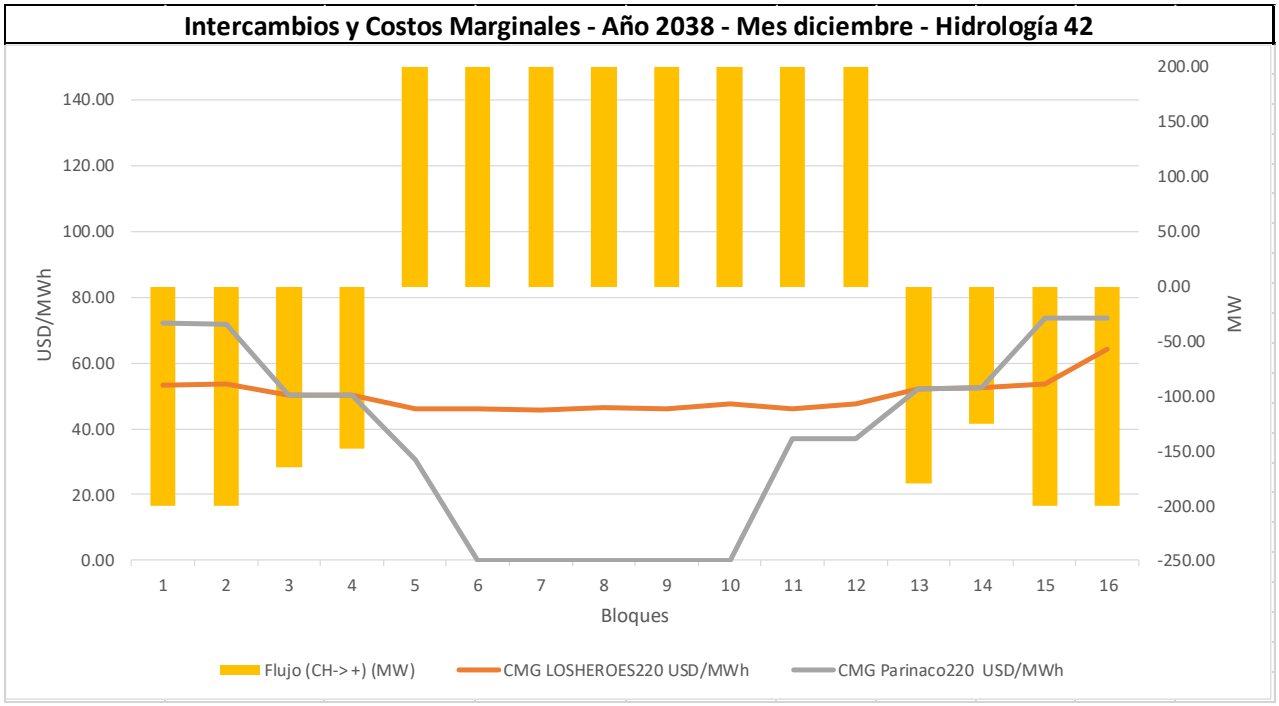
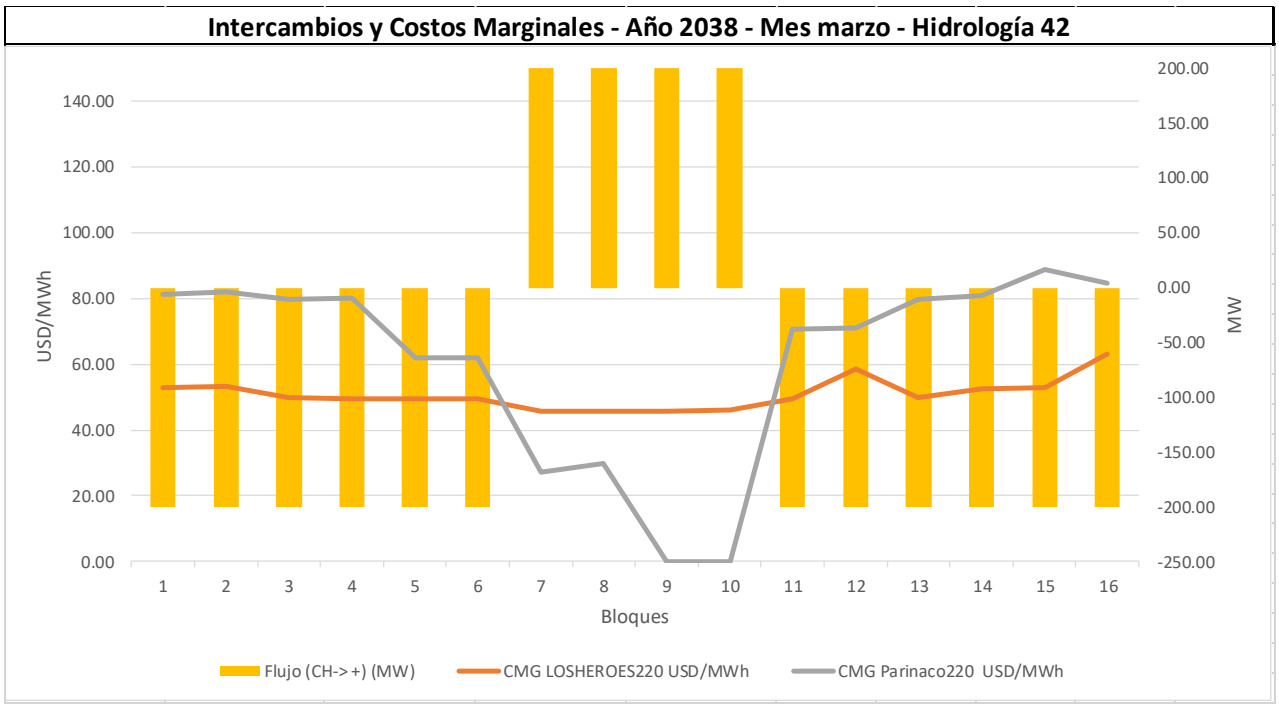
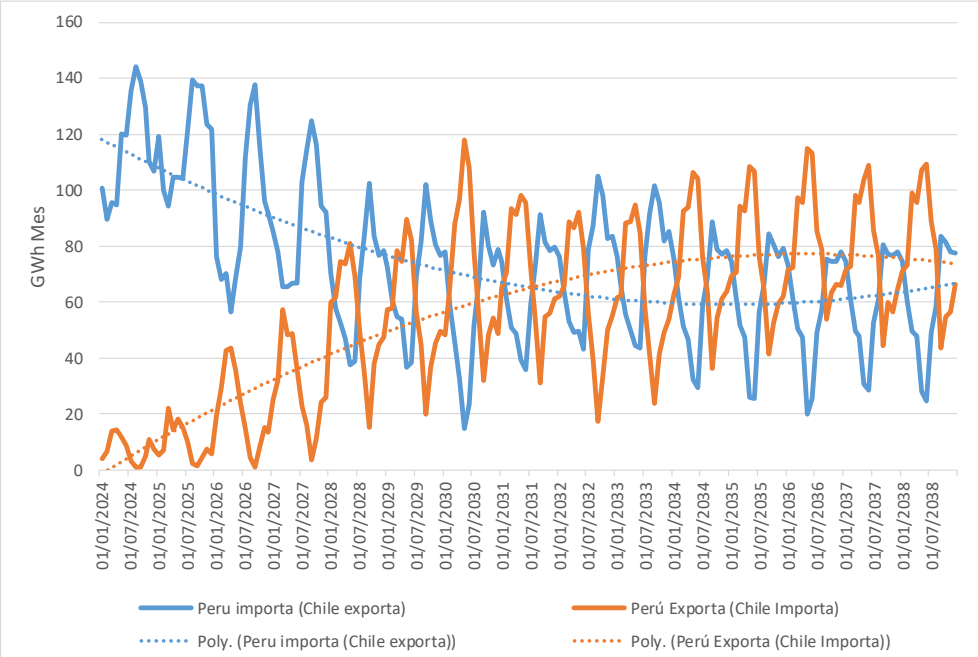


Figura 94 - Despacho de la Interconexión por Bloques de Demanda



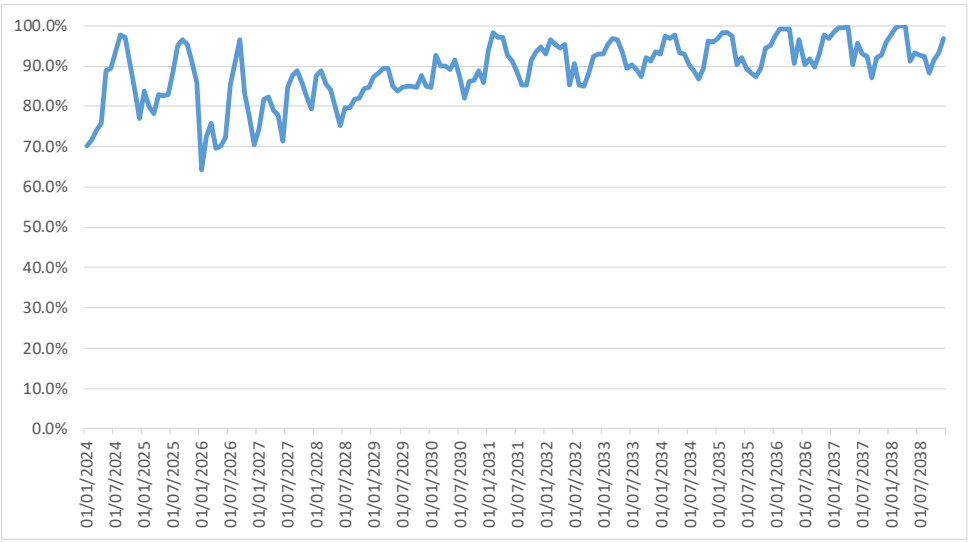
La siguiente figura muestra los intercambios medios mensuales en todo el período simulado. Se aprecia que, en forma consistente con los costos marginales, Chile inicialmente exporta la casi totalidad del tiempo, pero con valores decrecientes.

Figura 95 – Volumen de Transacciones Mensuales de Energía



La siguiente figura muestra el factor de carga de la interconexión a nivel mensual, apreciándose que el mismo se encuentra siempre en valores por encima del 65%, con un valor inicial de 70% y promedio de 85%. Hacia el final de horizonte el uso de la interconexión se estabiliza, asociado al patrón de intercambios antes descrito.

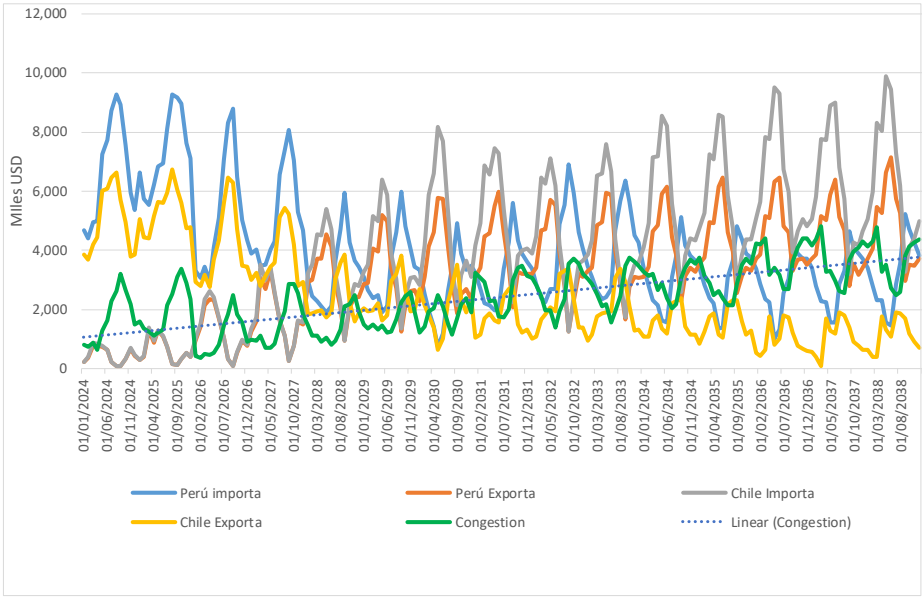
Figura 96 – factor de Carga de la Interconexión

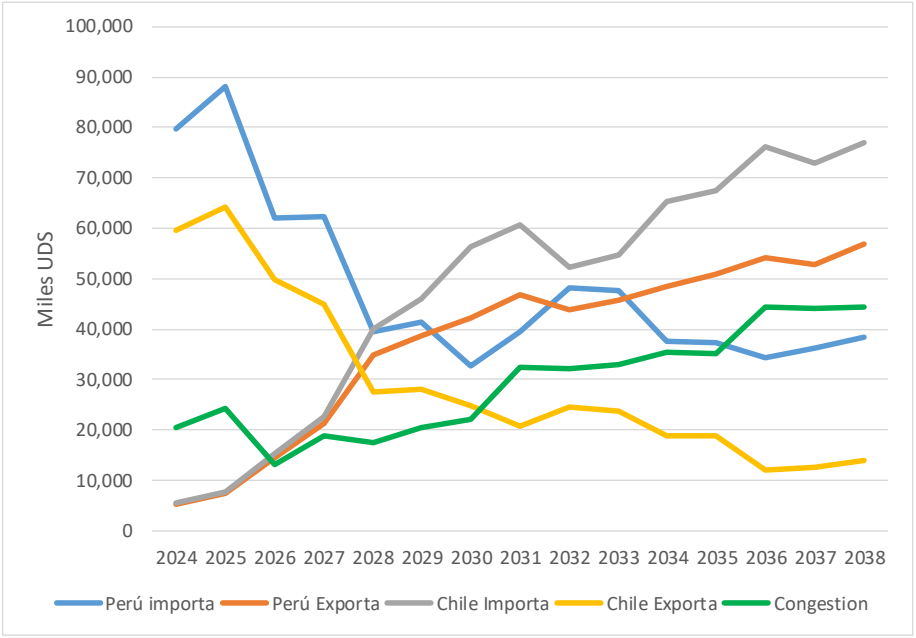


La siguiente figura muestra las transacciones económicas entre ambos países. Se puede apreciar que durante todo el período analizado se producen transacciones consistentes con los intercambios y costos marginales.

Se verifica una tendencia creciente de la renta de congestión, que refleja la misma tendencia que la diferencia de costos marginales en los extremos de la interconexión. Cabe destacarse que prácticamente el 100% del tiempo existen intercambios, aunque en algunas horas no llegan a saturar la interconexión.

Figura 97 Volumen de Transacciones Económicas Mensual y Anual (miles de USD/mes)





7 Evaluación Económica

7.1 Evaluación Global de la Interconexión

En este capítulo se presentan resultados de la evaluación económica de la interconexión. Los beneficios se calculan como la diferencia en los costos variables de operación de ambos sistemas con y sin la interconexión. Los costos variables se obtienen de las salidas proporcionadas por el modelo SDDP.

- Considerando que los sistemas se encuentran aislados.
- Considerando que los sistemas están interconectados.

Estos costos se calcularon para el caso base, y luego para las sensibilidades. Los costos medios anuales usados en el flujo de fondos que se muestra en la Tabla 77 y la Tabla 78 son el promedio de las 44 hidrologías simuladas con el modelo SDDP.

Los costos de inversión y O&M corresponde a la alternativa de interconexión back to back, tecnología LCC, con los datos que se presentan en la sección 4.8.5. Si bien los costos de las alternativas CCC y VSC aparecen como menores, dada cierta incertidumbre sobre las necesidades de compensación en estas alternativas, se adoptó como base para el estudio la alternativa más cara, que ofrece mayor certeza sobre sus costos. Se presenta la evaluación para la alternativa back to back, y para la punto a punto. Según la estimación de costos realizadas en el capítulo 4, los costos de esta alternativa son sensiblemente menores que la alternativa de interconexión punto a punto. Además, la interconexión back to back presenta un mejor nivel de confiabilidad (por favor ver la sección 4.8). No obstante, a fin de presentar un rango más amplio de alternativas, la evaluación se presenta para las dos configuraciones

A manera de sensibilidad, se presentan los resultados de la evaluación para la alternativa tecnológica CCC, tanto en la configuración back to back como punto a punto.

A fin de considerar las dificultades para estimar un precio de oferta en una licitación, debido a las razones explicadas en la sección 4.7, se ha incluido un valor de contingencia del 20%. Este valor no se refiere al costo, el cual tiene también un porcentaje de contingencia, sino a la diferencia entre el costo y los valores que pueden ser cotizados en una licitación.

Cabe destacarse que los únicos beneficios incluidos en la evaluación son los ahorros en costos variables, no considerándose otros probables beneficios como inversiones que podrían evitarse como consecuencia de la interconexión o la posibilidad de un esquema coordinado de regulación de frecuencia. Tampoco se consideraron beneficios sociales o ambientales.

Para la evaluación económica se preparó un flujo de fondos simple, que incluye la inversión, los costos de O&M de la interconexión y los beneficios, calculados como la diferencia de costos de operación totales de ambos países con y sin la interconexión.

En base a los flujos de fondos, se calcularon los parámetros típicos de evaluación económica:

- Tasa interna de Retorno (TIR)
- Valor Presente Neto (VPN)

- Año de recuperación de la inversión

Para el cálculo de dichos parámetros se utilizaron los siguientes supuestos:

- Flujo de fondos en dólares de Estados Unidos, en valores constantes de 2017.
- Los costos de operación y mantenimiento de la interconexión son 3%[6] de la inversión
- Vida útil de la interconexión de 25 años, un supuesto conservador, ya que la vida útil real suele superar ampliamente esta duración, en particular las líneas de transmisión.
- Tasas de descuento de 6, 8, 10 y 12%.
- Pérdidas en la interconexión: si bien la modelación con SDDP considera las pérdidas serie, existen también pérdidas en paralelo asociados fundamentalmente a los compensadores sincrónicos y otra compensación en las líneas. Estas pérdidas se estimaron en un 2.5%, como un porcentaje sobre el flujo en la estación conversora, y con un criterio conservador. Se supuso que los beneficios de la interconexión se reducen en ese mismo porcentaje, equivalente a suponer que las pérdidas se cubren con un menor flujo en la interconexión.
- La simulación con el modelo SDDP supuso una disponibilidad del 100% de la interconexión, pero dado que la misma está sujeta a interrupciones, se redujeron los beneficios a un porcentaje del 97%, igual a la disponibilidad estimada de la estación conversora (propia + líneas que pueden limitar el flujo en la interconexión).

Dado que las simulaciones con el modelo SDDP se realizaron para el período 2024-2038, y que las instalaciones todavía tendrían al menos 10 años más de vida útil, se hicieron dos supuestos para tener en cuenta este hecho:

- Caso 1: los beneficios del período 2039-2049 son el promedio de los mismos en los años 2034-2038.
- Caso 2: se reduce la inversión en el valor presente de la parte no amortizada a 2038.

Si bien los más correcto sería extender la simulación con el modelo SDDP hasta el año 2049, no existen datos de expansiones de la generación más allá del año 2038. Esta falta de inversiones llevaría a costos marginales muy altos, incluso llegando al costo de falla, lo que llevaría a una sobreestimación apreciable la rentabilidad de la interconexión.

Para las simulaciones se utilizó el modelo SDDP suponiendo que cada país optimiza su operación en forma individual, y luego se realizan transacciones cuando existe una diferencia de costos marginales en los nodos que son extremos de la interconexión.

7.2 En Indicadores Económicos

En la Tabla 77 se muestran los flujos de fondos y los indicadores de evaluación económica para los cuatro casos considerados. Se pueden observar valores entre altos y muy altos de TIR, lo cual no es extraño en casos de interconexiones de baja capacidad en sistemas con diversidad de costos marginales.

[6] Este es el valor requerido en los TdR, se realzaron sensibilidades para considerar un rango más amplio de valores

Tabla 77 – Flujo de Fondos y Evaluación Económica Alternativa Back-to-Back LCC (miles de USD)

Datos del Proyecto

Alternativa Interconexión Back to Back LCC		
Inversión	119,840	miles USD
Gastos O&M	3.0%	anual de la inversion
Vida útil	25	años
Pérdidas	2.5%	
Disponibilidad	97.0%	
Contingencias	20%	de la inversión

Resultados Caso 1

TIR	15.52%			
Tasa descuento	6%	8%	10%	12%
VPI	205,217	129,985	77,855	41,150
Recupero de la inversión:	2030			

Resultados Caso 2

TIR	14.32%			
Tasa descuento	6%	8%	10%	12%
VPI	125,539	80,516	46,907	21,658
Recupero de la inversión:	2030			

Flujo de Fondos - Caso 1

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039-2049
Inversión Interconección + Contingencias	43,142	57,523	43,142																
Gastos Anuales O&M de la interconexión				3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595
Costos variables sin interconexión				2,397,554	2,753,949	2,904,876	3,039,750	3,210,332	3,306,041	3,185,622	3,402,991	3,560,953	3,624,215	3,614,799	3,901,549	4,183,001	4,205,655	4,599,781	
Costos variables con interconexión				2,367,286	2,719,176	2,886,886	3,012,321	3,194,921	3,282,521	3,158,907	3,364,164	3,521,809	3,585,571	3,572,923	3,862,979	4,135,464	4,157,898	4,546,222	
Ahorro				30,268	34,773	17,990	27,429	15,411	23,520	26,715	38,827	39,144	38,644	41,876	38,570	47,537	47,757	53,559	
Ahorro ajustado por disp. Y pérdidas				28,626	32,887	17,014	25,941	14,575	22,244	25,266	36,721	37,020	36,548	39,604	36,478	44,958	45,166	50,653	43,372
Beneficio (pérdida annual)	**-43,142**	**-57,523**	**-43,142**	**25,031**	**29,291**	**13,419**	**22,346**	**10,980**	**18,649**	**21,671**	**33,125**	**33,425**	**32,952**	**36,009**	**32,882**	**41,363**	**41,571**	**47,058**	**39,777**

Flujo de Fondos - Caso 2

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039-2049
Inversión Interconección + Contingencias	43,142	57,523	43,142															-86,285	
Gastos Anuales O&M				3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	3,595	
Costos variables sin interc.				2,397,554	2,753,949	2,904,876	3,039,750	3,210,332	3,306,041	3,185,622	3,402,991	3,560,953	3,624,215	3,614,799	3,901,549	4,183,001	4,205,655	4,599,781	
Costos variables con interc.				2,367,286	2,719,176	2,886,886	3,012,321	3,194,921	3,282,521	3,158,907	3,364,164	3,521,809	3,585,571	3,572,923	3,862,979	4,135,464	4,157,898	4,546,222	
Ahorro				30,268	34,773	17,990	27,429	15,411	23,520	26,715	38,827	39,144	38,644	41,876	38,570	47,537	47,757	53,559	
Ahorro ajustado por disp. Y pérdidas				28,626	32,887	17,014	25,941	14,575	22,244	25,266	36,721	37,020	36,548	39,604	36,478	44,958	45,166	50,653	
Beneficio (pérdida annual)	**-43,142**	**-57,523**	**-43,142**	**25,031**	**29,291**	**13,419**	**22,346**	**10,980**	**18,649**	**21,671**	**33,125**	**33,425**	**32,952**	**36,009**	**32,882**	**41,363**	**41,571**	**133,343**	**0**

Flujo de Fondos y Evaluación Económica Alternativa Punto a punto LCC (miles de USD)

Datos del Proyecto

Alternativa Interconexión Point to point LCC		
Inversión	141,240	miles USD
Gastos O&M	3.0%	anual de la inversion
Vida útil	25	años
Pérdidas	2.5%	
Disponibilidad	97.0%	
Contingencias	20%	de la inversión

Resultados Caso 1

TIR	13.29%			
Tasa descuento	6%	8%	10%	12%
VPI	175,330	102,420	52,155	16,991
Recupero de la inversión:	2031			

Resultados Caso 2

TIR	12.00%			
Tasa descuento	6%	8%	10%	12%
VPI	102,824	57,954	24,728	-2
Recupero de la inversión:	2031			

Flujo de Fondos - Caso 1

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039-2049
Inversión Interconección + Contingencias	50,846	67,795	50,846																
Gastos Anuales O&M de la interconexión				4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237
Costos variables sin interconexión				2,397,554	2,753,949	2,904,876	3,039,750	3,210,332	3,306,041	3,185,622	3,402,991	3,560,953	3,624,215	3,614,799	3,901,549	4,183,001	4,205,655	4,599,781	
Costos variables con interconexión				2,367,286	2,719,176	2,886,886	3,012,321	3,194,921	3,282,521	3,158,907	3,364,164	3,521,809	3,585,571	3,572,923	3,862,979	4,135,464	4,157,898	4,546,222	
Ahorro				30,268	34,773	17,990	27,429	15,411	23,520	26,715	38,827	39,144	38,644	41,876	38,570	47,537	47,757	53,559	
Ahorro ajustado por disp. Y pérdidas				28,626	32,887	17,014	25,941	14,575	22,244	25,266	36,721	37,020	36,548	39,604	36,478	44,958	45,166	50,653	43,372
Beneficio (pérdida annual)	**-50,846**	**-67,795**	**-50,846**	**24,389**	**28,649**	**12,777**	**21,704**	**10,338**	**18,007**	**21,029**	**32,483**	**32,783**	**32,310**	**35,367**	**32,240**	**40,721**	**40,929**	**46,416**	**39,135**

Flujo de Fondos - Caso 2

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039-2049
Inversión Interconección + Contingencias	50,846	67,795	50,846															-101,693	
Gastos Anuales O&M				4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	4,237	
Costos variables sin interc.				2,397,554	2,753,949	2,904,876	3,039,750	3,210,332	3,306,041	3,185,622	3,402,991	3,560,953	3,624,215	3,614,799	3,901,549	4,183,001	4,205,655	4,599,781	
Costos variables con interc.				2,367,286	2,719,176	2,886,886	3,012,321	3,194,921	3,282,521	3,158,907	3,364,164	3,521,809	3,585,571	3,572,923	3,862,979	4,135,464	4,157,898	4,546,222	
Ahorro				30,268	34,773	17,990	27,429	15,411	23,520	26,715	38,827	39,144	38,644	41,876	38,570	47,537	47,757	53,559	
Ahorro ajustado por disp. Y pérdidas				28,626	32,887	17,014	25,941	14,575	22,244	25,266	36,721	37,020	36,548	39,604	36,478	44,958	45,166	50,653	
Beneficio (pérdida annual)	**-50,846**	**-67,795**	**-50,846**	**24,389**	**28,649**	**12,777**	**21,704**	**10,338**	**18,007**	**21,029**	**32,483**	**32,783**	**32,310**	**35,367**	**32,240**	**40,721**	**40,929**	**148,109**	**0**

Flujo de Fondos y Evaluación Económica Alternativa Back to back CCC (miles de USD)

Datos del Proyecto

Alternativa Interconexión Back to Back CCC		
Inversión	61,710	miles USD
Gastos O&M	3.0%	anual de la inversion
Vida útil	25	años
Pérdidas	2.5%	
Disponibilidad	97.0%	
Contingencias	20%	de la inversión

Resultados Caso 1

TIR	27.06%			
Tasa descuento	6%	8%	10%	12%
VPI	286,403	204,861	147,664	106,775
Recupero de la inversión:	2026			

Resultados Caso 2

TIR	26.46%			
Tasa descuento	6%	8%	10%	12%
VPI	187,243	141,802	107,152	80,493
Recupero de la inversión:	2026			

Flujo de Fondos - Caso 1

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039-2049
Inversión Interconección + Contingencias	22,216	29,621	22,216																
Gastos Anuales O&M de la interconexión				1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851
Costos variables sin interconexión				2,397,554	2,753,949	2,904,876	3,039,750	3,210,332	3,306,041	3,185,622	3,402,991	3,560,953	3,624,215	3,614,799	3,901,549	4,183,001	4,205,655	4,599,781	
Costos variables con interconexión				2,367,286	2,719,176	2,886,886	3,012,321	3,194,921	3,282,521	3,158,907	3,364,164	3,521,809	3,585,571	3,572,923	3,862,979	4,135,464	4,157,898	4,546,222	
Ahorro				30,268	34,773	17,990	27,429	15,411	23,520	26,715	38,827	39,144	38,644	41,876	38,570	47,537	47,757	53,559	
Ahorro ajustado por disp. Y pérdidas				28,626	32,887	17,014	25,941	14,575	22,244	25,266	36,721	37,020	36,548	39,604	36,478	44,958	45,166	50,653	43,372
Beneficio (pérdida annual)	**-22,216**	**-29,621**	**-22,216**	**26,775**	**31,035**	**15,163**	**24,090**	**12,724**	**20,393**	**23,414**	**34,869**	**35,169**	**34,696**	**37,753**	**34,626**	**43,107**	**43,315**	**48,802**	**41,521**

Flujo de Fondos - Caso 2

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039-2049
Inversión Interconección + Contingencias	22,216	29,621	22,216															-44,431	
Gastos Anuales O&M				1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851	
Costos variables sin interc.				2,397,554	2,753,949	2,904,876	3,039,750	3,210,332	3,306,041	3,185,622	3,402,991	3,560,953	3,624,215	3,614,799	3,901,549	4,183,001	4,205,655	4,599,781	
Costos variables con interc.				2,367,286	2,719,176	2,886,886	3,012,321	3,194,921	3,282,521	3,158,907	3,364,164	3,521,809	3,585,571	3,572,923	3,862,979	4,135,464	4,157,898	4,546,222	
Ahorro				30,268	34,773	17,990	27,429	15,411	23,520	26,715	38,827	39,144	38,644	41,876	38,570	47,537	47,757	53,559	
Ahorro ajustado por disp. Y pérdidas				28,626	32,887	17,014	25,941	14,575	22,244	25,266	36,721	37,020	36,548	39,604	36,478	44,958	45,166	50,653	
Beneficio (pérdida annual)	**-22,216**	**-29,621**	**-22,216**	**26,775**	**31,035**	**15,163**	**24,090**	**12,724**	**20,393**	**23,414**	**34,869**	**35,169**	**34,696**	**37,753**	**34,626**	**43,107**	**43,315**	**93,233**	**0**

Datos del Proyecto

Alternativa Interconexión Point to point CCC		
Inversión	83,740	miles USD
Gastos O&M	3.0%	anual de la inversion
Vida útil	25	años
Pérdidas	2.5%	
Disponibilidad	97.0%	
Contingencias	20%	de la inversión

Resultados Caso 1

TIR	21.16%			
Tasa descuento	6%	8%	10%	12%
VPI	255,635	176,485	121,208	81,904
Recupero de la inversión:	2027			

Resultados Caso 2

TIR	20.26%			
Tasa descuento	6%	8%	10%	12%
VPI	163,858	118,576	84,320	58,196
Recupero de la inversión:	2027			

Flujo de Fondos - Caso 1

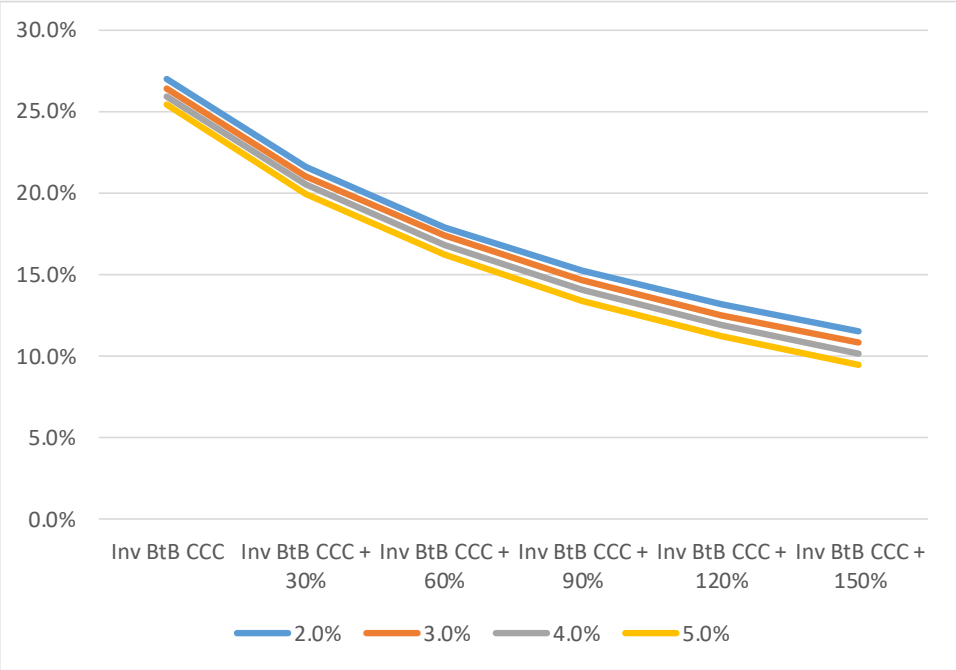
Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039-2049
Inversión Interconección + Contingencias	30,146	40,195	30,146																
Gastos Anuales O&M de la interconexión				2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512
Costos variables sin interconexión				2,397,554	2,753,949	2,904,876	3,039,750	3,210,332	3,306,041	3,185,622	3,402,991	3,560,953	3,624,215	3,614,799	3,901,549	4,183,001	4,205,655	4,599,781	
Costos variables con interconexión				2,367,286	2,719,176	2,886,886	3,012,321	3,194,921	3,282,521	3,158,907	3,364,164	3,521,809	3,585,571	3,572,923	3,862,979	4,135,464	4,157,898	4,546,222	
Ahorro				30,268	34,773	17,990	27,429	15,411	23,520	26,715	38,827	39,144	38,644	41,876	38,570	47,537	47,757	53,559	
Ahorro ajustado por disp. Y pérdidas				28,626	32,887	17,014	25,941	14,575	22,244	25,266	36,721	37,020	36,548	39,604	36,478	44,958	45,166	50,653	43,372
Beneficio (pérdida annual)	**-30,146**	**-40,195**	**-30,146**	**26,114**	**30,374**	**14,502**	**23,429**	**12,063**	**19,732**	**22,754**	**34,208**	**34,508**	**34,035**	**37,092**	**33,965**	**42,446**	**42,654**	**48,141**	**40,860**

Flujo de Fondos - Caso 2

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039-2049
Inversión Interconección + Contingencias	30,146	40,195	30,146															-60,293	
Gastos Anuales O&M				2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	
Costos variables sin interc.				2,397,554	2,753,949	2,904,876	3,039,750	3,210,332	3,306,041	3,185,622	3,402,991	3,560,953	3,624,215	3,614,799	3,901,549	4,183,001	4,205,655	4,599,781	
Costos variables con interc.				2,367,286	2,719,176	2,886,886	3,012,321	3,194,921	3,282,521	3,158,907	3,364,164	3,521,809	3,585,571	3,572,923	3,862,979	4,135,464	4,157,898	4,546,222	
Ahorro				30,268	34,773	17,990	27,429	15,411	23,520	26,715	38,827	39,144	38,644	41,876	38,570	47,537	47,757	53,559	
Ahorro ajustado por disp. Y pérdidas				28,626	32,887	17,014	25,941	14,575	22,244	25,266	36,721	37,020	36,548	39,604	36,478	44,958	45,166	50,653	
Beneficio (pérdida annual)	**-30,146**	**-40,195**	**-30,146**	**26,114**	**30,374**	**14,502**	**23,429**	**12,063**	**19,732**	**22,754**	**34,208**	**34,508**	**34,035**	**37,092**	**33,965**	**42,446**	**42,654**	**108,434**	**0**

En la siguiente figura se muestra como varía la TIR de la interconexión con la inversión total y con el porcentaje de gastos de O&M, tomando como referencia la alternativa de interconexión back-to-back CCC. El rango incluye todas las alternativas tecnológicas más un 10% por encima de la alternativa más cara, punto a punto LCC

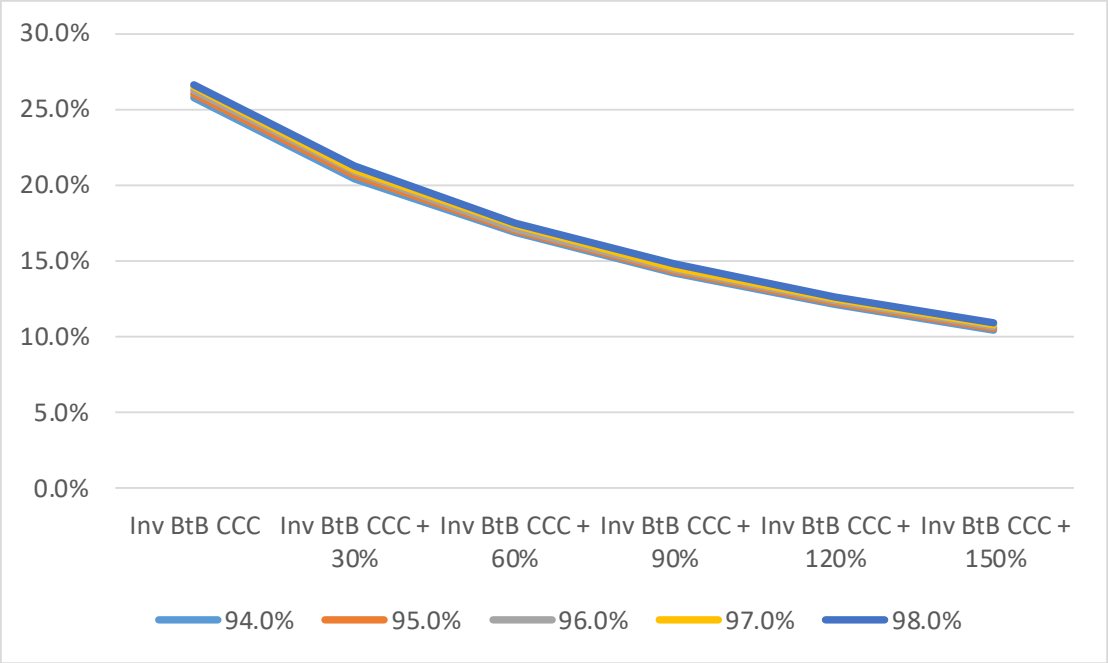
Figura 98 – Variación de la TIR con la Inversión y los Gastos de O&M



Se aprecia una influencia muy reducida de los gastos de operación y mantenimiento, dado que estos sólo son significativos en los años iniciales, por las razones antes expuestas.

Una segunda sensibilidad considera el efecto de la inversión y la disponibilidad de la interconexión. Se verifica un efecto muy reducido de cambios en la disponibilidad dentro del rango de valores razonables de esta. Se verificó además, que aun con una disponibilidad del 75%, la TIR de la alternativa back to back LCC se reduce hasta el 9.3%, valor aun adecuado para la selección del proyecto.

Figura 99 – Variación de la TIR con la Inversión y la Disponibilidad de la Interconexión



7.3 Evaluaciones por País

Se calcularon para el caso base y las sensibilidades los beneficios por país, lo cual requiere de la definición de criterios para valorar los intercambios. Este análisis re realizó con la alternativa de interconexión Back-to Back con tecnología CCC.

Las hipótesis para la valoración del beneficio social en cada país, consistente con la teoría económica, son aquellos que, tal como requieren los TdR, fueron usados en el proyecto SINEA:

- Las ventas de energía se valoran al costo marginal en el nodo en el país exportador que limita la interconexión, y se consideran un beneficio para dicho país. Este el precio al cual compraría la energía una demanda ubicada en el nodo frontera.
- Las compras de energía se valoran al costo marginal en el nodo en el país importador que limita la interconexión, y se consideran un costo para dicho país. Este el precio al cual vendería la energía un generador ubicado en el nodo frontera.
- Las rentas de congestión, calculadas en cada bloque como la energía transada en el interconector multiplicada por la diferencia de costos marginales en los nodos extremos de la interconexión, se supone se divide por mitades entre ambos países. Este criterio es equivalente a suponer que los países acuerdan que las transacciones de importación o exportación se realizan al promedio de los precios (costos marginales) casados en cada país.

Esas hipótesis, consistentes con la existencia de mercados de electricidad[7], conducen a que el flujo de fondos neto de cada país, es positivo, lo que significa que ningún país se perjudica por el intercambio.

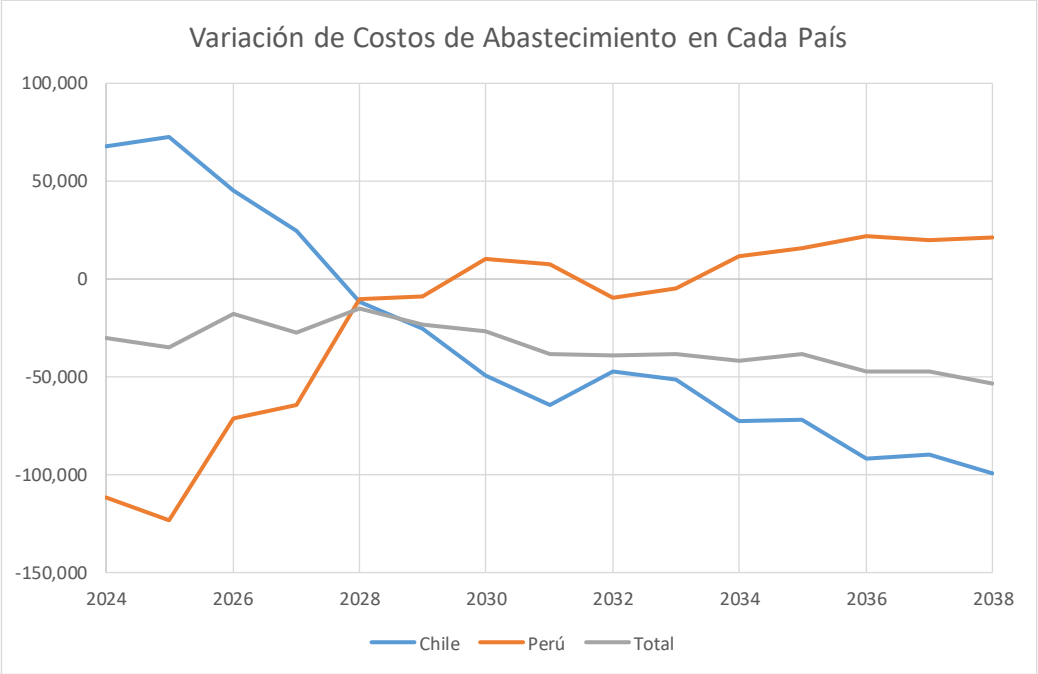
Por lo tanto, los beneficios en cada país se calcularon como la diferencia de los costos incrementales para abastecer la demanda con y sin el interconector. Los componentes del flujo de fondos para la evaluación de la inversión en cada país son:

- Costo variable para abastecer la demanda sin el interconector menos el Costo variable para abastecer la demanda con el interconector
- Menos 50% del CAPEX y OPEX de la interconexión
- Menos costo de las importaciones valoradas al costo marginal en el país.
- Mas los ingresos por venta de energía valorados al costo marginal en el país
- Mas el 50% de la renta de congestión

Esta diferencia da el cambio de beneficio social en cada país, total suponiendo que la demanda no cambia por el efecto de los intercambios.

En la Figura 100 se muestran los cambios en los costos variables de cada país por efecto de la interconexión.

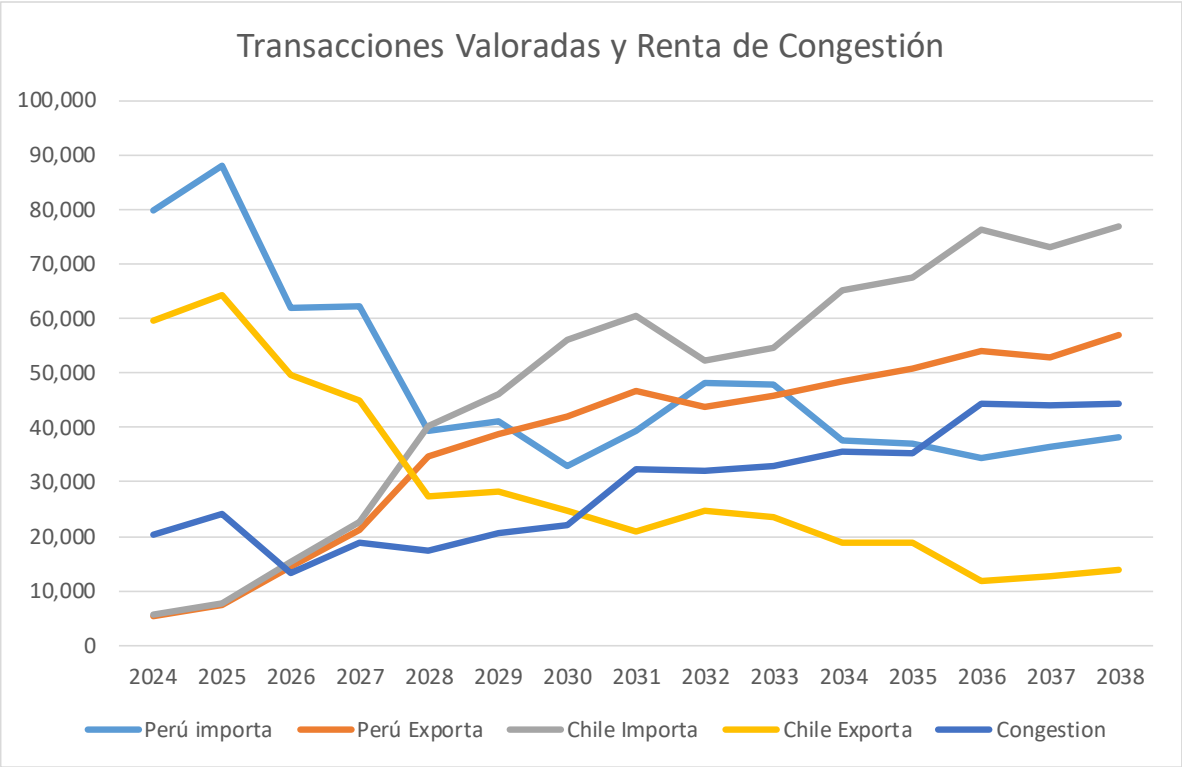
Figura 100 – Diferencia de Costos Variables en cada País con y sin la Interconexión (miles de USD)



[7] Aunque también válidos en casos de países sin mercado eléctrico.

La siguiente figura muestra las transacciones económicas entre ambos países. Esta figura muestra a nivel mensual los valores anuales presentados en la Figura 97.

Figura 101 – Transacciones Económicas y Renta de Congestión ente ambos países (miles de USD)



Las siguientes tablas muestran los resultados del cálculo de los indicadores económicos para cada país, usando las hipótesis antes enunciados, y para los dos casos de consideración de la vida útil formuladas. La tabla supone la alternativa de interconexión back to back LCC, que es más conservadora que la alternativa más económica back to back CCC.

Tabla 78 – Flujo de Fondos de Cada País en Miles de USD (miles de USD) – Alternativa Back to Back LCC

Flujo de Fondos Chile - Caso 1

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039-2049
50% Inversión	21,571	28,762	21,571															0	
50% Gastos Anuales O&M				1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	
Cambio costos variables				43,479	46,694	29,237	15,636	-7,829	-16,575	-31,789	-41,436	-30,622	-33,220	-46,801	-46,381	-59,082	-57,921	-64,088	
Importaciones				5,271	7,291	14,571	21,328	37,971	43,582	53,143	57,343	49,450	51,725	61,755	63,845	72,129	69,070	72,729	
Exportaciones				56,401	60,688	47,009	42,434	25,902	26,587	23,480	19,707	23,308	22,384	17,727	17,731	11,293	11,857	13,062	
50% renta congestión				9,654	11,455	6,215	8,860	8,231	9,685	10,443	15,299	15,135	15,634	16,780	16,632	21,014	20,852	20,997	
Beneficio (pérdida annual)	**-21,571**	**-28,762**	**-21,571**	**15,507**	**16,361**	**7,618**	**12,532**	**2,193**	**7,467**	**10,773**	**17,301**	**17,818**	**17,716**	**17,757**	**15,102**	**17,463**	**19,762**	**23,619**	**18,740**

		Tasa	6%	8%	10%	12%
TIR=	**15.8%**	**VPN**	**100,666**	**64,446**	**39,253**	**21,440**

Flujo de Fondos Perú - Caso 1

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039-2049
50% Inversión	21,571	28,762	21,571															0	
50% Gastos Anuales O&M				1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	
Cambio costos variables				-72,103	-79,581	-46,253	-41,577	-6,747	-5,664	6,522	4,715	-6,401	-3,324	7,197	9,902	14,119	12,755	13,431	
Importaciones				75,437	83,348	58,619	58,908	37,319	39,036	31,021	37,229	45,536	45,168	35,433	35,151	32,421	34,360	36,219	
Exportaciones				4,999	7,040	13,755	20,082	32,927	36,657	39,797	44,270	41,409	43,243	45,899	48,001	51,232	49,868	53,895	
50% renta congestión				9,654	11,455	6,215	8,860	8,231	9,685	10,443	15,299	15,135	15,634	16,780	16,632	21,014	20,852	20,997	
Beneficio (pérdida annual)	**-21,571**	**-28,762**	**-21,571**	**9,522**	**12,931**	**5,806**	**9,813**	**8,788**	**11,173**	**10,901**	**15,827**	**15,611**	**15,235**	**18,252**	**17,782**	**23,908**	**21,806**	**23,444**	**21,038**

		Tasa	6%	8%	10%	12%
TIR	**15.2%**	**VPN**	**104,564**	**65,548**	**38,608**	**19,715**

Flujo de Fondos Chile - Caso 2

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039-2049
50% Inversión	21,571	28,762	21,571															-43,142	
50% Gastos Anuales O&M				1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	
Cambio costos variables				43,479	46,694	29,237	15,636	-7,829	-16,575	-31,789	-41,436	-30,622	-33,220	-46,801	-46,381	-59,082	-57,921	-64,088	
Importaciones				5,271	7,291	14,571	21,328	37,971	43,582	53,143	57,343	49,450	51,725	61,755	63,845	72,129	69,070	72,729	
Exportaciones				56,401	60,688	47,009	42,434	25,902	26,587	23,480	19,707	23,308	22,384	17,727	17,731	11,293	11,857	13,062	
50% renta congestión				9,654	11,455	6,215	8,860	8,231	9,685	10,443	15,299	15,135	15,634	16,780	16,632	21,014	20,852	20,997	
Beneficio (pérdida annual)	**-21,571**	**-28,762**	**-21,571**	**15,507**	**16,361**	**7,618**	**12,532**	**2,193**	**7,467**	**10,773**	**17,301**	**17,818**	**17,716**	**17,757**	**15,102**	**17,463**	**19,762**	**66,762**	**0**

		Tasa	6%	8%	10%	12%
TIR=	**14.8%**	**VPN**	**63,999**	**41,762**	**25,120**	**12,580**

Flujo de Fondos Perú - Caso 2

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039-2049
50% Inversión	21,571	28,762	21,571															-43,142	
50% Gastos Anuales O&M				1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	1,798	
Cambio costos variables				-72,103	-79,581	-46,253	-41,577	-6,747	-5,664	6,522	4,715	-6,401	-3,324	7,197	9,902	14,119	12,755	13,431	
Importaciones				75,437	83,348	58,619	58,908	37,319	39,036	31,021	37,229	45,536	45,168	35,433	35,151	32,421	34,360	36,219	
Exportaciones				4,999	7,040	13,755	20,082	32,927	36,657	39,797	44,270	41,409	43,243	45,899	48,001	51,232	49,868	53,895	
50% renta congestión				9,654	11,455	6,215	8,860	8,231	9,685	10,443	15,299	15,135	15,634	16,780	16,632	21,014	20,852	20,997	
Beneficio (pérdida annual)	**-21,571**	**-28,762**	**-21,571**	**9,522**	**12,931**	**5,806**	**9,813**	**8,788**	**11,173**	**10,901**	**15,827**	**15,611**	**15,235**	**18,252**	**17,782**	**23,908**	**21,806**	**66,586**	**0**

		Tasa	6%	8%	10%	12%
TIR	**13.9%**	**VPN**	**61,547**	**38,758**	**21,790**	**9,081**

Tabla 79 – Comparación de Indicadores Económicos entre los Casos 1 y 2 (VPN en miles USD)

Indicador	Caso 1		Caso 2	
	Chile	Perú	Chile	Perú
TIR	15.8%	15.2%	14.8%	13.9%
VPN 6%	100,666	104,564	63,999	61,547
VPN 8%	64,446	65,548	41,762	38,758
VPN 10%	39,253	38,608	25,120	21,790
VPN 12%	21,440	19,715	12,580	9,081
PRI	2030	2031	2030	2031

Dado la muy alta TIR del proyecto, hay poca diferencia en la TIR en los casos 1 y 2, ya que el flujo de fondos actualizado se hace muy poco significativo a partir del año 2038, en el cual se diferencian los dos casos planteados. Para este año el factor de actualización al año 2021 es de 0.006, así que el valor actualizado del flujo de costos a partir de este año es muy poco significativo.

Como una verificación adicional se calculó la TIR de cada país para las alternativas de estación conversora Punto a Punto con tecnología LCC y CCC, y back to back con tecnología CCC. Los valores de TIR resultantes se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 80 – TIR por País para las Alternativas de Estación Conversora Estudiadas

Alternativa	Caso 1		Caso 2	
	Chile	Perú	Chile	Perú
BtB LCC	15.8%	15.2%	14.8%	13.9%
BtB CCC	28.3%	25.9%	27.8%	25.2%
PtP LCC	13.5%	13.1%	12.3%	11.7%
PtP CCC	21.9%	20.5%	21.1%	19.5%

7.4 Sensibilidades

Las sensibilidades acordadas con las delegaciones de ambos países son las siguientes:

- **S1**: Suponer el mismo precio del gas natural en ambos países, para identificar las razones estructurales (diversidad hidrológica, decalaje de picos, curvas de carga, etc.) que justifiquen los intercambios de electricidad. Este análisis de sensibilidad no tiene carácter económico, dado que ambos países nunca tendrían igualdad de precios de gas, debido a la premisa que el Perú es país productor de gas mientras que Chile es importador, sino técnico, ya que se refiere a la complementariedad de factores de producción de energía, disponibilidad de energéticos, comportamiento de la demanda y la estructura del parque generador propio de cada país. Por lo tanto sólo se presentan los resultados sobre intercambios físicos potenciales.

- Analizar el impacto de la interconexión sobre eventos que pudieran afectar la seguridad del servicio o elevar apreciablemente los precios en los mercados eléctricos de ambos o alguno de los dos países. Para ellos se realizarán simulaciones de corta duración (un año), manteniendo las curvas de valor de agua, pero suponiendo una serie de eventos que puedan producir los efectos antes mencionados. Los eventos simulados son:

    - **S2**: En Chile, Pérdida de la línea de 500 kV entre el SIC y el SING durante un mes (noviembre de 2025)

    - **S3**: Perú, pérdida de la central hidroeléctrica Mantaro durante un mes (febrero de 2025).

- **S4**: Analizar el caso cuando el costo variable de generación con carbón en Chile supera al costo de generación con gas natural. Esto se simuló mediante la introducción de un precio a las emisiones de CO2. Se analizaron dos casos, precio del CO2 sólo en Chile, y luego en ambos países.

- **S5**: Suponer la construcción de una nueva interconexión en 500 KV y evaluar el impacto sobre la interconexión en 220 KV. Se supuso una interconexión en corriente continua de 800 MW de capacidad entre las subestaciones Crucero y Montalvo.

- **S6**: se supuso un 30% adicional de generación renovable en Chile. No se aplicó este porcentaje de aumento a la producción hidroeléctrica.

- **S7**: se supuso un 30% menos de generación renovable en Chile. No se aplicó este porcentaje de aumento a la producción hidroeléctrica.

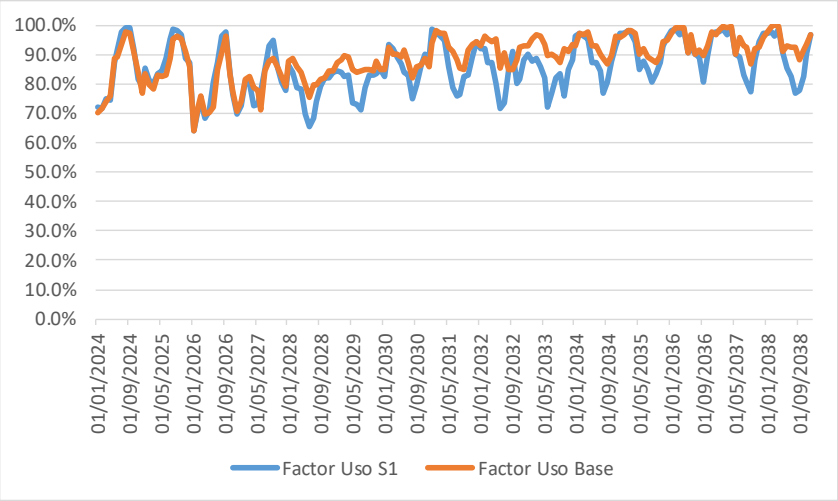
En las siguientes secciones se muestran resultados representativos de estas sensibilidades, los cuales se adaptan al efecto que se deseó analizar en cada caso. Por lo tanto, las figuras y tablas presentadas son diferentes en cada caso.

7.5 Sensibilidad 1 – Iguales Precios del Gas Natural en Ambos Países

En esta sensibilidad se redujo el precio del gas natural en Chile en 2.65 USD/MMBTU, de forma tal de igualar los valores del mismo en ambos mercados. Se muestran a continuación los resultados obtenidos.

La siguiente figura muestra el factor de uso del interconector comparado con el mismo parámetro en el caso base. Los valores son muy similares, ligeramente menores en esta sensibilidad, lo cual era esperable dado la ligeramente menor diversidad de costos marginales. Los valores medios son 89% en el caso base, y 86% en esta sensibilidad.

Figura 102 – Factor de Uso de la Interconexión



La siguiente figura muestra los intercambios energéticos en esta sensibilidad y el caso base. Los volúmenes promedio transados son de 1557 GWh/año en el caso base y 1504 en esta sensibilidad. Chile aumenta sus ventas de 893 GWh/año a 964 GWh/año, mientras que Perú las reduce de 664 GWh/año a 539GWh/año.

Figura 103 – Intercambios de Energía

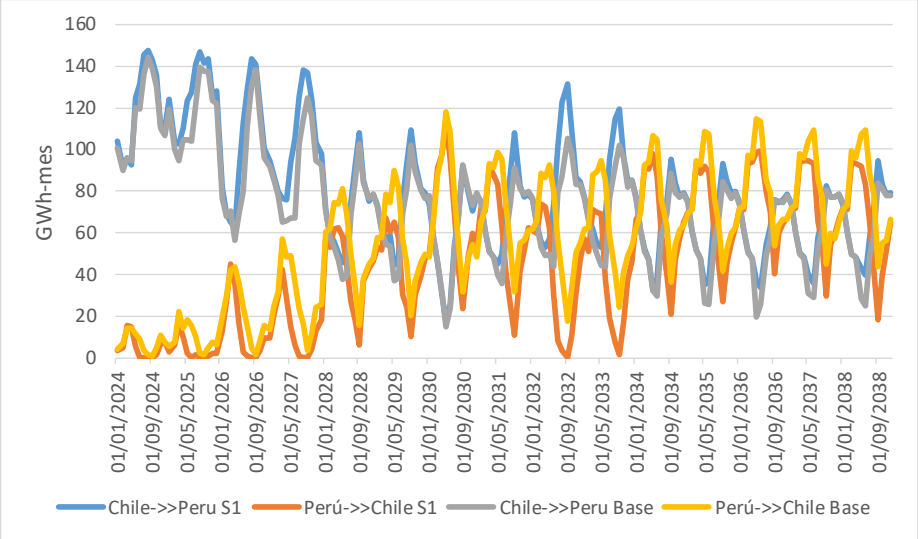
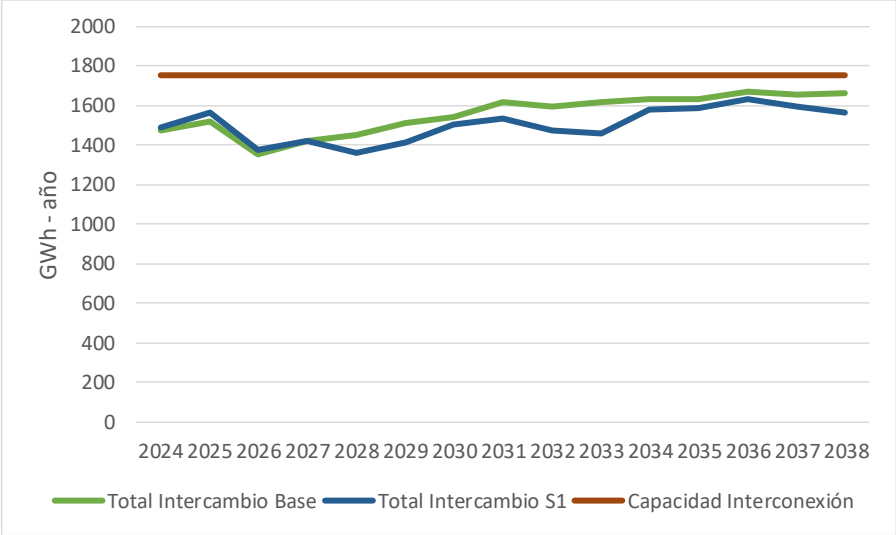


Figura 104 – Intercambios Medios Anuales y Capacidad de la Interconexión



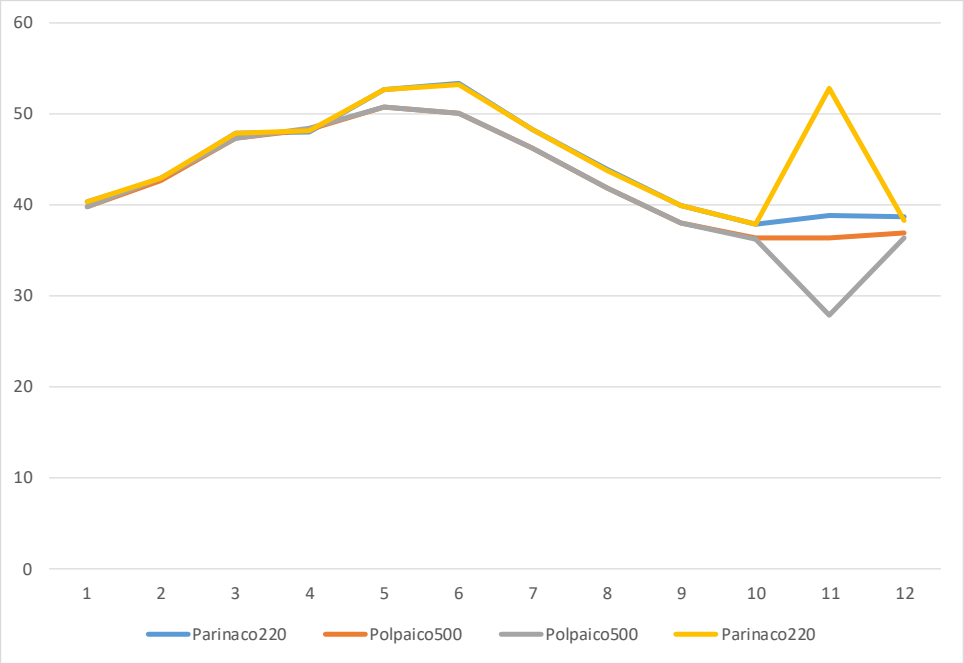
Cabe destacarse que la posible complementariedad hidrológica identificada en la sección 6.2.3 no queda evidenciada, dado la importante diferencia de costos marginales cuando margina el carbón.

7.6 Sensibilidad 2 – Evento en Chile

En esta sensibilidad se analiza el impacto de la interconexión sobre un evento en Chile que puede afectar la seguridad del servicio o elevar apreciablemente el precio en su mercado eléctrico. Para ello se simuló la pérdida de la línea SIC-SING durante el mes de noviembre de 2025, manteniendo las curvas de valor de agua. Este es evento que mayor influencia puede tener sobre el comercio de electricidad entre Chile Y Perú, ya que su efecto es mayor que la salida de servicio de una central mayor u otra línea.

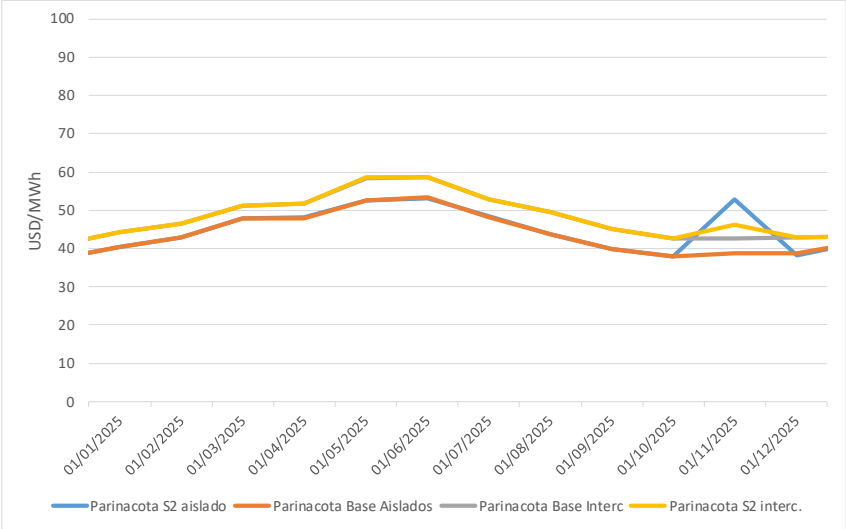
La siguiente figura muestra en costo marginal en los nodos Polpaico500kV y Parinacota 220kV en el caso base y con la simulación de la desconexión SIC-SING, en el caso en que ambos sistemas están aislados. El impacto se limita al mes en que ocurre la falla, y es reducido, dado la abundante reserva de generación en Chile. Finalmente, la consecuencia es la reducción de las exportaciones.

Figura 105 – Costos Marginales en el caso de Chile y Perú no Interconectados



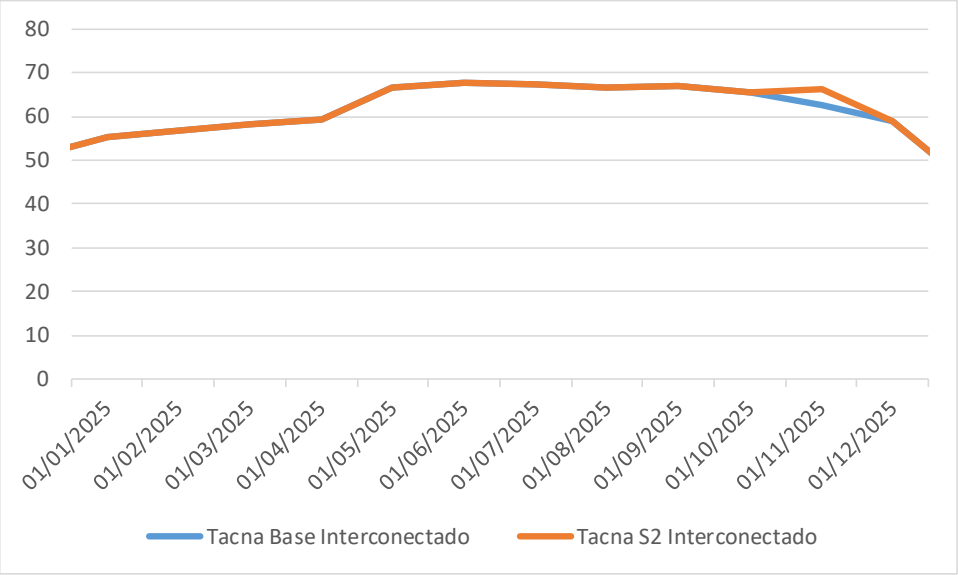
Los resultados muestran que el efecto de la falla es un aumento del costo marginal en el SING, y una reducción en el SIC. La siguiente figura muestra los costos marginales en el nodo Parinacota en el caso base e interconectados, con y sin la falla simulada. Se aprecia que el efecto de la interconexión es reducir el incremento de costo marginal en esta subestación.

Figura 106 – Costos Marginales en el Nodo Parinacota con y sin la Falla Simulada en 2025



La siguiente figura muestra los costos marginales en el nodo Tacna220kV, en el caso base con interconexión y en esta sensibilidad también con interconexión. Se aprecia un incremento en el costo marginal en este nodo, como consecuencia de la necesidad de usar recursos más caros en Perú por las menores exportaciones de Chile a Perú.

Figura 107 Costos marginales en el Nodo Tacna220kV con y sin la falla simulada.

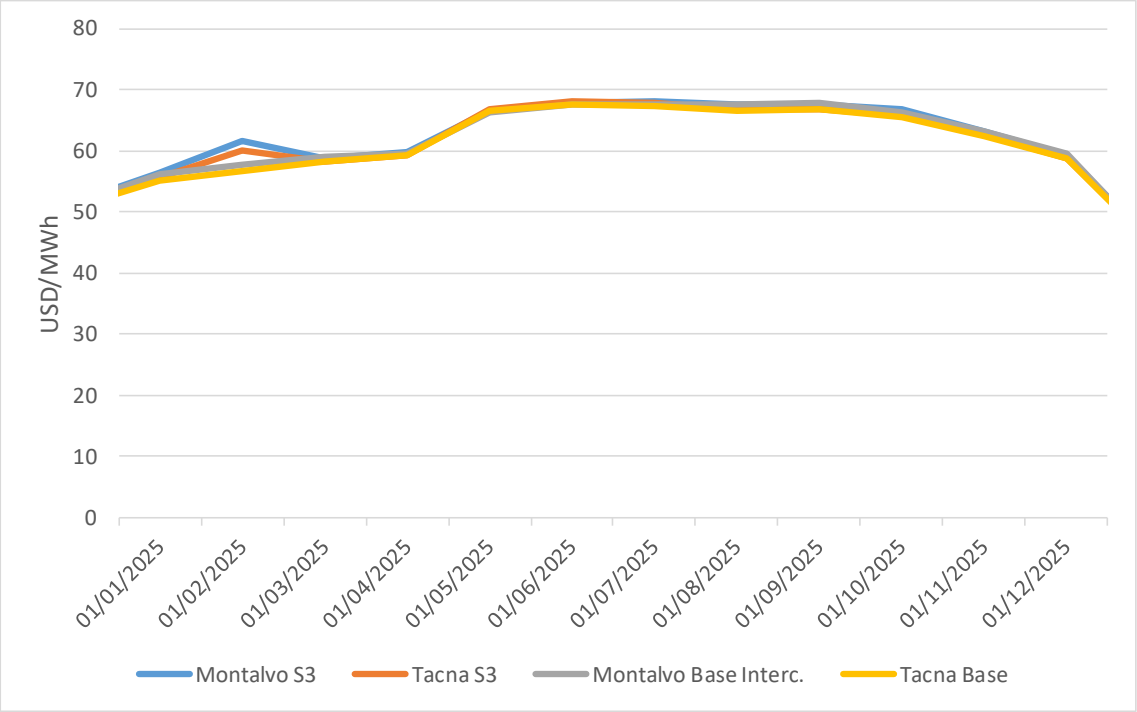


Se concluye que la abundante reserva en ambos países hace que la salida de servicio no programada de una línea relevante tenga sólo un efecto menor sobre los costos marginales, que es parcialmente atenuada por una disminución de las exportaciones.

7.7 Sensibilidad 3 – Evento en Perú

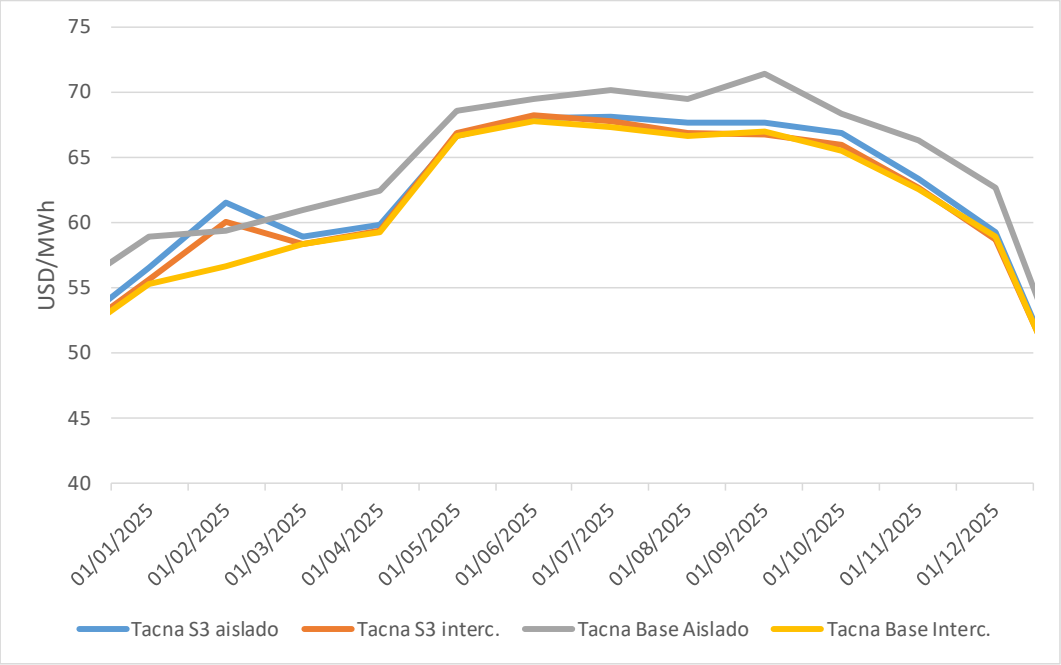
En esta sensibilidad se analiza el impacto de la interconexión sobre un evento en Perú que puede afectar la seguridad del servicio o elevar apreciablemente el precio en su mercado eléctrico. Para ello se simuló la pérdida de la central Mantaro durante el mes de febrero de 2025, manteniendo las curvas de valor de agua. La figura siguiente muestra el impacto d la salida de Mantaro sobre los costos marginales en los nodos Tacna220kV y Montalvo 500kV. Se aprecia un impacto moderado, debido a la adecuada reserva disponible en Perú.

Figure 108 – Costos Marginales en Nodos Montalvo500kV y Tacna220kV en Caso base y Sensibilidad S3



Dado que el flujo en el interconector es preponderantemente desde Chile a Perú, el impacto sobre el intercambio de energía del evento simulado es muy reducido. Sólo se aprecia un incremento de las exportaciones de Chile durante el mes de febrero. Las siguientes figuras costos marginales en el nodo Tacna220kV, apreciándose el moderado impacto de la salida de servicio de la central Mantaro. Chile incrementa las exportaciones en 14 GWh, y Perú reduce las exportaciones en 4 GWh en el mes de febrero.

Figure 109 –Costos Marginales el nodo Tacna220kV por la Falla de la Central Mantaro



Similarmente a la sensibilidad S2, se concluye que la abundante reserva en ambos países hace que la salida de servicio no programada de una central relevante en Perú tenga sólo un efecto menor sobre los costos marginales, que es parcialmente atenuada por un aumento menor de las importaciones y una disminución también menor de las exportaciones.

7.8 Sensibilidad 4 – Precio a las Emisiones

7.8.1 Caso 1 – Sólo en Chile

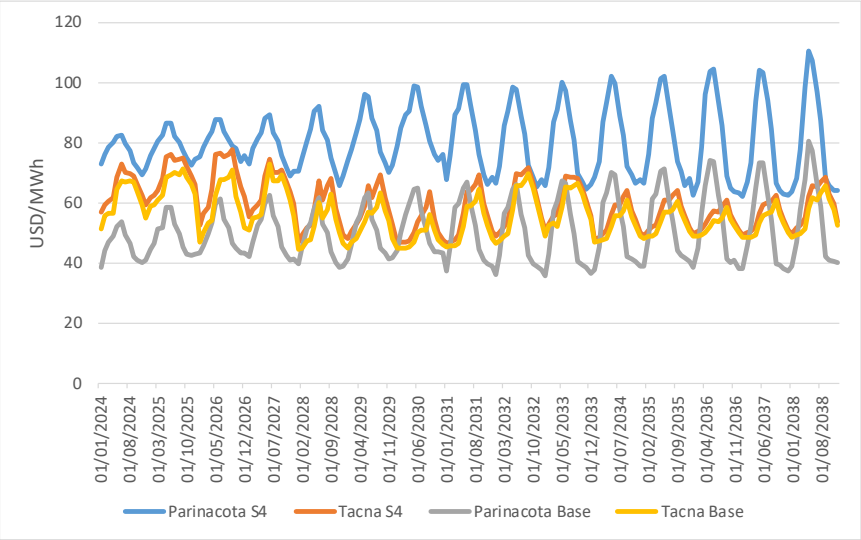
El objetivo principal de esta sensibilidad es analizar el caso en el que los costos variables de la generación con carbón en Chile superan a los respectivos costos de generación con gas natural. Para implementar este caso se supuso que se establece un precio a las emisiones de CO2 que logra el objetivo planteado. Simultáneamente sirve para evaluar una eventual implementación de un precio a las emisiones de CO2.

Se asumió un precio para las emisiones de CO2 tal que el costo variable de la generación con carbón supera al costo marginal de la generación con gas natural. El valor usado fue de 44 USD/tCO2. SI bien este valor es superior al determinado en el informe Precio Social del CO2, elaborado por el Ministerio de Desarrollo Social de Chile, que estimó que un valor de 32 USD/tCO2 no logra el objetivo de cambiar el orden de mérito de las centrales a carbón. Este precio de las emisiones equivale en un ciclo combinado a aproximadamente 14 USD/MWh y en una turbina de vapor consumiendo carbón del orden de 40 USD/MWh.

Si bien en estudios de planeamiento este precio se aplica en forma progresiva, en este caso, a fin de evaluar el impacto se lo utiliza desde el inicio del horizonte simulado, ya que el objetivo principal es evaluar el impacto sobre la interconexión de un incremento sustancial en el precio del carbón.

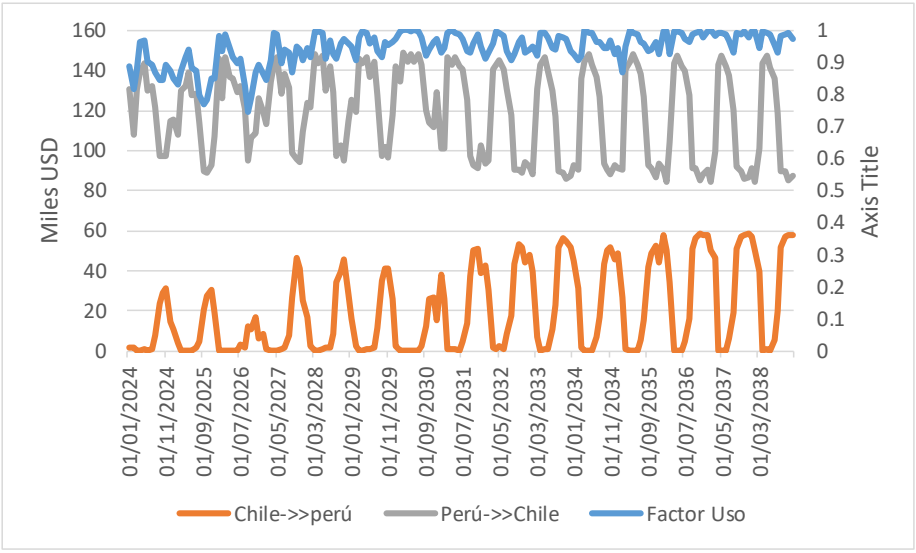
En relación al caso base se aprecia una reducción importante de la generación con carbón, pero los costos marginales en este país se ubican por encima de los mismos en Perú. Las siguientes figuras muestran los principales resultados.

Figura 110 – Costos Marginales en los Nodos de la Interconexión



Tal como muestra la siguiente figura, el factor de uso de la interconexión se incrementa llegando en promedio sobre el período 2024-2038 a 94%. Perú exporta en promedio en ese periodo 1420 GWh por año, y Chile exporta 236 GWh por año. Estas últimas exportaciones ocurren en períodos de alta producción renovable.

Figura 111 – Factor de Uso de la Interconexión y Transacciones de Energía



La siguiente figura muestra las transacciones económicas valorizadas. Se aprecia que Chile importa durante los períodos de baja producción renovable, en las horas que esta se reduce, especialmente por la menos producción de energía de origen solar en horas de baja radiación. Pero exporta durante las horas de alta radiación, con precios muy bajos. Los resultados

muestran que, en algunos casos, la generación renovable más la producción forzada en Chile son suficientes para abastecer toda la demanda del país, y como consecuencia los costos marginales se reducen hasta cero.

Figura 112 – Transacciones Económicas Medias Mensuales

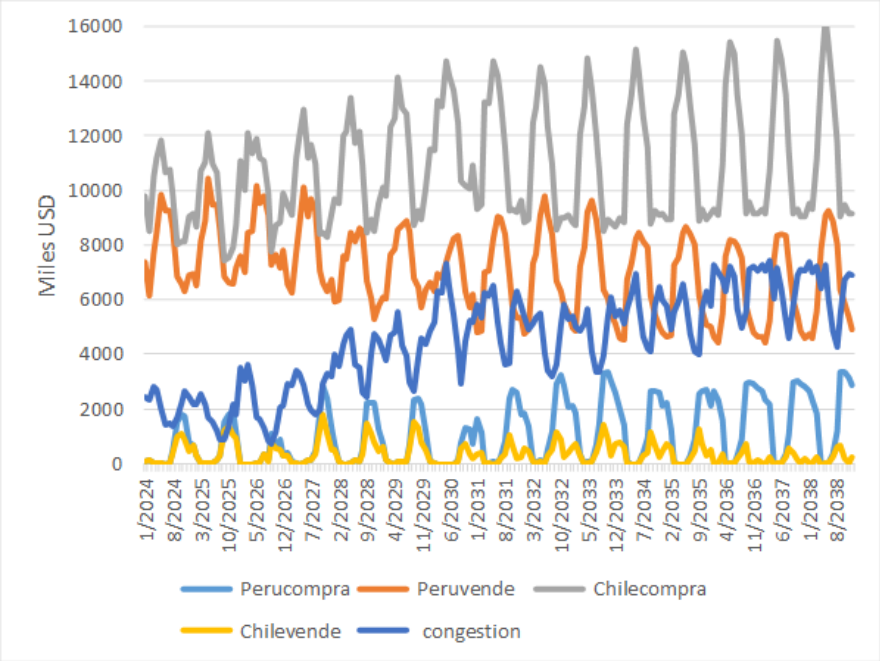
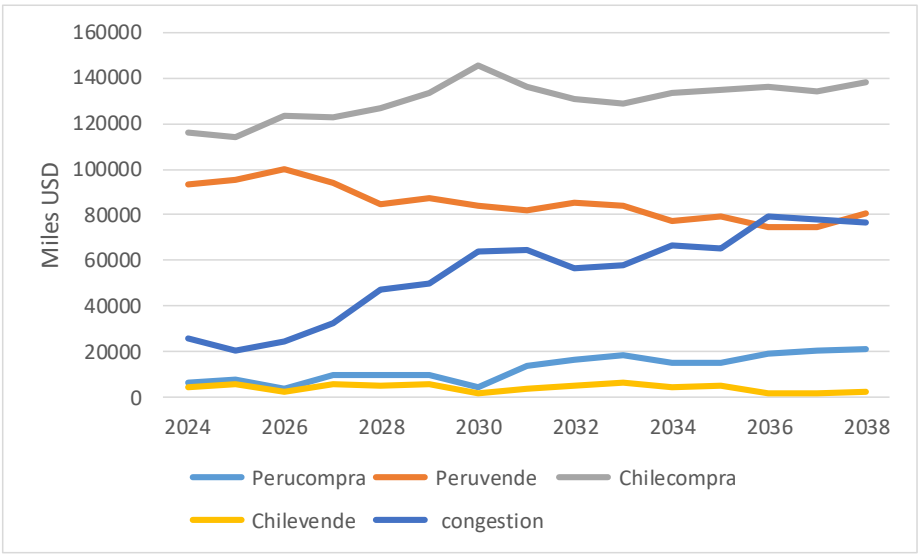


Figura 113 – Transacciones Medias Anuales



En esta sensibilidad la TIR del proyecto se eleva al 23.5% para el flujo de fondos de 25 años, y es del 22.6% en el caso en que se considera un flujo de fondos de 15 años, incluyendo como un crédito el valor residual de la interconexión al fin del año 15.

En el primer caso de flujo de fondos la TIR de Perú resulta de 23.9% y la de Chile de 23.2%, y en el segundo la TIR de Perú es del 23.0% y la de Chile del 22.2%.

7.8.2 Caso 2 – Igual Costo CO2 en Chile y Perú

En esta sensibilidad se supone un mismo precio de CO2 en ambos países, de 44 USD/tCO2. Las siguientes figuras muestran los resultados más ilustrativos de esta sensibilidad.

El factor de uso de la interconexión se mantiene prácticamente en el mismo valor de 94%, pero aumentan las ventas de Chile a Perú de 236 GWh/mes a 542 GWh/mes, mientras que las exportaciones de Perú bajan de1420 GWh/mes a 1114 GWh/mes.

Figura 114 – Costos Marginales en los Nodos de la Interconexión

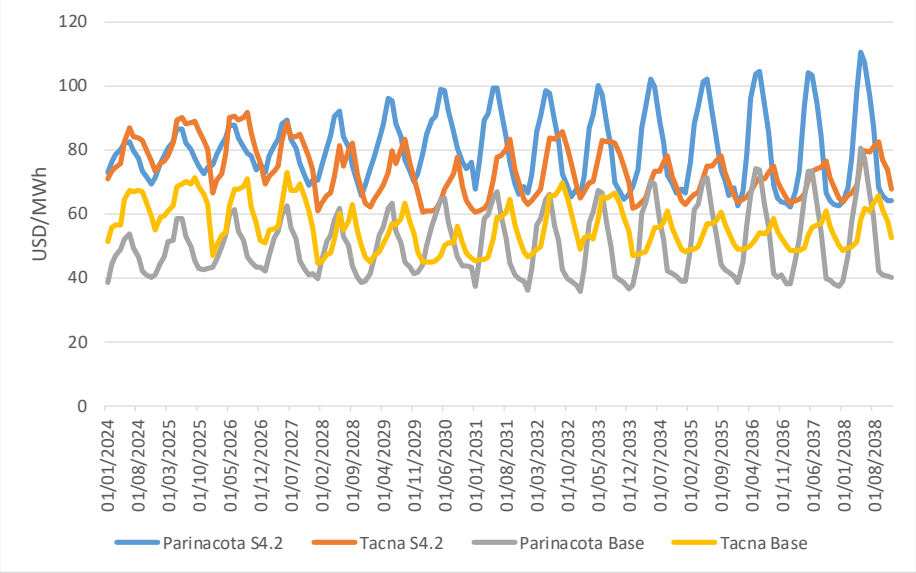


Figura 115 – Factor de Uso de la Interconexión y Transacciones de Energía

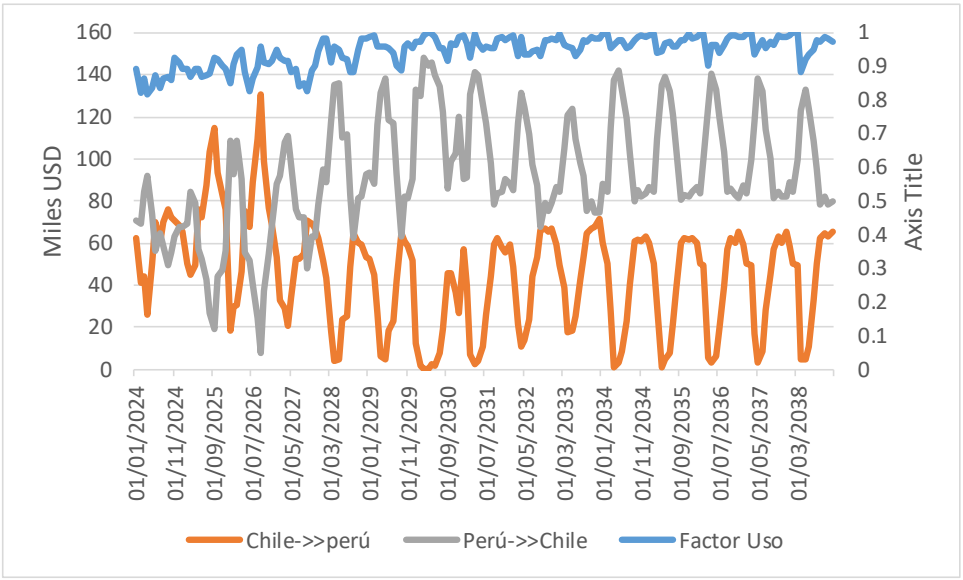


Figura 116 – Transacciones Económicas Medias Mensuales

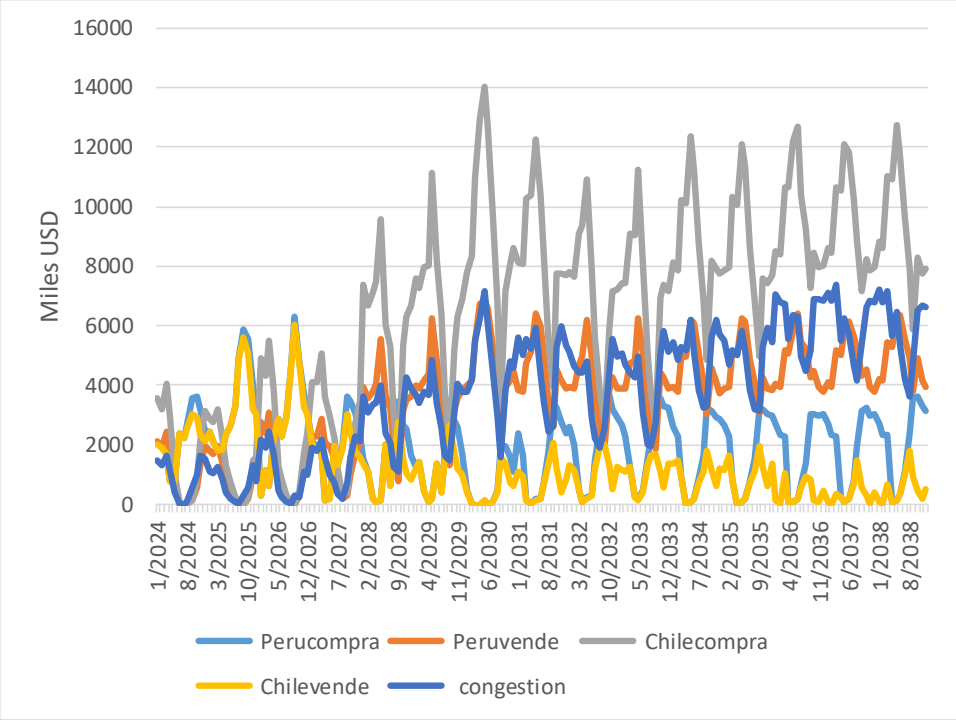
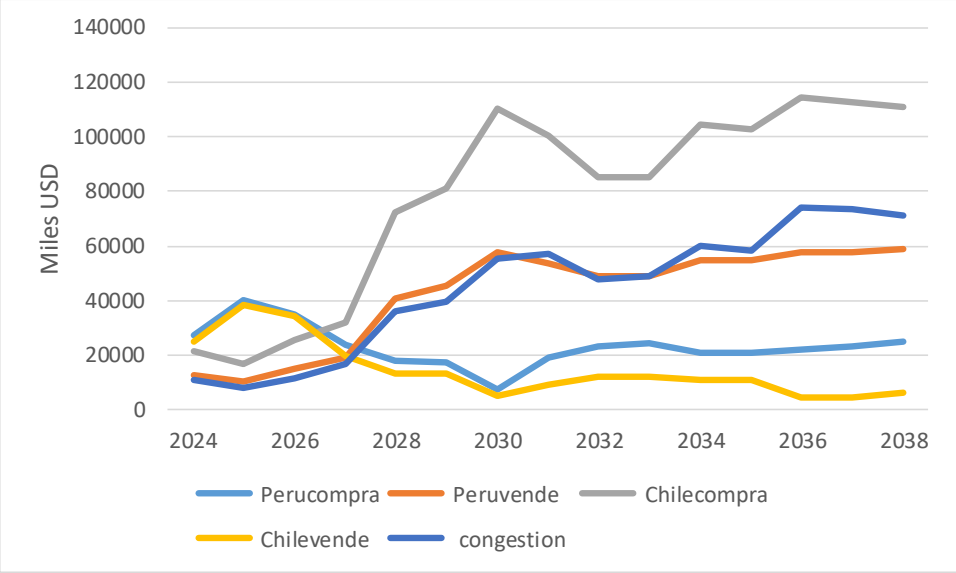


Figura 117 – Transacciones Económicas Medias Anuales



La TIR en el caso con 25 años de flujo resulta de 21.5%, y con un flujo de 15 años y considerando el valor residual de la interconexión, de 20%.

La siguiente tabla compara los NPV de las transacciones en ambas sensibilidades con precios del CO2. Se aprecia que, aunque las energías intercambiadas totales se mantienen casi iguales, el valor económico de estas transacciones disminuye en el caso en que el precio del CO2 se aplica a ambos países, debido a la menor diferencia de costos marginales.

Tabla 81 – Valor Presente Neto de las Transacciones en los Casos de Precios del CO2 (millones de USD)

	Precio CO2	
	Chile+Perú	Sólo Chile
Perú Importa	176	78
Perú Exporta	257	632
Chile Importa	469	919
Chile Exporta	129	31
Congestión	258	334

7.9 Sensibilidad 5 - Nueva Línea de 500 kV entre Chile y Perú

En esta sensibilidad se supone la construcción de una línea y estación conversora de 500 kV en corriente continua entre las SE de Crucero en Chile y Montalvo en Perú, con una capacidad de 800 MW.

Figura 118 – Costos Marginales en las SE Los Héroes y Parinacota

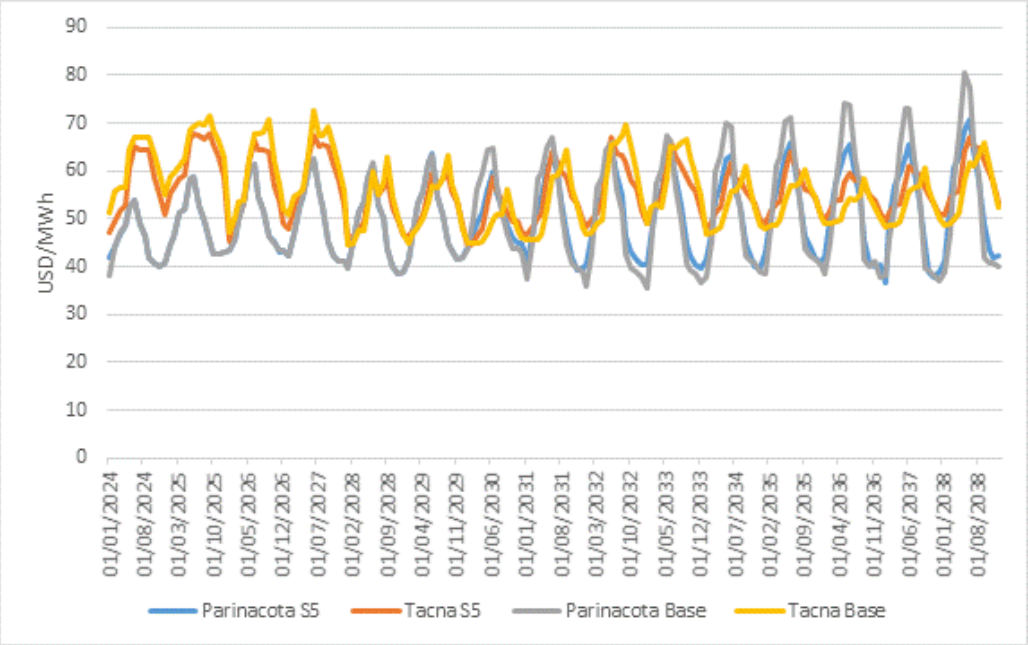
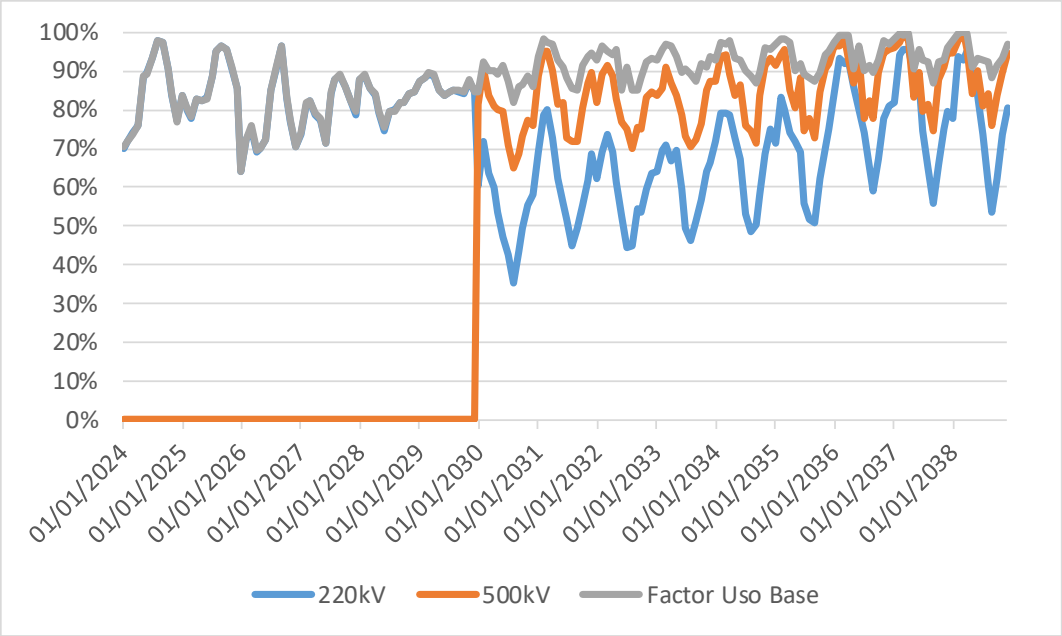
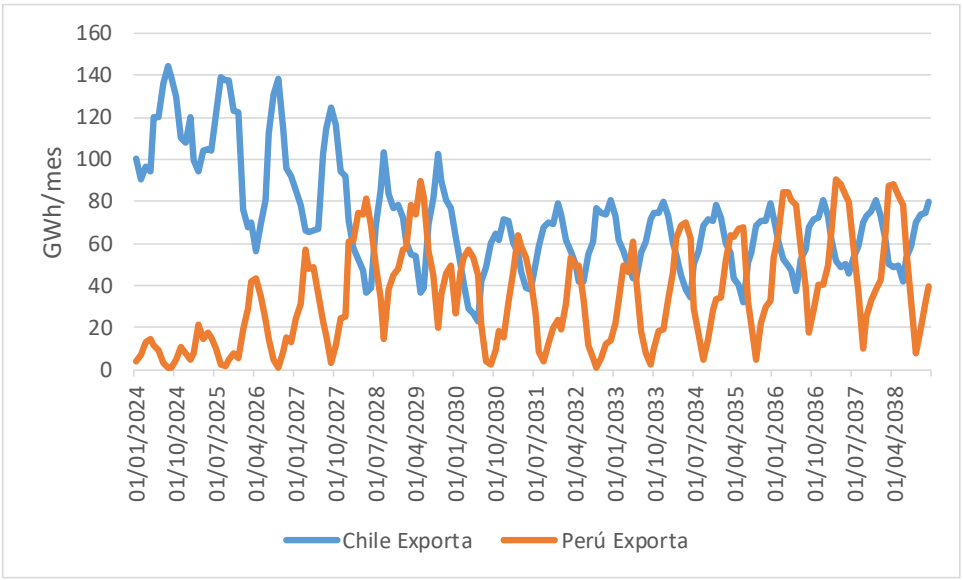


Figure 119- Factor de Uso de la Interconexión en 220kV – 500kV y en Caso Base



El uso de la interconexión se reduce con la habilitación de la línea de 500 kV, pero luego aumenta hasta progresivamente hasta llegar a valores similares al caso base en los meses de baja generación renovable. El valor medio de factor de uso de la interconexión en 220kV a partir de la entrada en servicio de la interconexión en 500kV es del 68%, mientras que en el mismo período el factor de uso de la interconexión en 500kV es del 85%.

Figura 120 – Intercambios de Energía en la Interconexión en 220 kV



. Figura 121 – Intercambios Mensuales Valorizados de Energía en la Interconexión en 220 kV

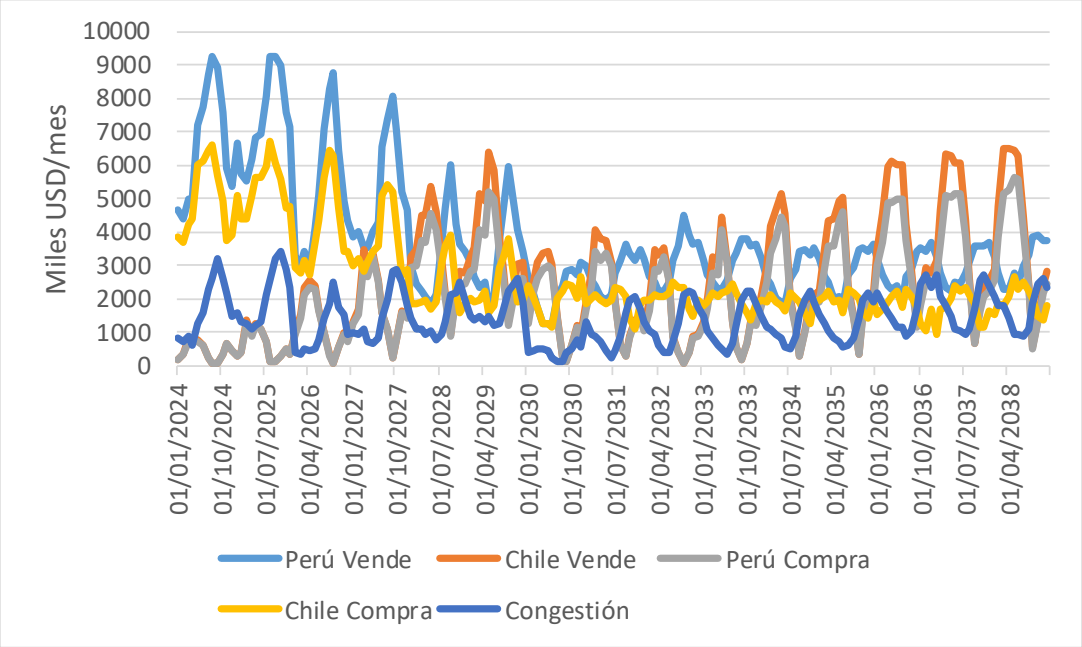
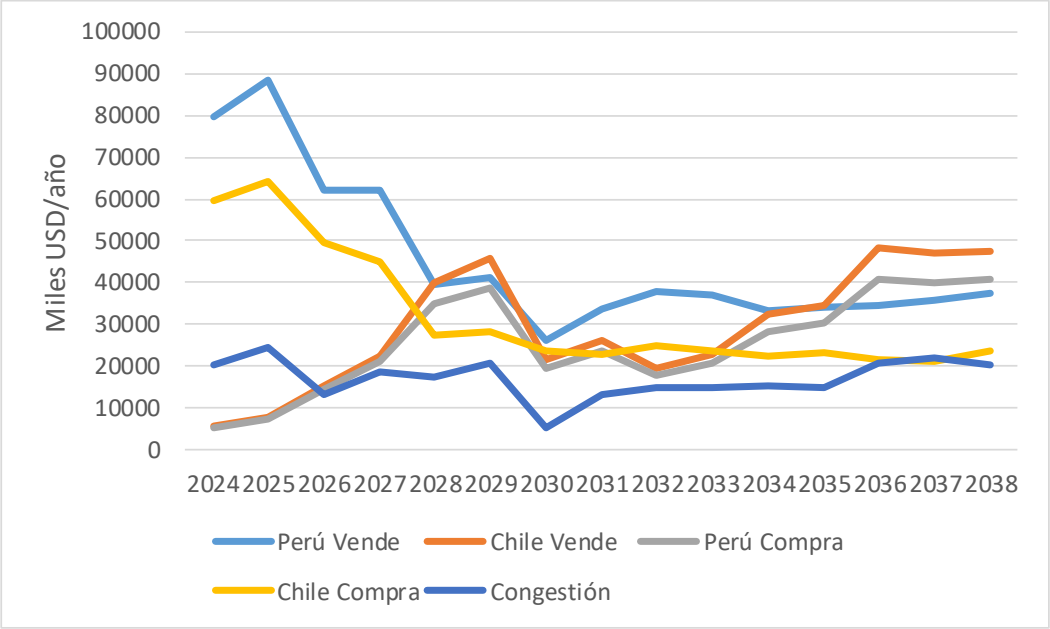
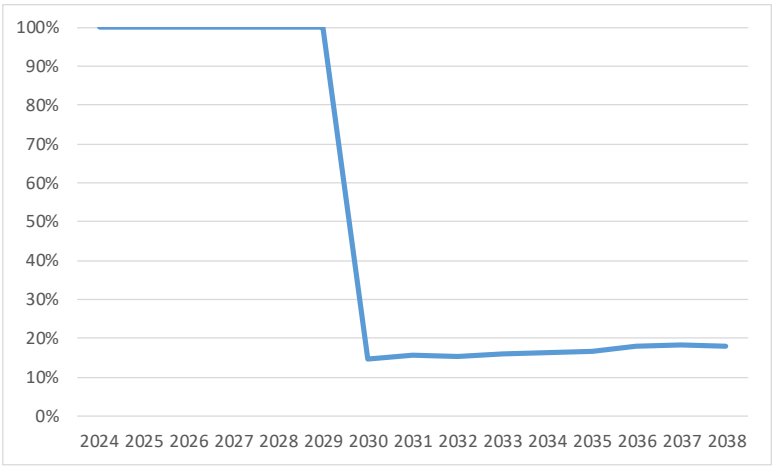


Figura 122 – Intercambios Anuales Valorizados de Energía en la Interconexión en 220 kV



Para la evaluación económica de la línea de 220kV se supuso que los ahorros de costo variables son proporcionales al porcentaje del flujo en cada interconexión. La siguiente figura muestra este valor para la interconexión en 220kV.

Figura 123 – Porcentaje del Flujo Total Circulando por la Línea de 220 kV



Con este criterio de asignación de costos la TIR de la interconexión es de 12.1% con el flujo de fondos de 25 años, y de 10.5% en el caso del flujo de 15 años y considerando el valor residual.

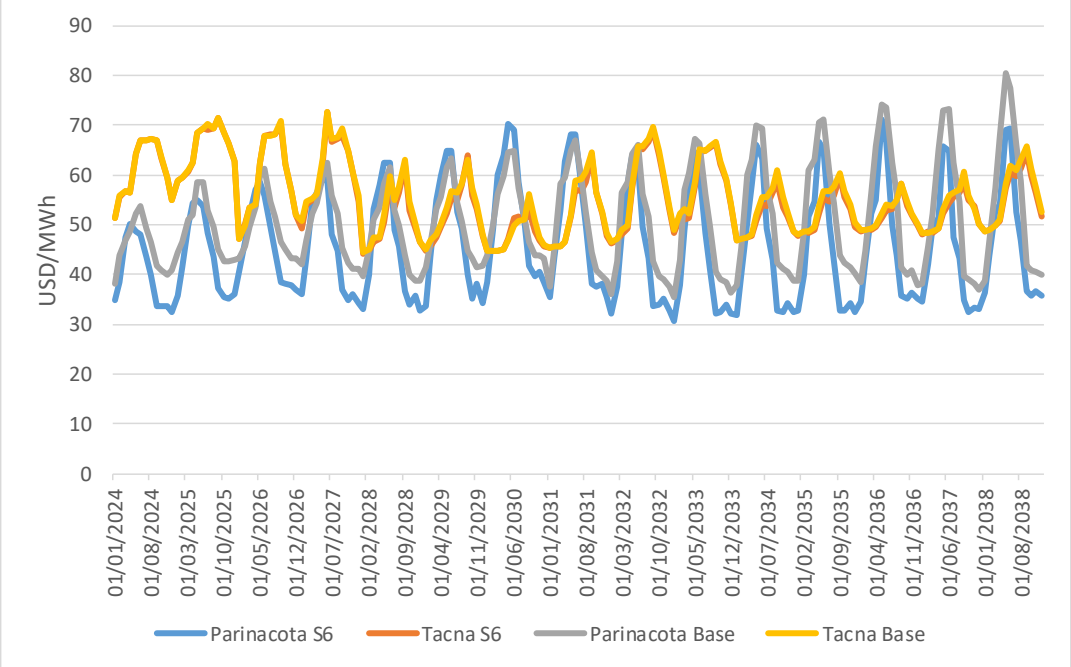
7.10 Sensibilidad 6 – Capacidad Renovable Adicional

El objeto de las sensibilidades 6 y 7 es mostrar el efecto de cambios en la cantidad de generación renovable que se incorpora a los sistemas sobre la rentabilidad del proyecto y los intercambios de energía. Dado que una variación simultánea en ambos países hubiera atenuado

el efecto que se intenta evaluar, se optó por considerar sólo cambios en Chile, dado que este país incorpora un volumen de generación renovable bastante mayor que Perú.

En esta sensibilidad se ha incrementado la nueva capacidad renovable en Chile en un 30%. Las siguientes figuras muestran los resultados más importantes.

Figura 124 – Costos Marginales en los Nodos Parinacota y Tacna en el Caso Sin Interconexión



La siguiente figura muestra el factor de uso de la interconexión y los intercambios medios mensuales de energía. El factor medio de uso es del 89%, las ventas promedio de Chile a Perú de 953 GWh/año, y de Perú a Chile de 609 GWh/año.

Figure 125 – Factor de Uso de la Interconexión e Intercambios de Energía

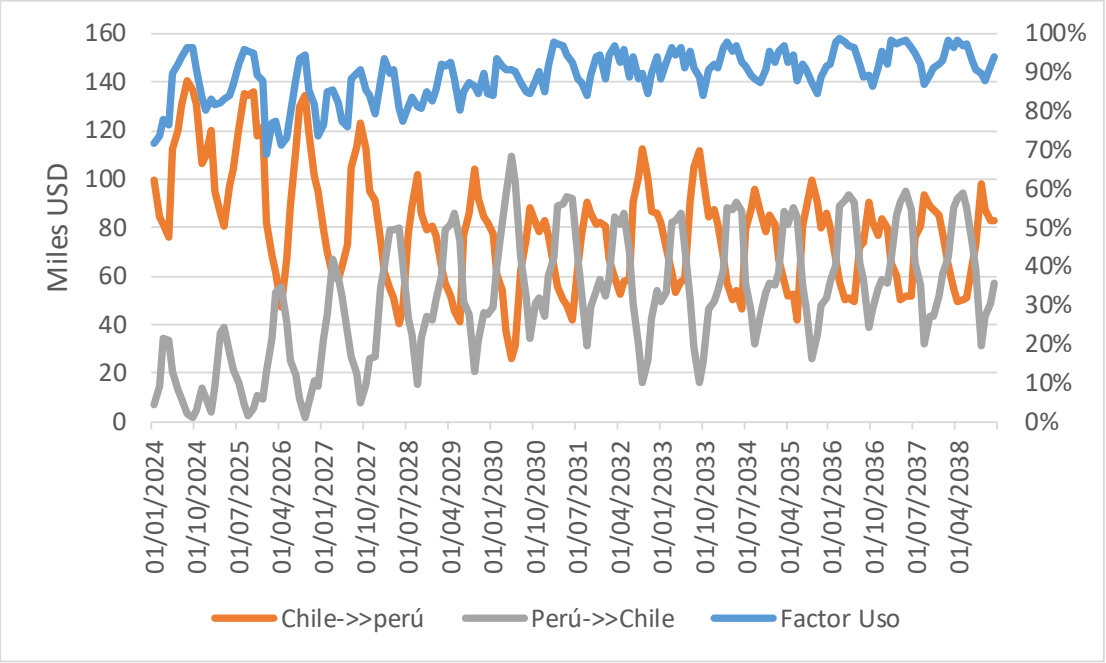


Figura 126 – Intercambios de Energía Medios Anuales y Factor de Uso Medio Anual

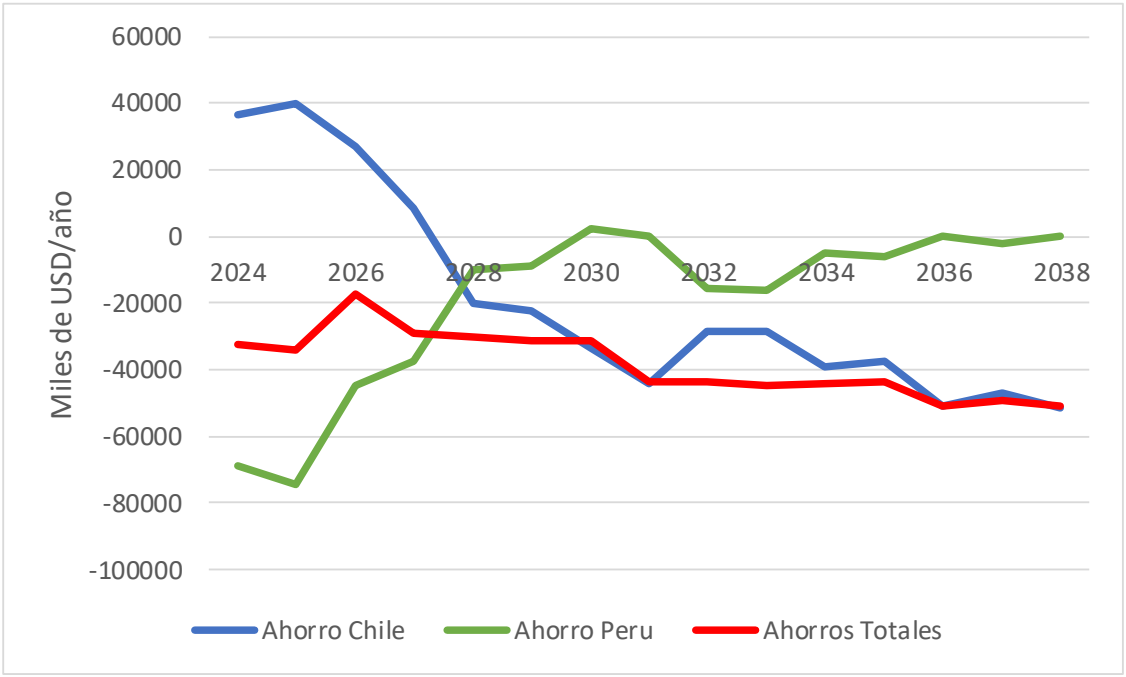


Figura 127 – Intercambios de Energía Medios Anuales y Factor de Uso Medio Anual

-

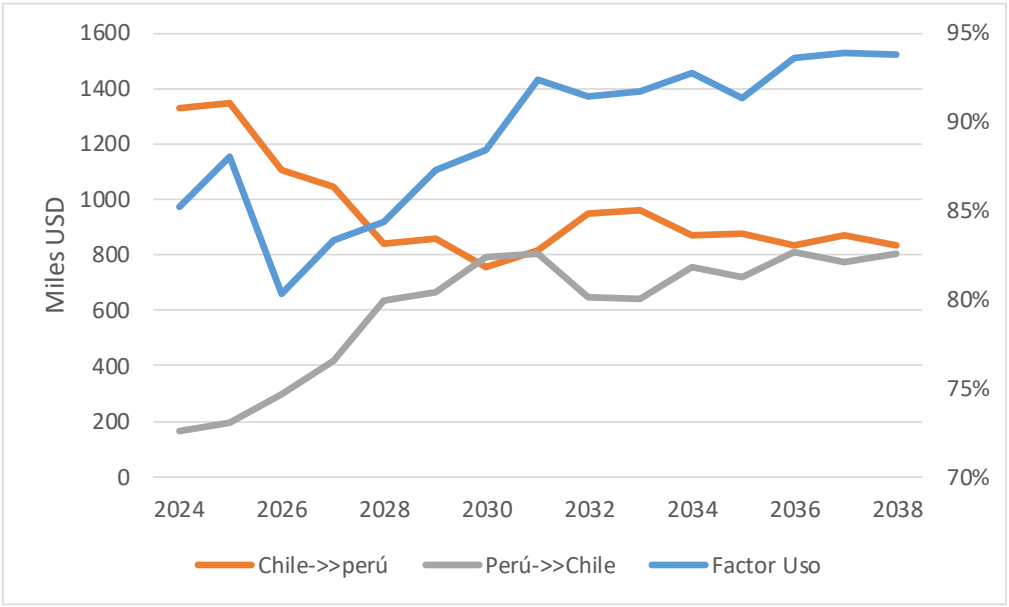


Figura 128- Intercambios Medio Mensuales Valorados

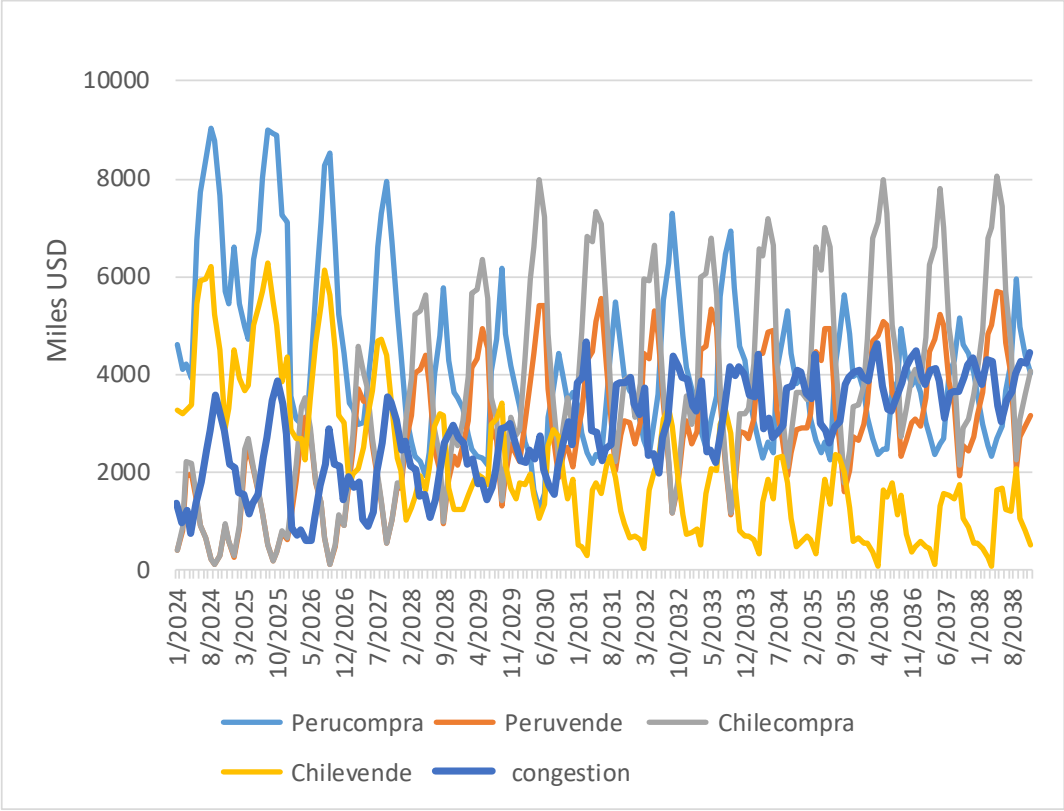
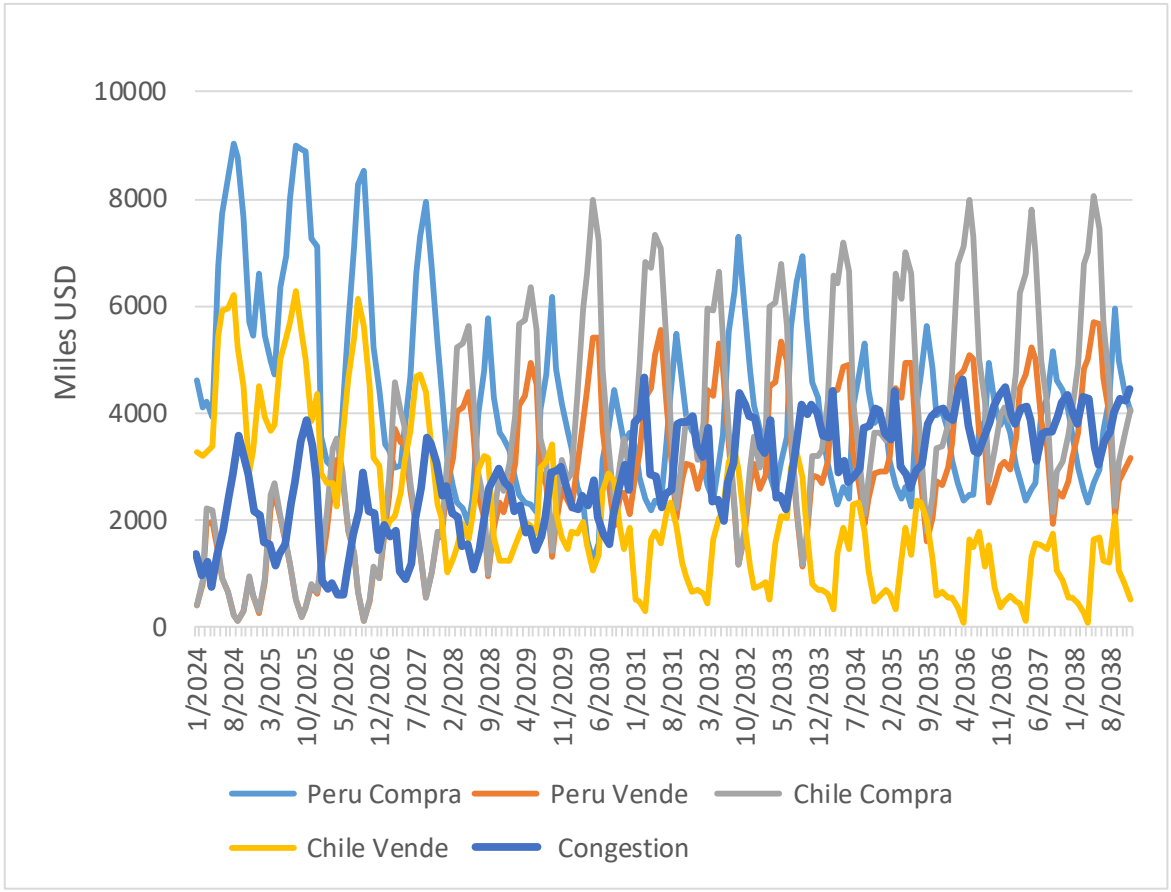


Figura 129 -Intercambios Medios Anuales Valorizados



-

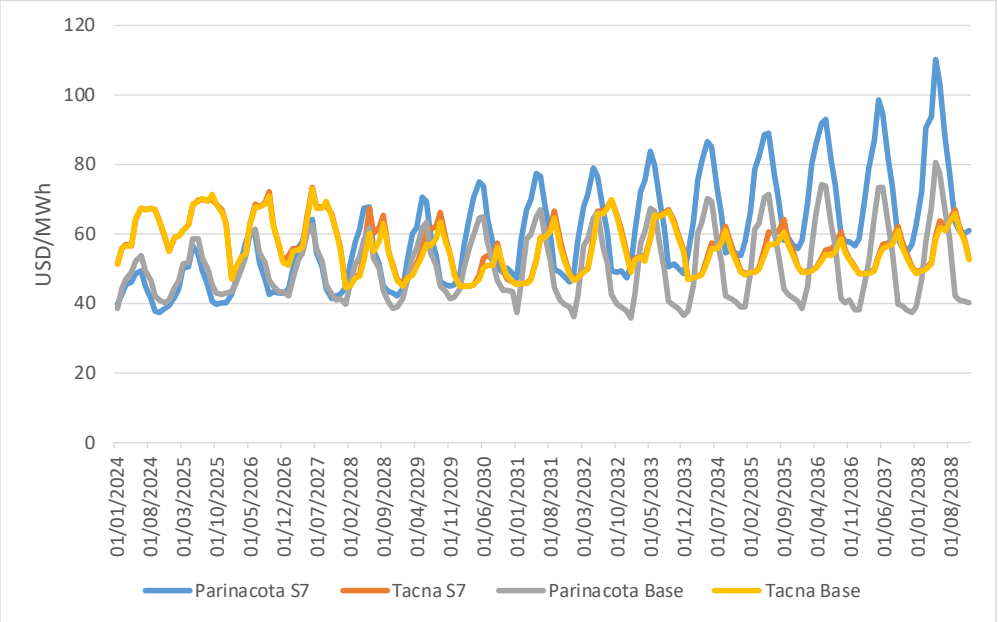
Respeto a la evaluación económica de esta sensibilidad, la TIR da el 16.9% para el caso con un flujo de fondos de 25 años, y de 15.7% cuando se considera un flujo de fondos de 15 años y se descuenta el valor residual de la interconexión a fines del año 15.

La TIR de Chile es de 16.6% para el primer caso y la de Perú de 17.3%. En el segundo caso la TIR de Chile es de 15.3% y la de Perú de 16.1%.

7.11 Sensibilidad S7 Menor Capacidad Renovable

En esta sensibilidad se ha disminuido la nueva capacidad renovable en Chile en un 30%. Las siguientes figuras muestran los resultados más importantes.

Figura 130 – Costos Marginales en los Nodos Parinacota y Tacna en el Caso Sin Interconexión



La siguiente figura muestra el factor de uso de la interconexión y los intercambios medios mensuales de energía. EL factor medio de uso es del 89%, las ventas promedio de Chile a Perú de 953 GWh/año, y de Perú a Chile de 609 GWh/año.

Figura 131 – Factor de Uso de la Interconexión y Intercambios de Energía

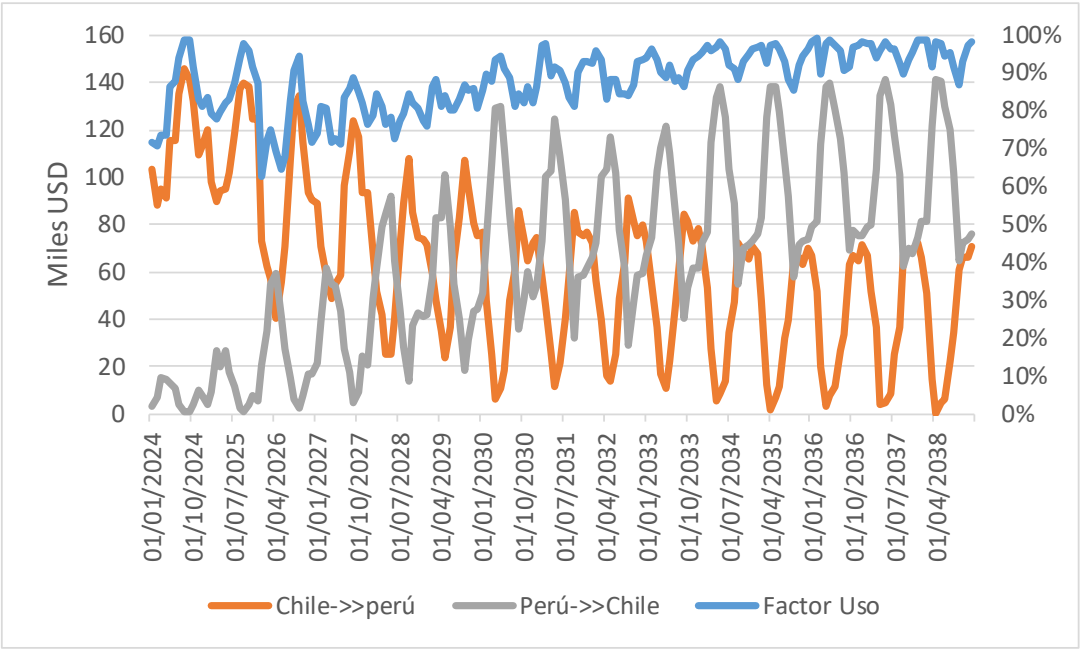


Figura 132 – Intercambios de Energía Medios Anuales y Factor de Uso Medio Anual

-

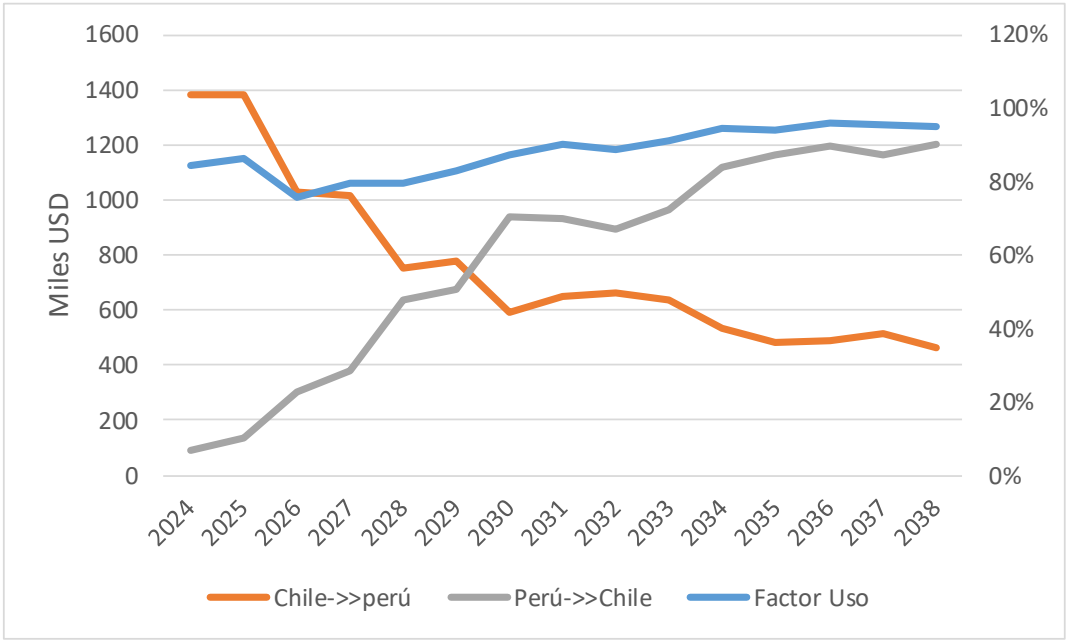


Figura 133 Ahorros (-) Incremento Costos (+) Medios Anuales

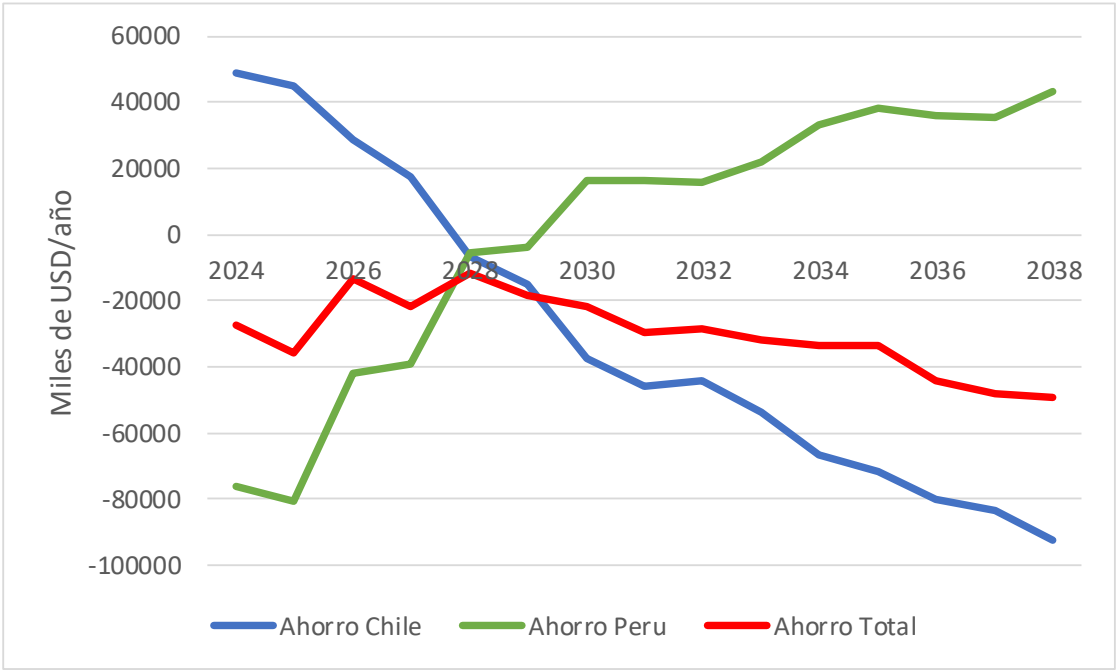


Figura 134- Intercambios Medio Mensuales Valorados

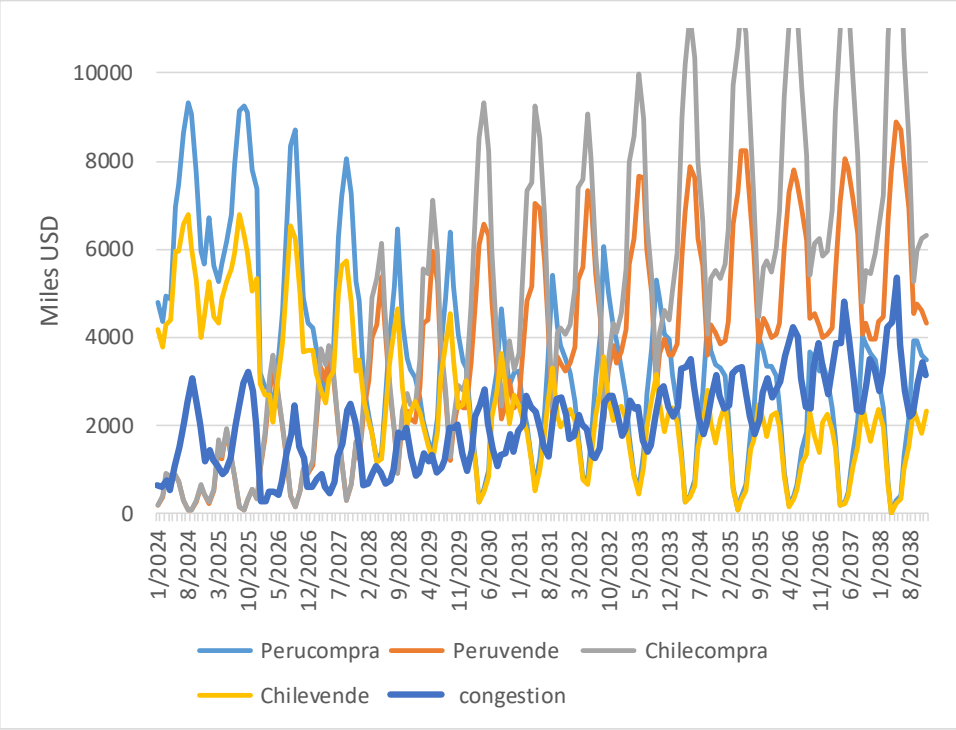
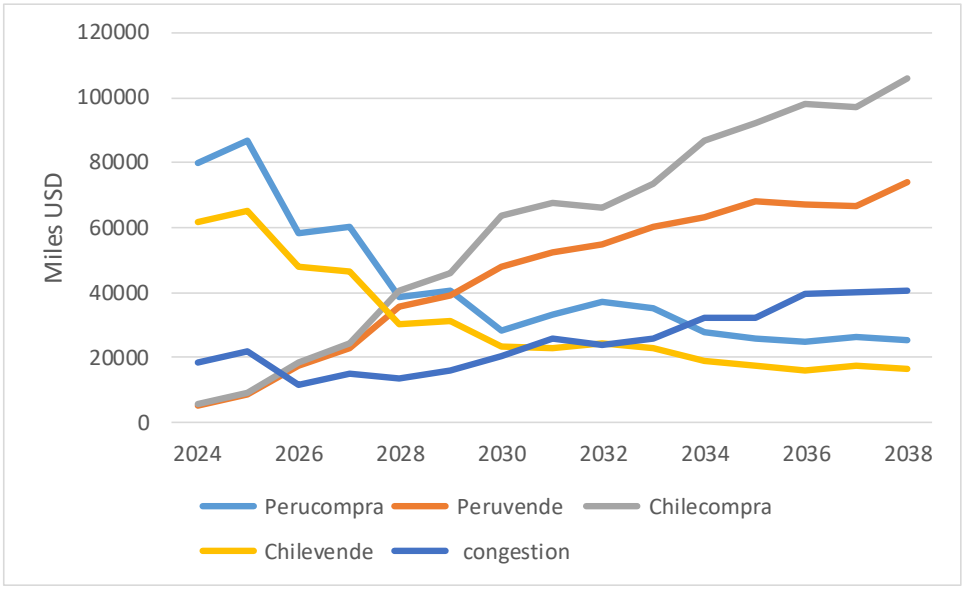


Figura 135 -Intercambios Medios Anuales Valorizados

-



Respeto a la evaluación económica de esta sensibilidad, la TIR da el 13.5% para el caso con un flujo de fondos de 25 años, y de 11.7% cuando se considera un flujo de fondos de 15 años y se descuenta el valor residual de la interconexión a fines del año 15.

La TIR de Chile es de 13.3% para el primer caso y la de Perú de 13.7%. En el segundo caso la TIR de Chile es de 11.6% y la de Perú de 11.7%.

8 Conclusiones

8.1 Comparación de la Primera y Segunda Etapa

El infome de primera etapa contenría los estudios iniciales, en lo referente a costos de la interconexión y estudios eléctricos, así como simulaciones iniciales.

En la segunda etapa:

- Se realizó el análisis detalado de las alternativas de interconexión, se identificaron las alternativas más convenientes, se calcularon sus respectivos costos y se realizó el correspondiente anteproyecto,
- Se realizaron los estudios eléctricos con los datos de las alternativa de interconexión seleccionada y los despachos de generación obtenidos con el modelo SDDP como parte de los estudios energétios,
- Se adeucaron las bases de datos y se realizaron las simulaciones del caso base y las sensibilidades acordadas,
- En base a los estudios energéticos se calcularon los beneficios globales y por pais para el caso base y las sensibilidades,
- Se realizó la evaluacion económica y se elaboraron las conclusiones finales que se desarrollan a continuación en este capítulo.

Para los estudios energéticos se realizó un importante ajuste de la base de datos del modelo SDDP, que llevó a resultados diferentes. No obstante, en ambas etapas se obtuvo como resultado un uso casi máximo de la interconexión.

Por lo tanto la comparación entre los resultados de los estudios energéticos se realizó entre las simulaciones de ambos sistemas aislados e interconectados realizados en la segunda etapa. Estas comparaciones son las bases de la evaluación de los beneficios que se describe en el capítulo 7, en el cual aparecen los resultados de las simulaciones con y sin la interconección..

8.2 Estudios Técnicos

Se plantearon inicialmente cinco alternativas de interconexión basados en configuraciones back to back y punto a punto, con estaciones conversoras monopolares y bipolares, y en el caso de la configuración back to back, con una o dos líneas de AC.

De acuerdo con el modelo de evaluación descrito en la sección 4.3, se obtuvieron los valores de esperanza de energía no transferida y de disponibilidad de cada uno de los esquemas de interconexión, cuyos resultados se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 82 Evaluación de Confiabilidad

ESQUEMA	OPCIÓN	CONFIGURACIÓN HVAC	CONFIGURACIÓN HVDC	DISPONIBILIDAD (%)	EENT (GWH/año)
Back to Back	**I**	1 Línea AC	**Monopolar**	98,13%	32,78
	II		**Bipolar**	98,43%	27,46
	III	2 Líneas AC	**Bipolar**	98,82%	20,80
Point to Point	**IV**		**Monopolar**	97,77%	39,00
	V		**Bipolar**	98,26%	30,52

Para comparar estas alternativas, se realizó una evaluación cualitativa multi-criterio para evaluar cinco atributos, flexibilidad operativa, capacidad firme, costo, expansibilidad y confiabilidad. El diseño de la interconexión se realizó respetando los criterios de seguridad y calidad vigentes en ambos países. Es decir, no hay alternativas que impliquen riesgo para la seguridad o calidad en los sistemas de ambos países. Las referencias a confiabilidad de la interconexión se refieren en consecuencia sólo a su disponibilidad, la cual finalmente tiene sólo un efecto económico.

Con base en las consideraciones descritas en la sección 4.3, a estos atributos se le asignaron unos pesos relativos conforme a su importancia, donde el costo representa el atributo de mayor peso.

A partir de los resultados cualitativos de la evaluación se concluyó que el esquema más adecuado para la interconexión lo representa el esquema back to back con una sola línea AC y en configuración monopolar, seguido del esquema bipolar con similar configuración de línea AC. De los esquemas punto a punto, el mejor esquema es el monopolar. No obstante, desde el punto de vista económico se evaluó también la configuración punto a punto monopolar.

Por lo tanto, se evaluaron las dos posibles alternativas para la interconexión entre ambos países, una estación back to back y líneas en AC desde las subestaciones Parinacota y Los Héroes, y una alternativa punto a punto, con estaciones conversoras AC/DC en estas dos subestaciones y una línea en DC que las vincule.

Ambas alternativas tienen de la misma capacidad y configuración (monopolar), la diferencia entre ambos costos lo constituye principalmente los niveles de tensión de operación de ambos sistemas. EL sistema punto a punto requiere de una tensión muy superior debido a la caída de tensión de la línea y a las pérdidas asociadas con esta, a diferencia del esquema back to back donde las pérdidas DC se confinan solamente a las de los transformadores conversores y a las pérdidas de las válvulas de tiristores en conducción.

La siguiente tabla muestra los costos de ambos esquemas:

Tabla 83 Comparación de Costos entre Esquemas Back to Back y Punto a Punto

		ESTACIÓN BACK TO BACK (+ 50 kV)		ENLACE PUNTO A PUNTO (+ 150 kV)	
INVERSIÓN SISTEMA AC/DC	Estaciones Conversoras	29,54 MMUS$	51,5%	52,29 MMUS$	65,9%
	Líneas AC	18,64 MMUS$	32,5%	-	0,0%
	Línea DC	-	-	15,37 MMUS$	19,4%
	Sub Total	48,19 MMUS$	83,9%	67,67 MMUS$	85,2%
OTRAS INVERSIONES	Adecuación de Subestaciones Receptoras	4,00 MMUS$	7,0%	4,50 MMUS$	5,7%
	Contingencia (10%)	5,22 MMUS$	9,1%	7,22 MMUS$	9,1%
	Sub Total	9,22 MMUS$	16,1%	11,72 MMUS$	14,8%
INVERSIÓN ESTIMADA		57,41 MMUS$		79,38 MMUS$	

La comparación de inversión total estimada entre ambos esquemas favorece al sistema Back to Back por encima del sistema punto a punto, el cual es aproximadamente un 38% más costoso.

La tabla siguiente muestra una comparación de los costos equivalentes anuales de ambas alternativas, incluyendo los costos de inversión, operación y mantenimiento y los costos asociados con las pérdidas de energía. Como puede observarse, el esquema punto a punto es 37,4 % más costoso al esquema back to back.

Tabla 84 Comparación de Anualidades Equivalentes

		ESTACIÓN BACK TO BACK (+ 50 kV)		ENLACE PUNTO A PUNTO (+ 150 kV)	
Anualidad Equivalente	Inversión	4,93 MMUS$	65,1%	6,81 MMUS$	65,5%
	Costos de O&M	1,16 MMUS$	8,6%	1,39 MMUS$	6,3%
	Sub Total	6,09 MMUS$	80,4%	8,21 MMUS$	78,9%
	Pérdidas de Energía	1,48 MMUS$	19,6%	2,19 MMUS$	21,1%
	Total	7,57 MMUS$	100,0%	10,40 MMUS$	100,0%

Las conclusiones sobre los estudios técnicos son entonces:

- La solución back to back presenta ventajas económicas y de confiabilidad respecto a la alternativa punto a punto.
- El resumen de las tres tecnologías aplicables a la interconexión bajo estudio muestra que la tecnología más favorable sería la CCC, seguida de la tecnología VSC y de último la tecnología convencional LCC.
- A partir de los resultados cualitativos de la evaluación puede distinguirse que el esquema más adecuado para la interconexión lo representa el esquema back to back con una sola

línea AC y en configuración monopolar, seguido del esquema bipolar con similar configuración de línea AC.

- Se destacan los beneficios intrínsecos de la Interconexión, como su contribución a la seguridad del suministro, facilitando funciones de apoyo entre los sistemas vecinos en caso de emergencias o frente a contingencias. En un futuro permitiría el intercambio de reservas para control de frecuencia para proporcionar un mejor aprovechamiento de las energías renovables, aunque esto requeriría en algunos casos limitar el flujo de energía para dejar un margen de reserva.

8.3 Estudios Eléctricos

- En base a los resultados de los análisis realizados se considera técnicamente factible la interconexión HVDC LCC entre ambos sistemas de 200 MW de capacidad nominal tanto utilizando la alternativa de una estación back to back como la de dos estaciones conversoras unidas por una línea de transmisión HVDC (alternativa punto a punto), conforme al diseño propuesto en la ingeniería básica presentada en este informe.
- Los estudios eléctricos dan cuenta de una baja regulación de tensión en la subestación Parinacota, lo cual podría requerir de alguna de las siguientes alternativas, entre otras:
    - Mejoras en la transmisión desde Parinacota al sur de Chile.
    - Elaboración de un automatismo que permita verificar la existencia de congestiones en distintos tramos de línea de la zona en caso de alguna contingencia.
- No se consideró necesario incluir el análisis del desempeño dinámico en el presente estudio de factibilidad técnica y económica ya que el enlace HVDC habrá de desacoplar electromecánicamente ambos sistemas, por lo que los fenómenos angulares, oscilatorios y de tensión en uno de los lados de la Interconexión no se propagarán al otro lado. Además, siendo el tamaño de la interconexión relativamente pequeño respecto a las demandas de ambos sistemas y las unidades generadores más grandes, se entiende que el disparo de la interconexión (ya sea debido a una falla en el equipamiento de la propia Interconexión o en los sistemas de transmisión en sus cercanías) tendría el impacto local mostrado en los estudios eléctricos estáticos, mientras que su efecto sistémico puede ser debidamente atendido por los esquemas de control de frecuencia existentes, preparados para mantener los sistemas estables ante contingencias mucho más graves. Adicionalmente, los estudios previos de estabilidad en condiciones similares mostraron que el sistema se recuperó y se mantuvo estable ante fallas que interrumpieron el flujo entre ambos países.

8.4 Estudios Energéticos

- La interconexión tiene un alto factor de uso, inicialmente 85%, con flujos inicialmente mayores de Chile a Perú, pero volviéndose progresivamente equilibrado a partir del año 2030. En estos años Perú exporta en horas de punta y Chile lo hace en horas de alta generación renovable, que en algunos casos lleva el costo marginal en este país a cero.
- EL factor de uso se mantiene elevado, encima del 80% en todas las sensibilidades, con la excepción del caso en que se instala una nueva línea de 500kV, en cuyo caso llega al 68% luego de la entrada en servicio de la nueva línea.

8.5 Estudios Económicos

- La rentabilidad (TIR) de la interconexión es alta, suponiendo la interconexión con una configuración back to back y tecnología LCC, alcanzando el 15.5% en el caso que se extienden los beneficios en el período 2039-2049 promediando los mismos para el período 2034-2038, y un valor ligeramente menor, 14.3%, en caso que se considere un valor residual en 2039 igual a la parte no amortizada durante el período 2024-2038.
- La rentabilidad se elevaría al 27% en caso que se adoptara la configuración de la interconexión back to back CCC, y no fuera necesaria compensación a través de compensadores sincrónicos.
- En la alternativa punto a punto con tecnología LCC, la TIR alcanza el 13.2% en el caso que se extienden los beneficios en el período 2039-2049 promediando los mismos para el período 2034-2038, y un valor ligeramente menor, 12%, en caso que se considere un valor residual en 2039 igual a la parte no amortizada durante el período 2024-2038
- La rentabilidad es alta para cada país evaluado separadamente. Para la alternativa de interconexión Back to Back con tecnología LLC, la TIR es del 15.8% para Chile y del 15.2% para Perú, valores que prácticamente no cambian cuando se considera el valor residual a los 15 años. Dada la alta TIR, el impacto de los primeros años es determinante de su valor.
- La TIR del proyecto se mantiene en valores convenientes (9.5%) aun en caso de incrementos simultáneos de la inversión (30% respecto al costo de la alternativa de interconexión Back to Back con tecnología LCC y 150% respecto de la alternativa Back to Back con tecnología CCC) y los gastos de O&M (5% anual de la inversión).
- También la TIR del proyecto se mantiene en valores convenientes (10.3%) aun en caso de incrementos simultáneos de la inversión (30% respecto al costo de la alternativa de interconexión Back to Back con tecnología LCC y 150% respecto de la alternativa Back to Back con tecnología CCC) y una disponibilidad de la interconexión del 94%.
- Las sensibilidades planteadas muestran que la conveniencia del proyecto se mantiene en todos los casos. En particular que es sólo marginalmente afectada por una línea de 500 kV que en el futuro conecte ambos países.

Las siguientes figuras comparan los resultados más relevantes del caso base y las sensibilidades. Las TIR corresponden al caso en que se consideran como beneficios del período 2039-2049 al promedio de los mismos en los años 2034-2038.

Figura 136 – Comparación Factores de Uso de la Interconexión

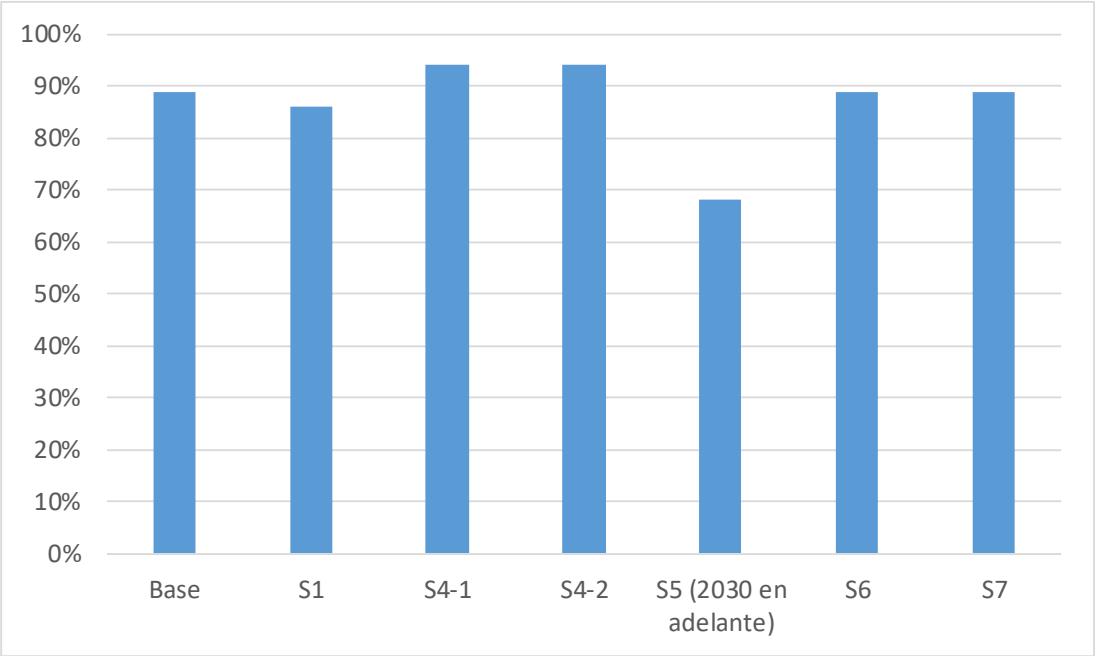
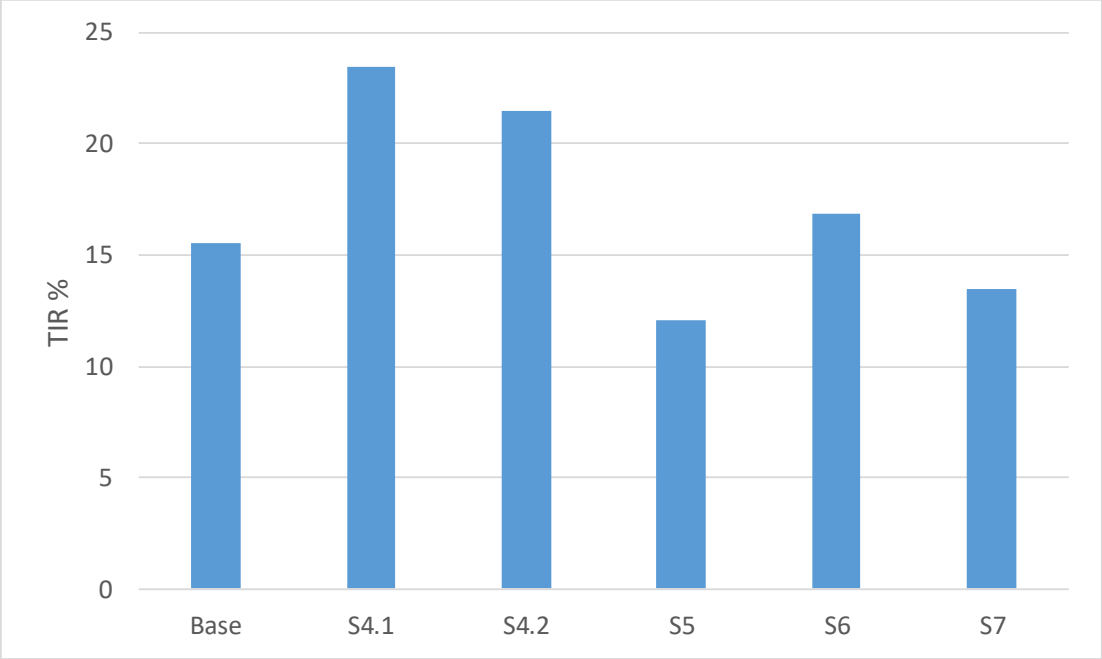


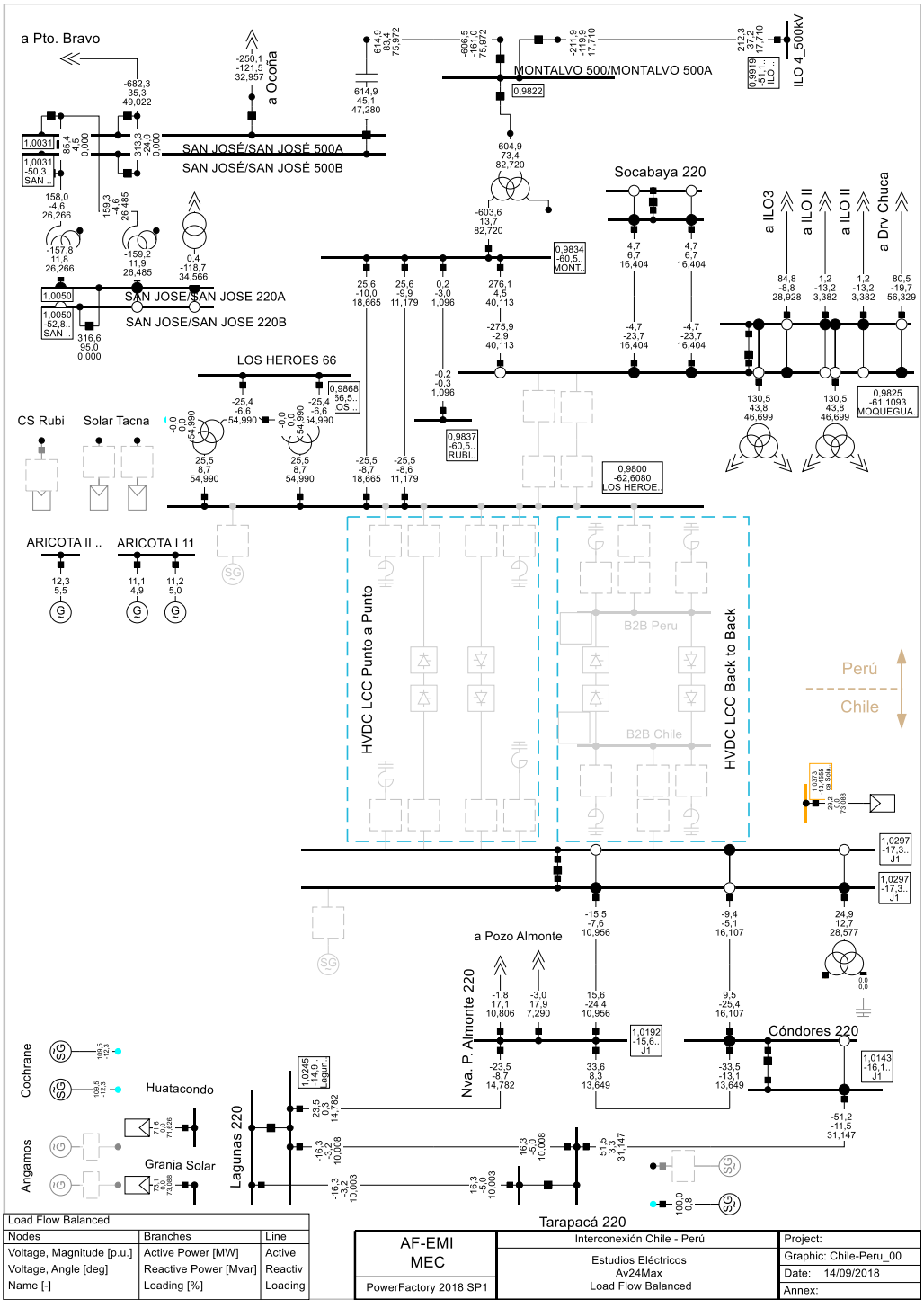
Figura 137 – Comparación TIR para la Alternativa de Interconexión BtB LCC

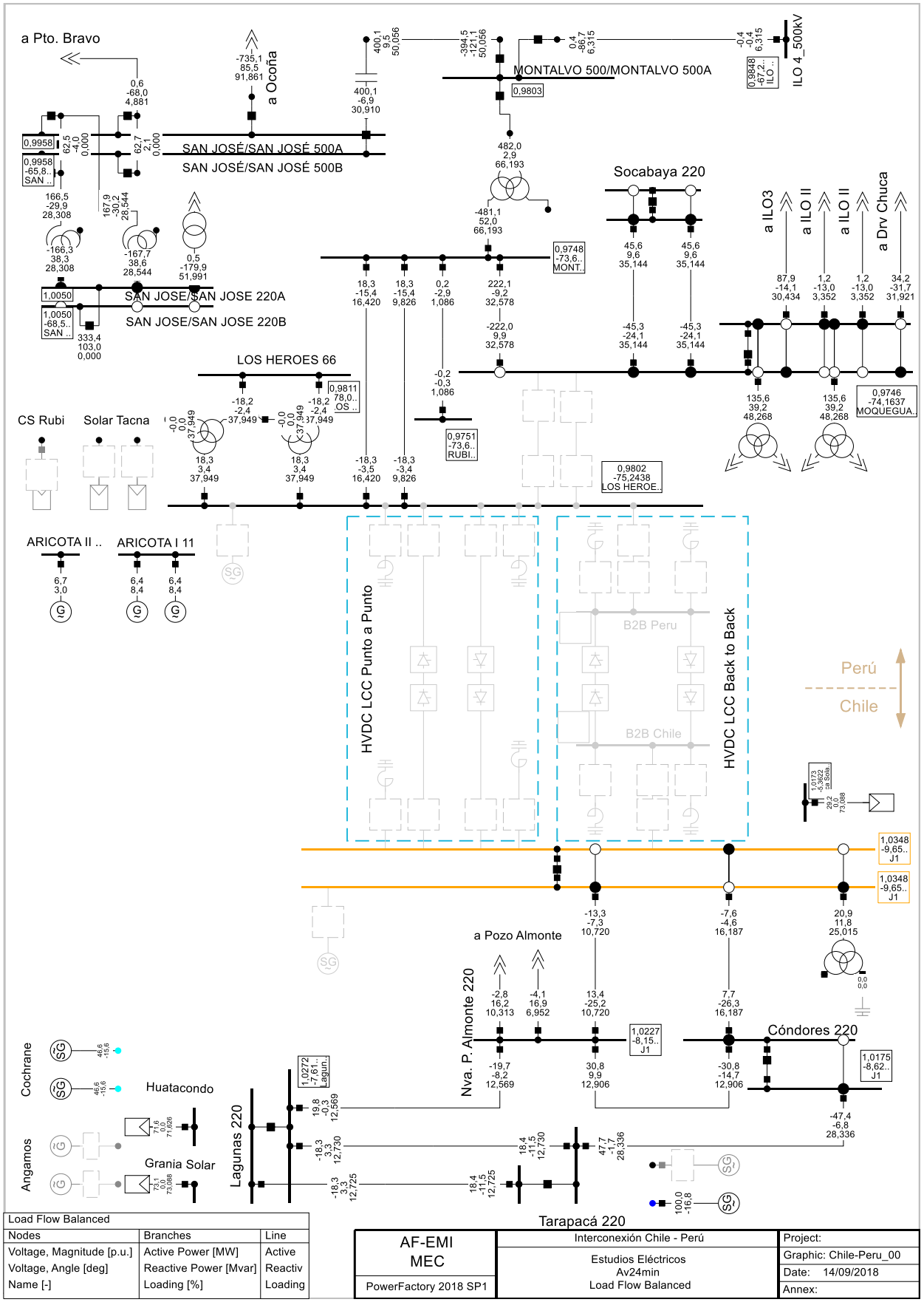


9 Anexo 1– Flujos de Carga en Condición N

9.1 Año 2024

9.1.1 Casos Base

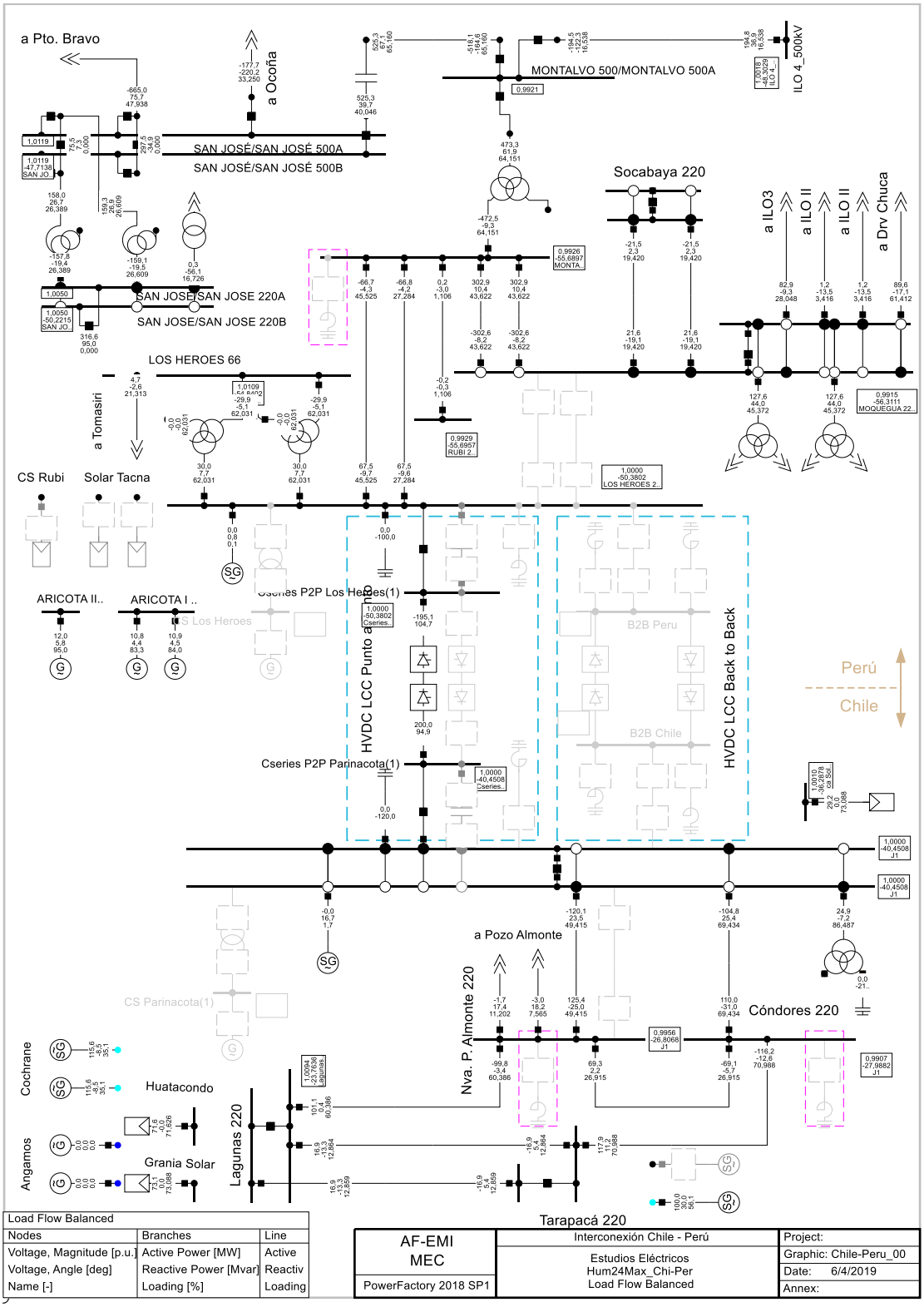




Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

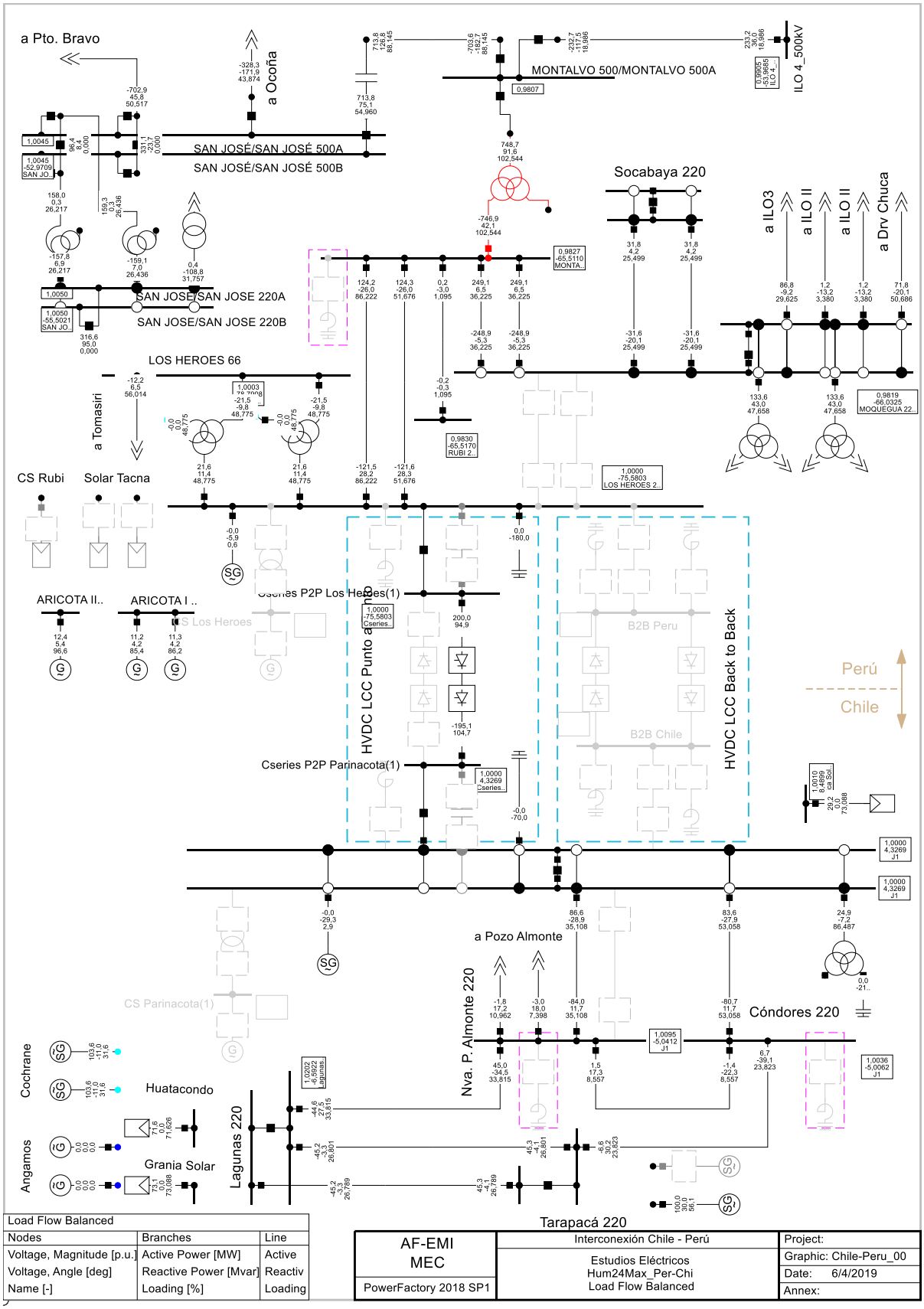
AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Av24min Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 14/09/2018
PowerFactory 2018 SP1		Annex:

9.1.2 Casos base con flujos máximos por la Interconexión



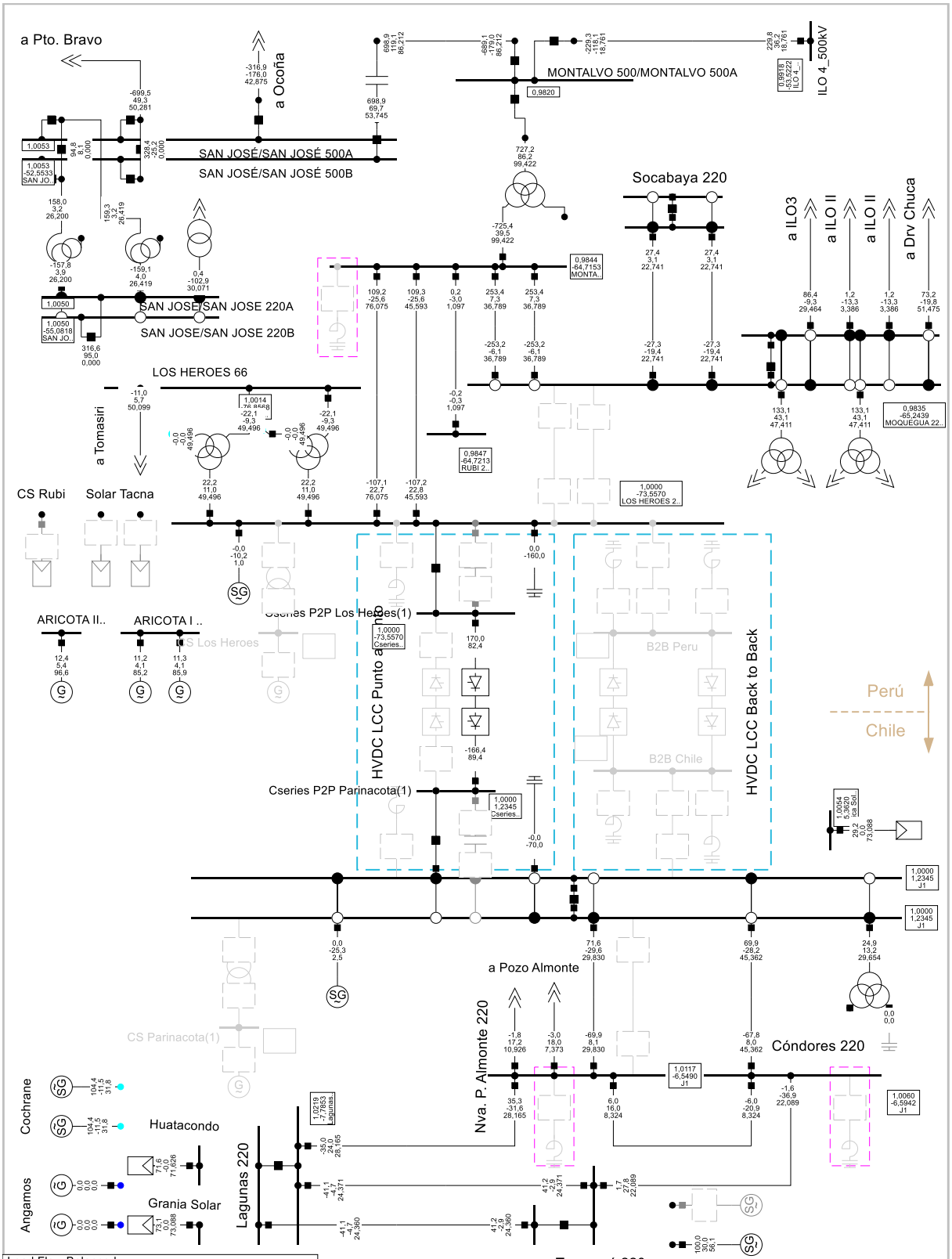
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú Estudios Eléctricos Hum24Max_Chi-Per Load Flow Balanced	Project: Graphic: Chile-Peru_00 Date: 6/4/2019 Annex:
PowerFactory 2018 SP1		



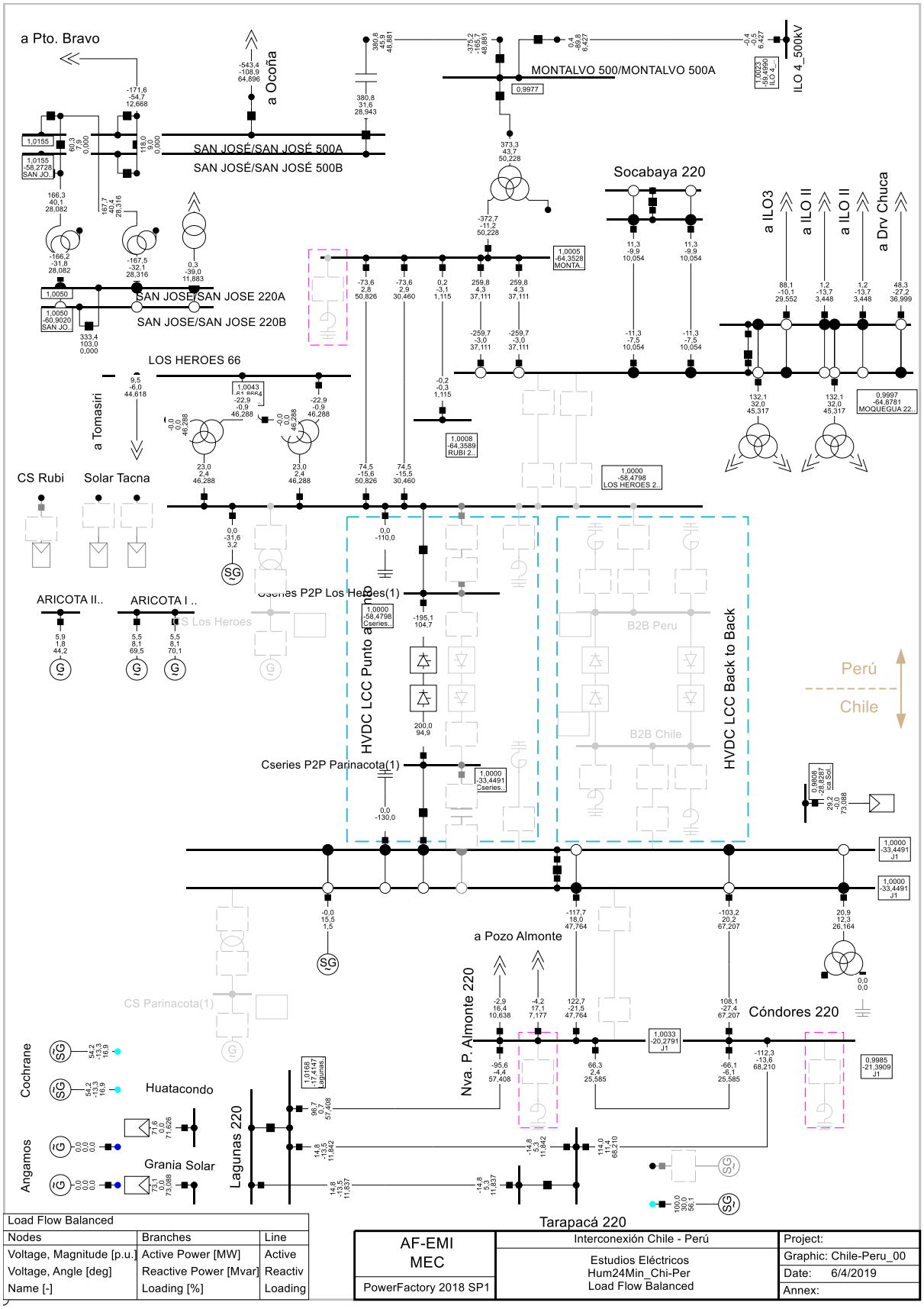
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum24Max_Per-Chi Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 6/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



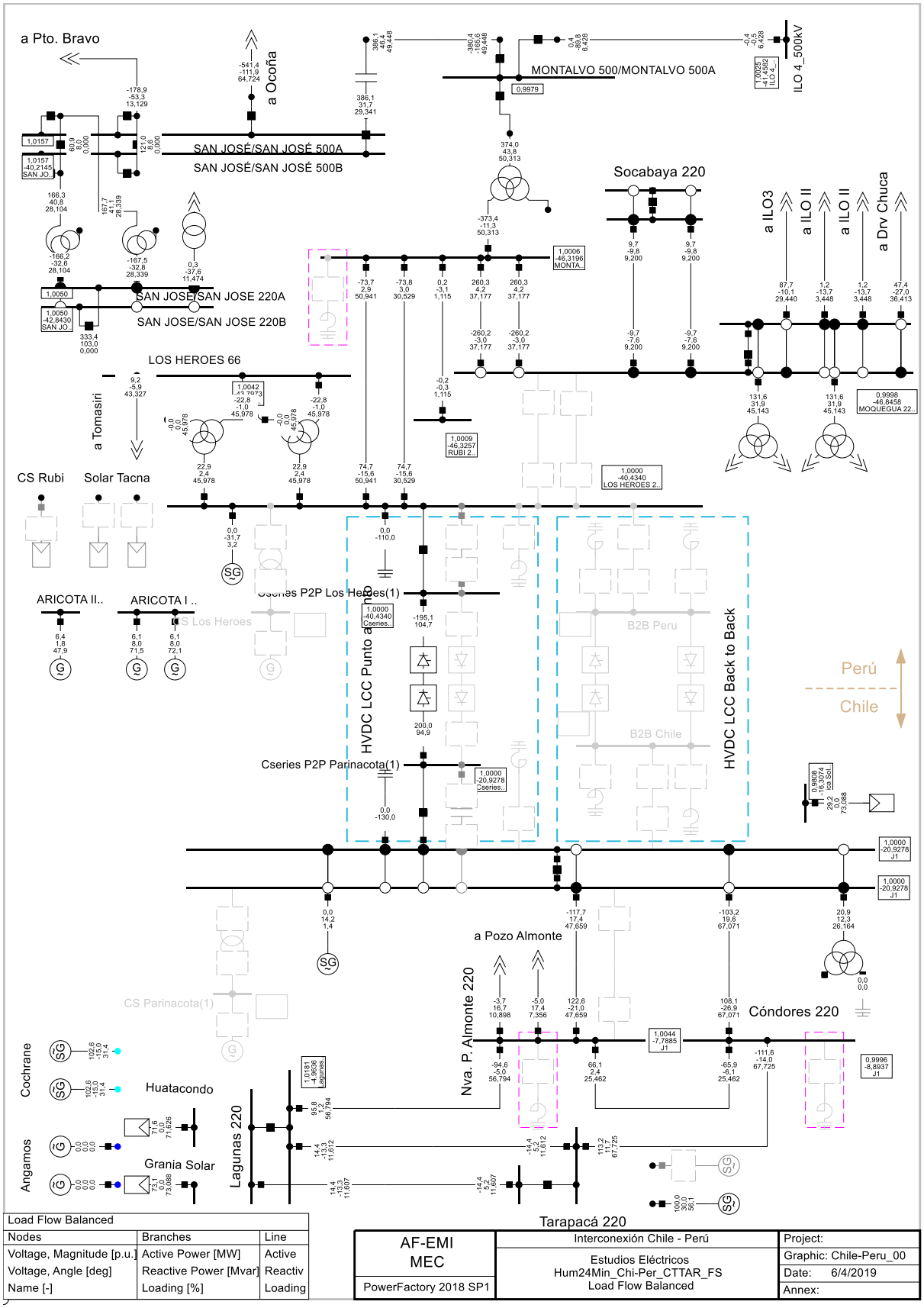
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum24Max_Per-Chi_190 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 6/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



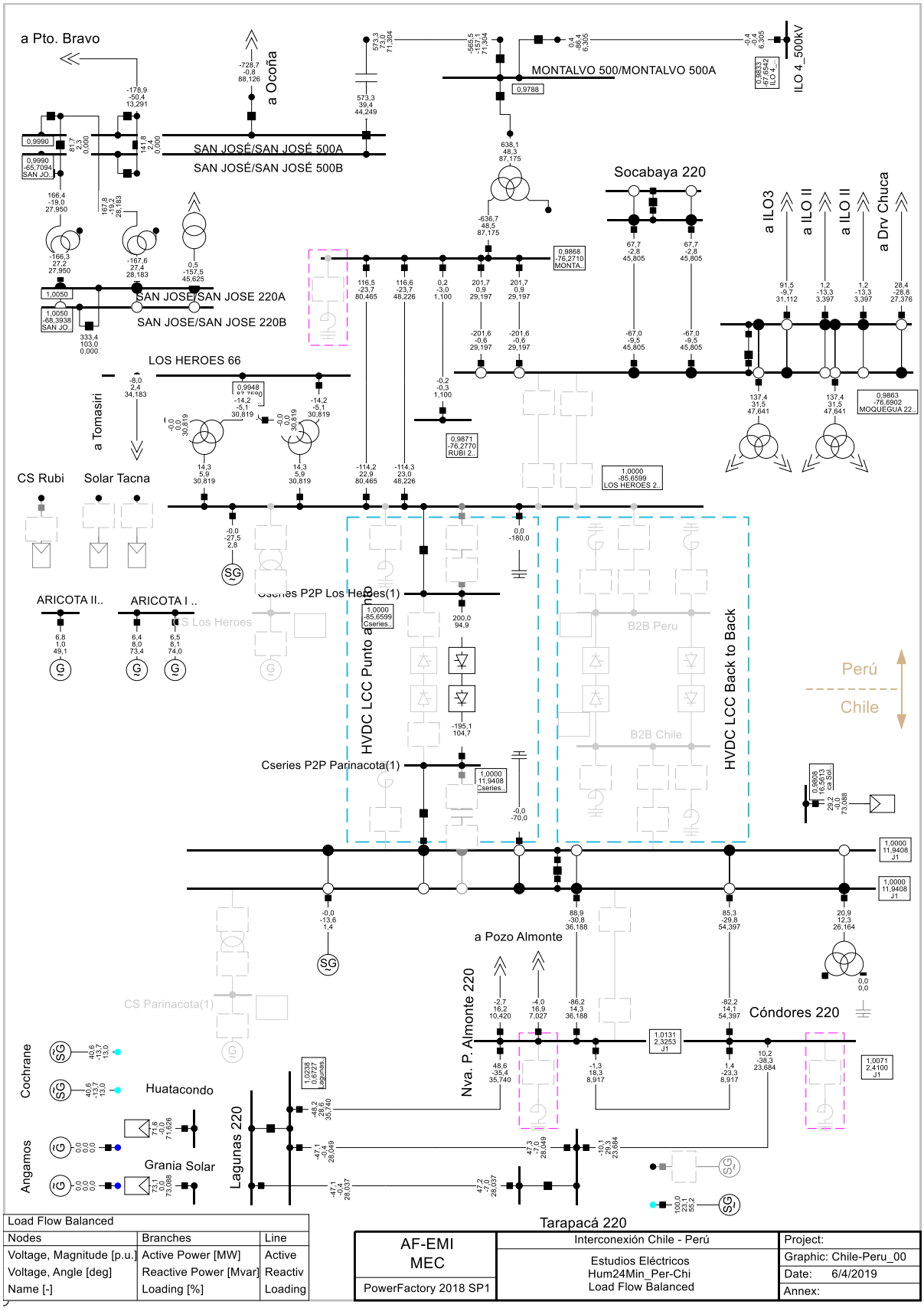
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum24Min_Chi-Per Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
PowerFactory 2018 SP1		Date: 6/4/2019
		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

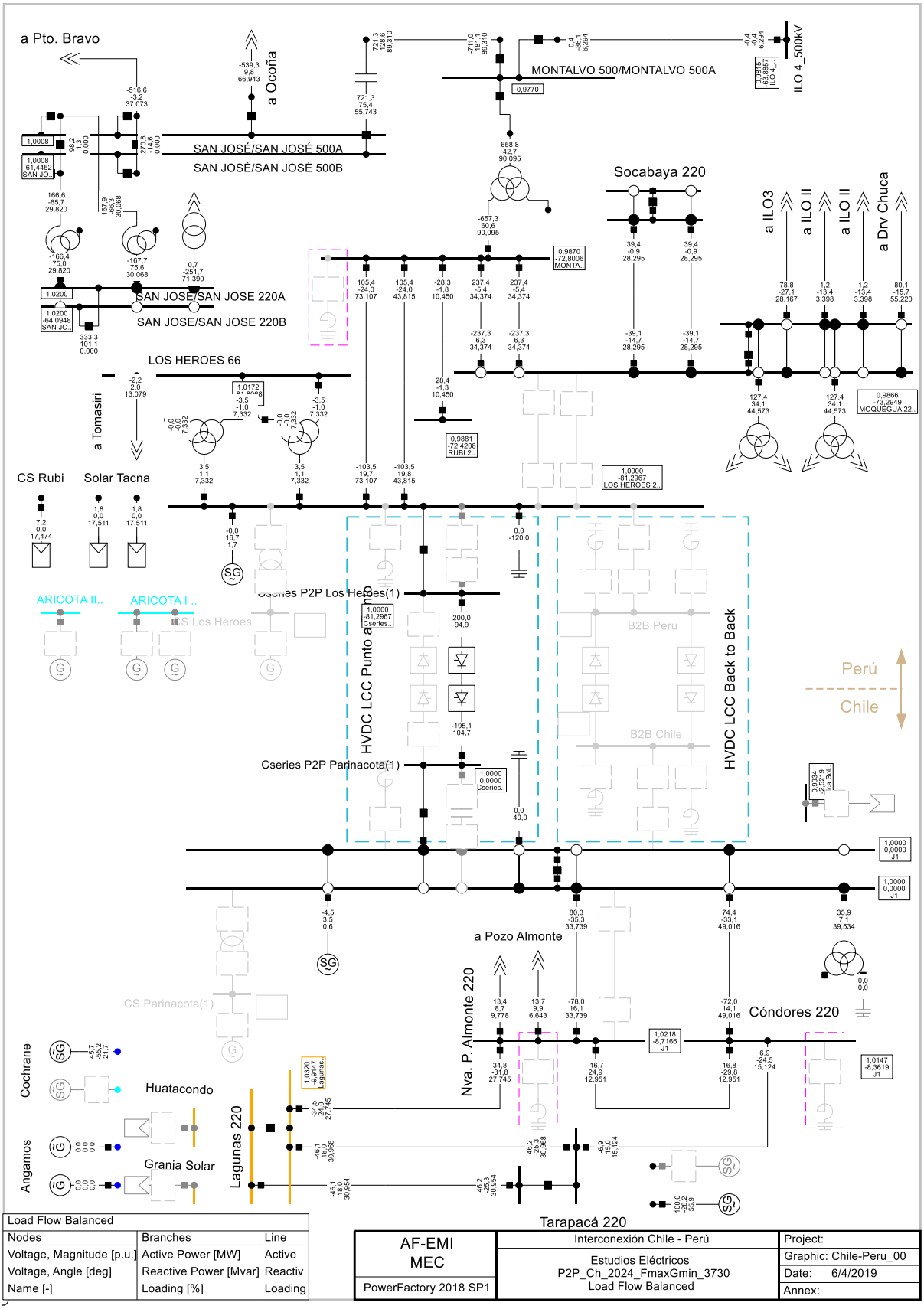
AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum24Min_Chi-Per_CTTAR_FS Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 6/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

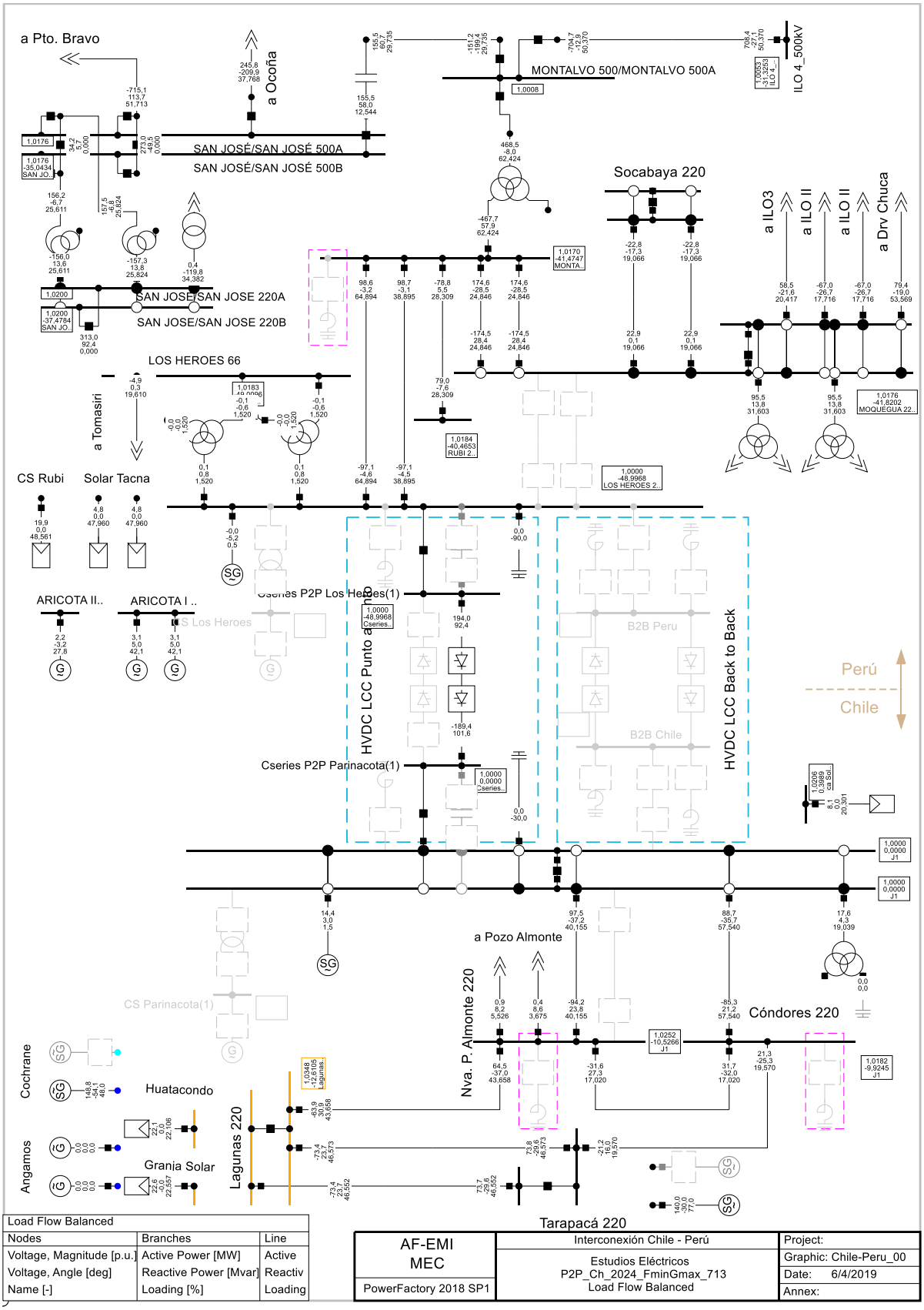
AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum24Min_Per-Chi Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 6/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:

9.1.3 Casos SDDP – Interconexión punto a punto



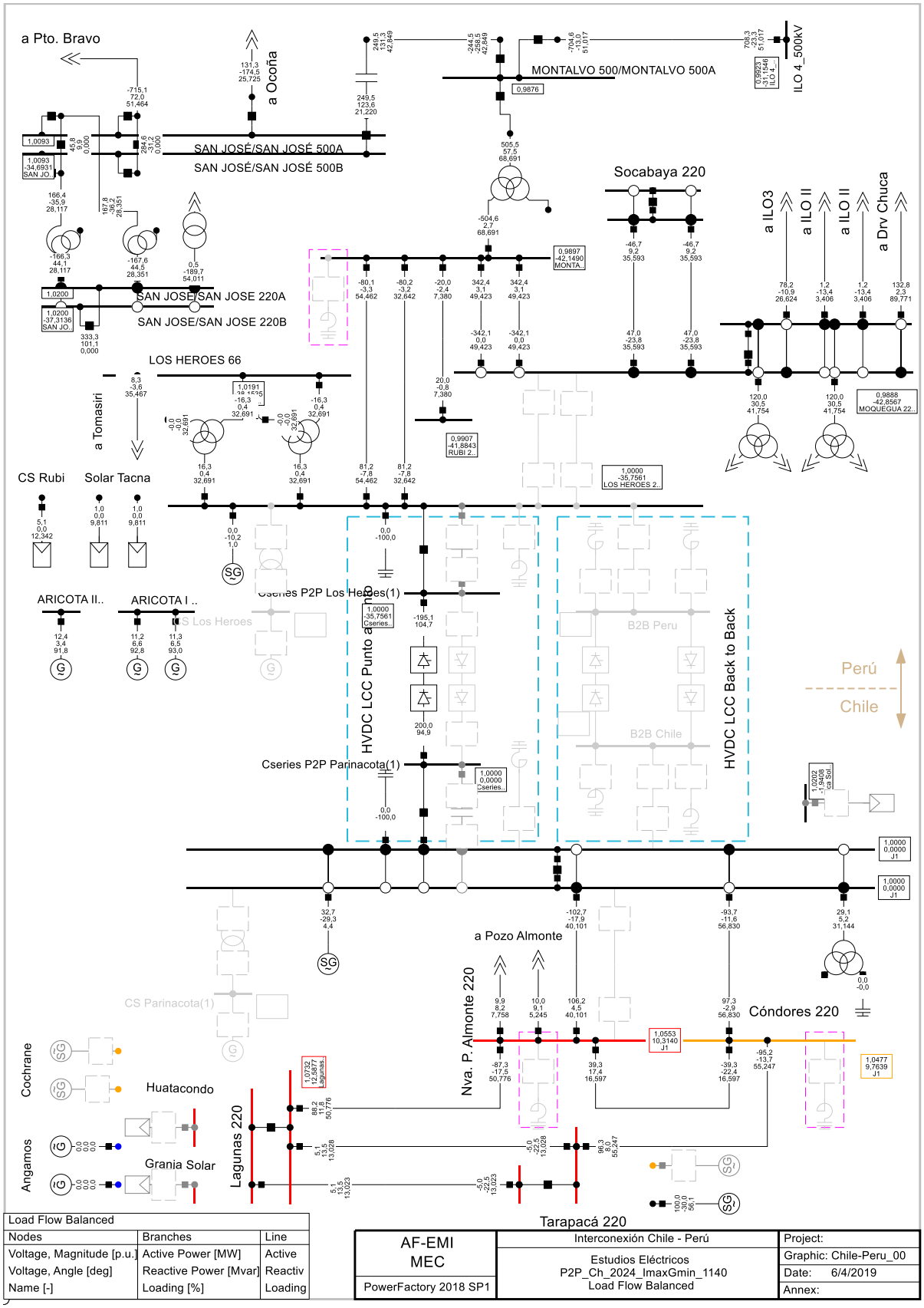
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos P2P_Ch_2024_FmaxGmin_3730 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 6/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



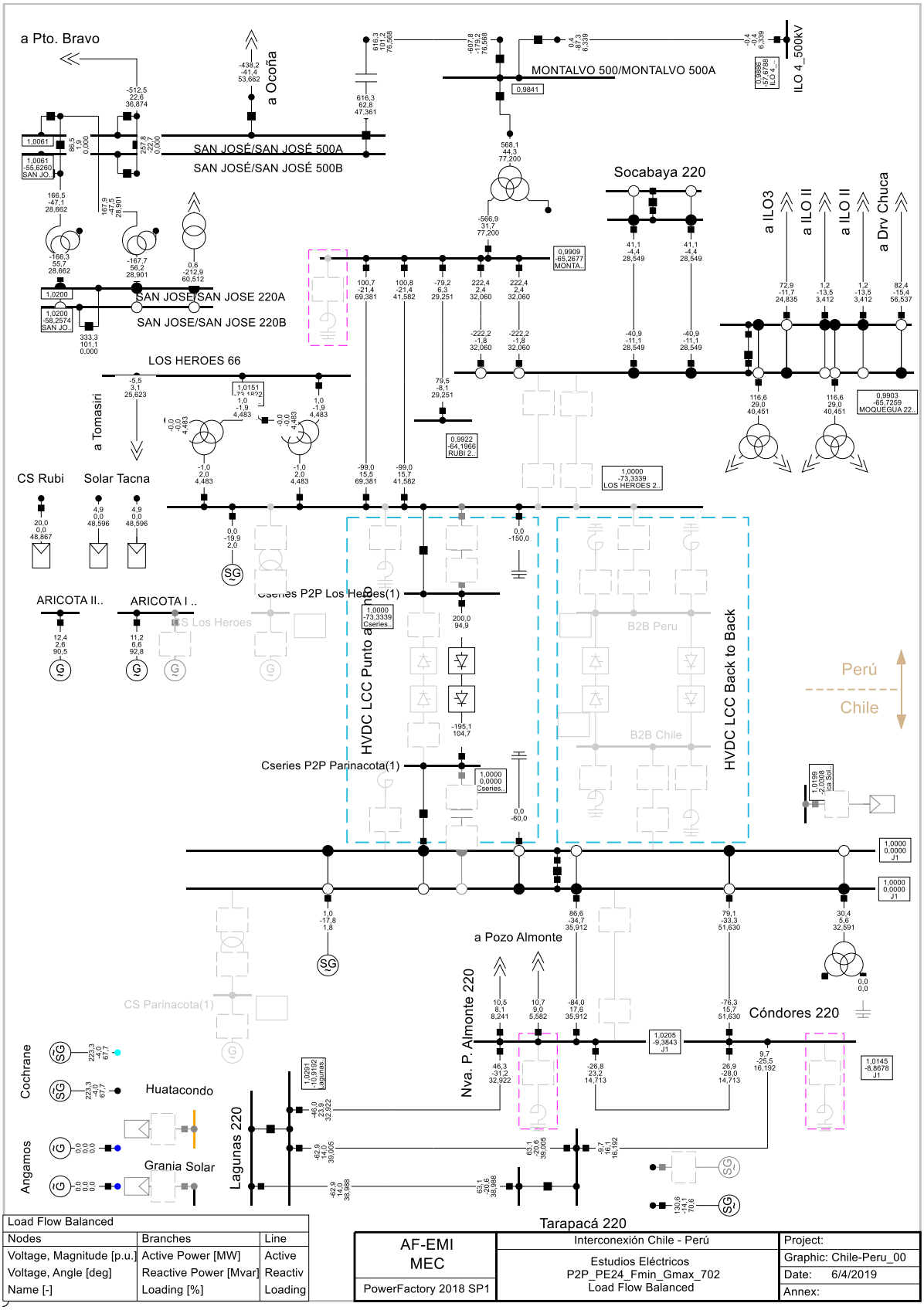
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos P2P_Ch_2024_FminGmax_713 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 6/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



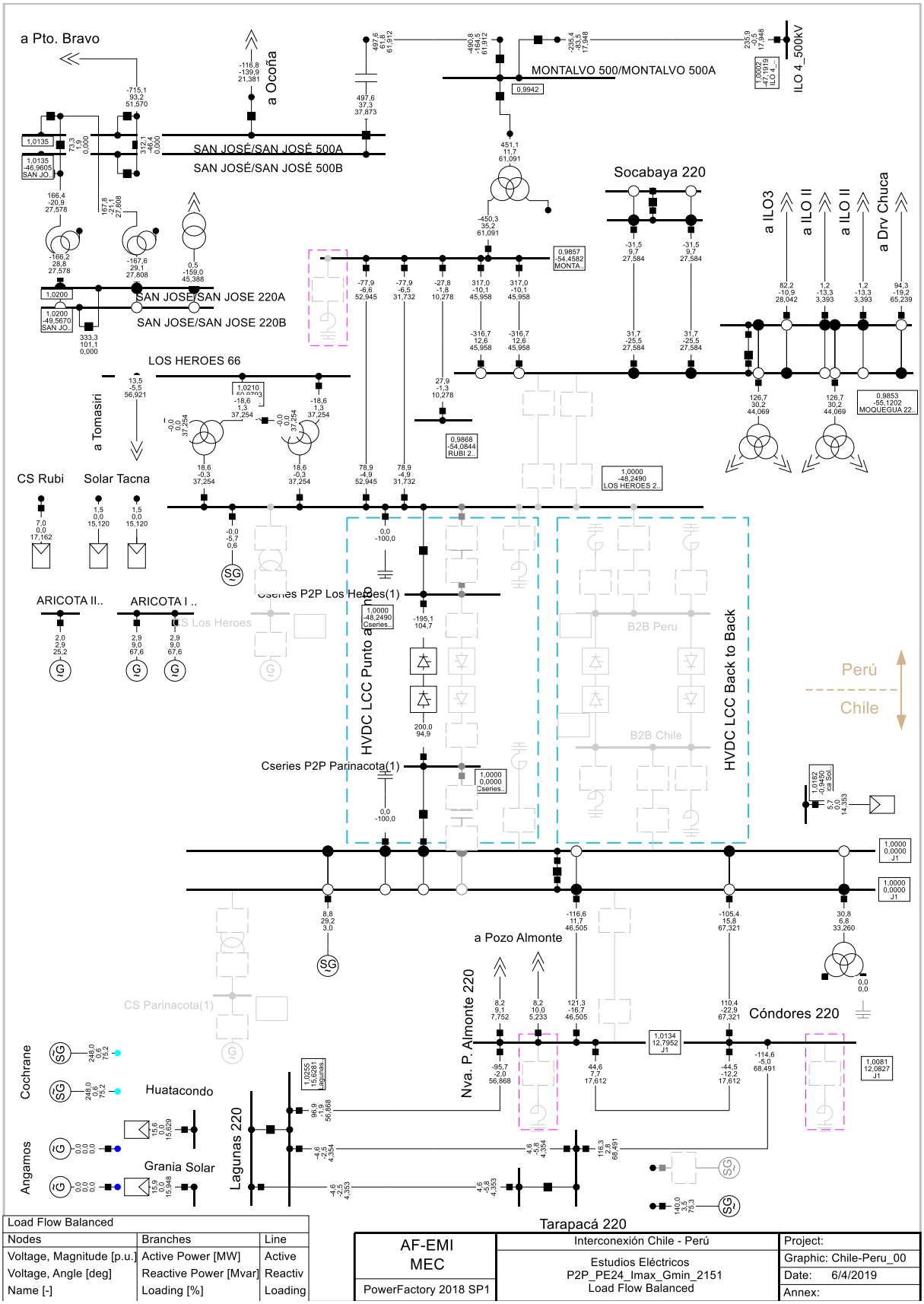
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos P2P_Ch_2024_ImaxGmin_1140 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 6/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



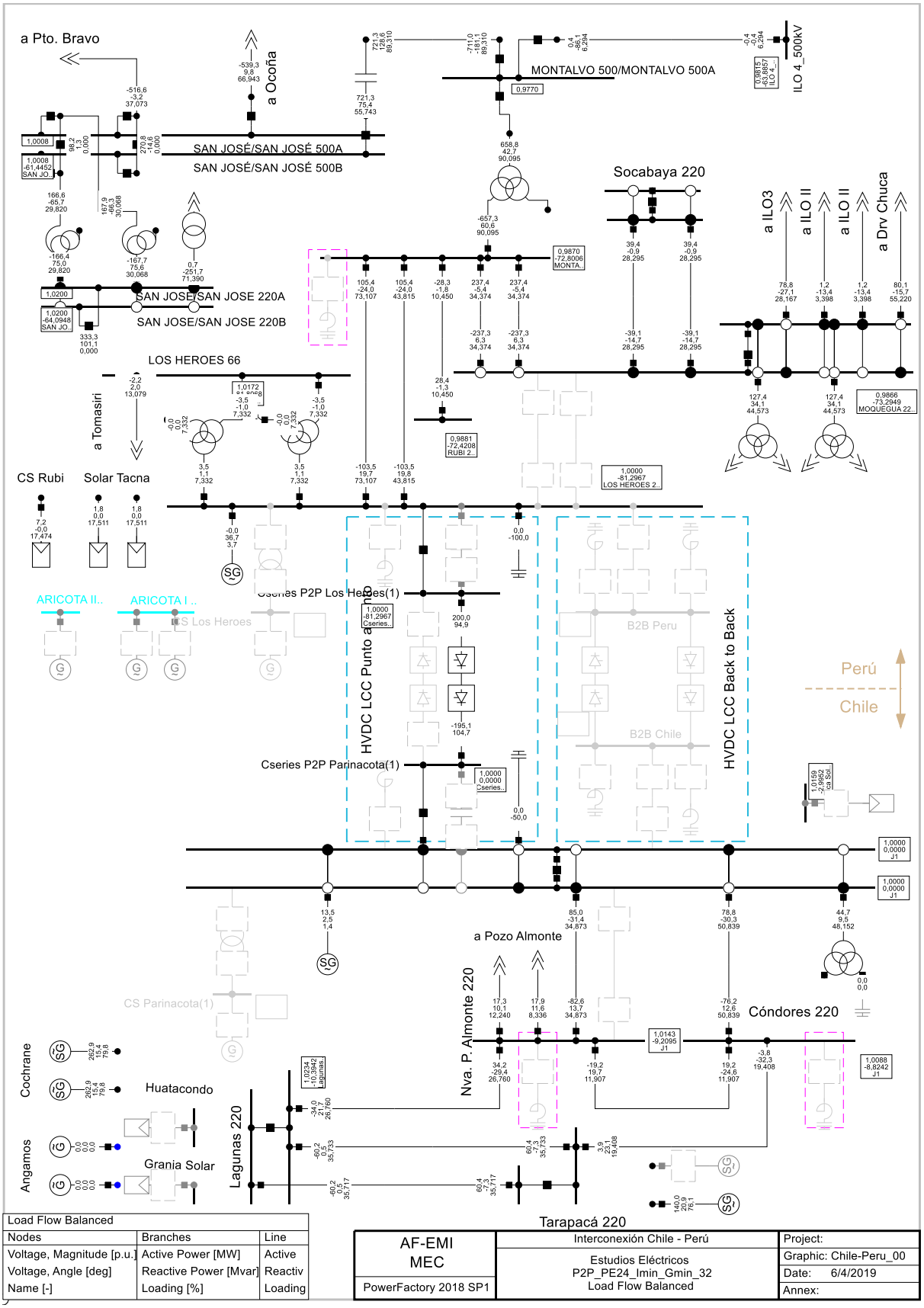
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos P2P_PE24_Fmin_Gmax_702 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 6/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

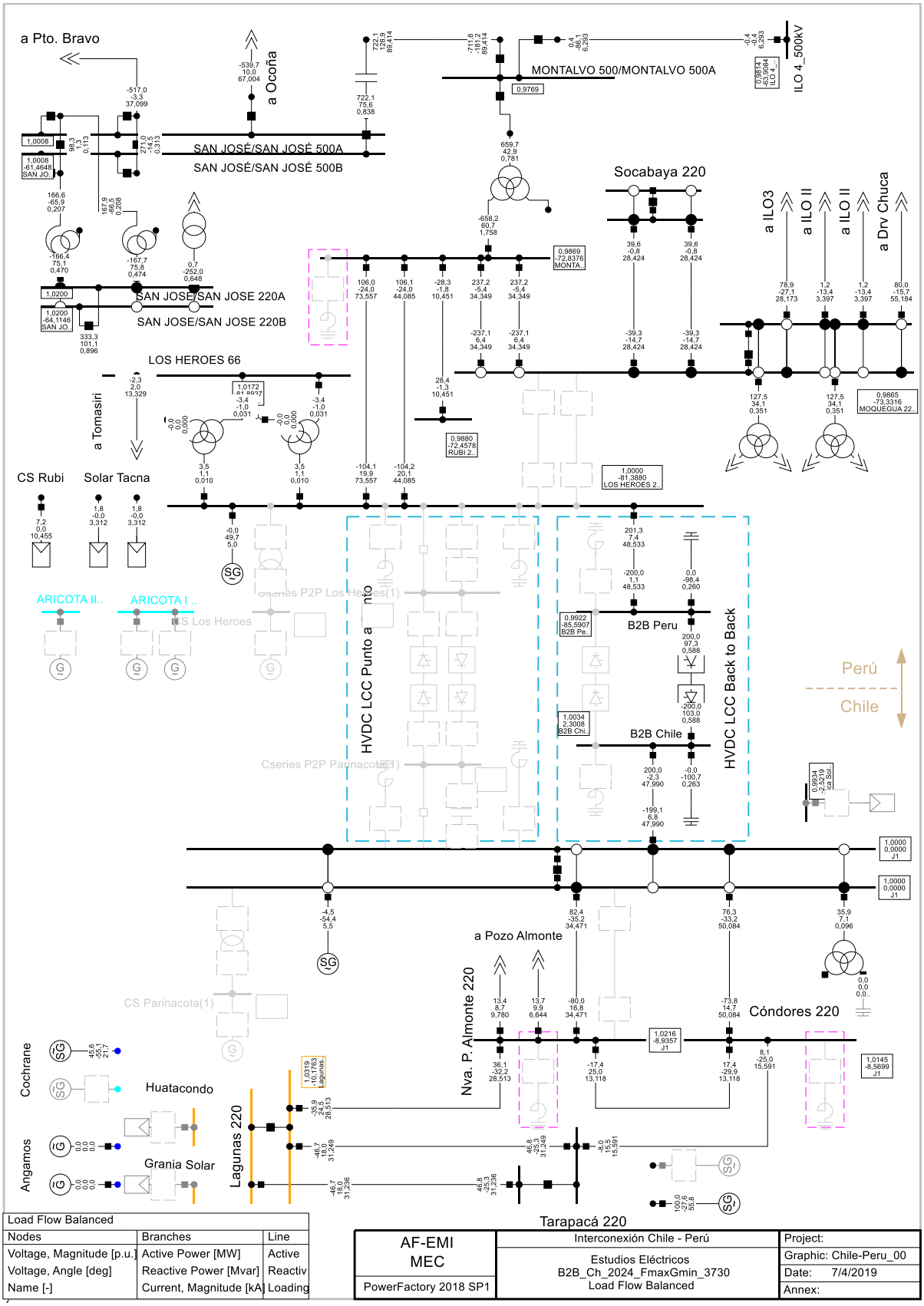
AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos P2P_PE24_Imax_Gmin_2151 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 6/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

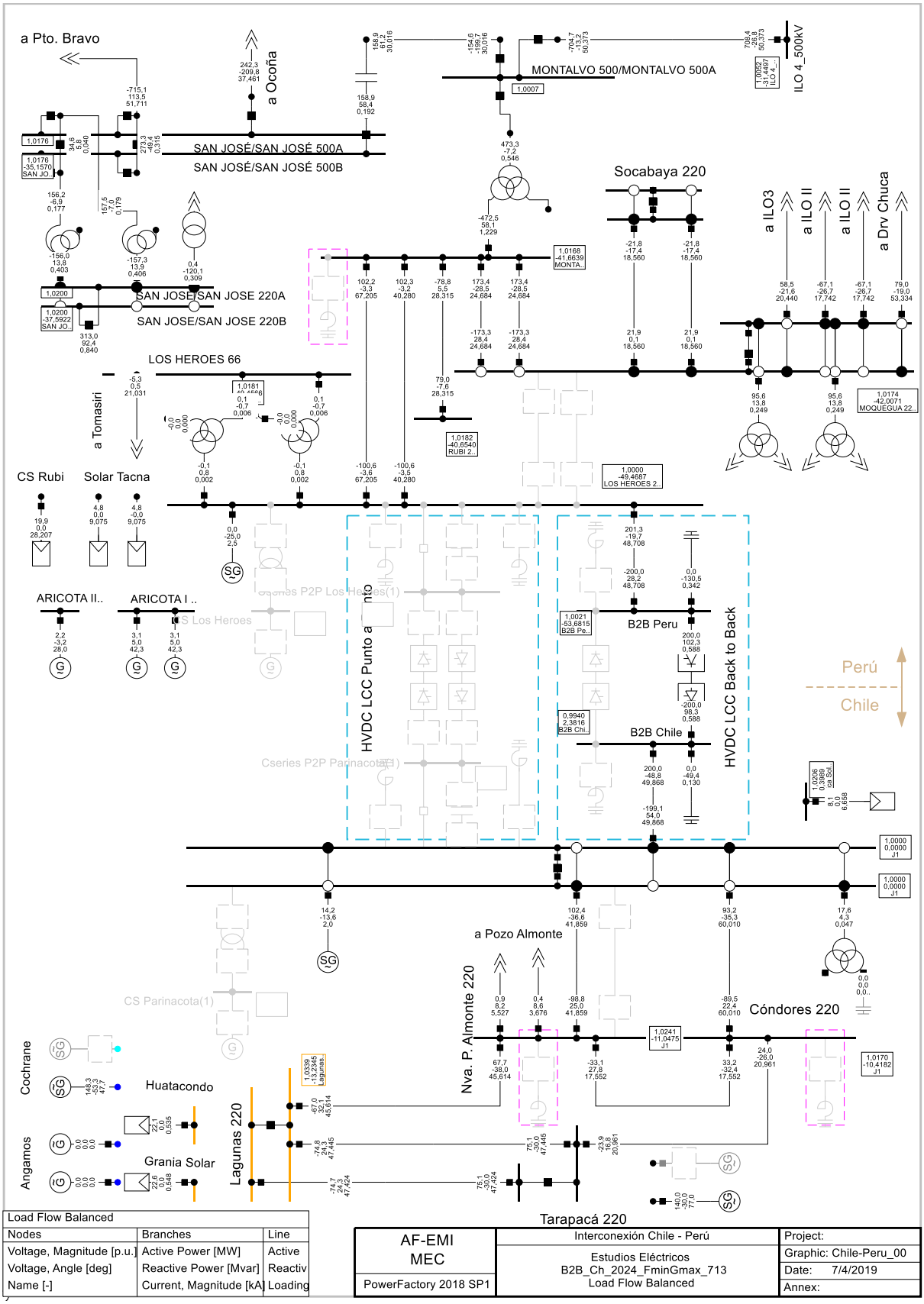
AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos P2P_PE24_Imin_Gmin_32 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 6/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:

9.1.4 Casos SDDP – Conexión back to back



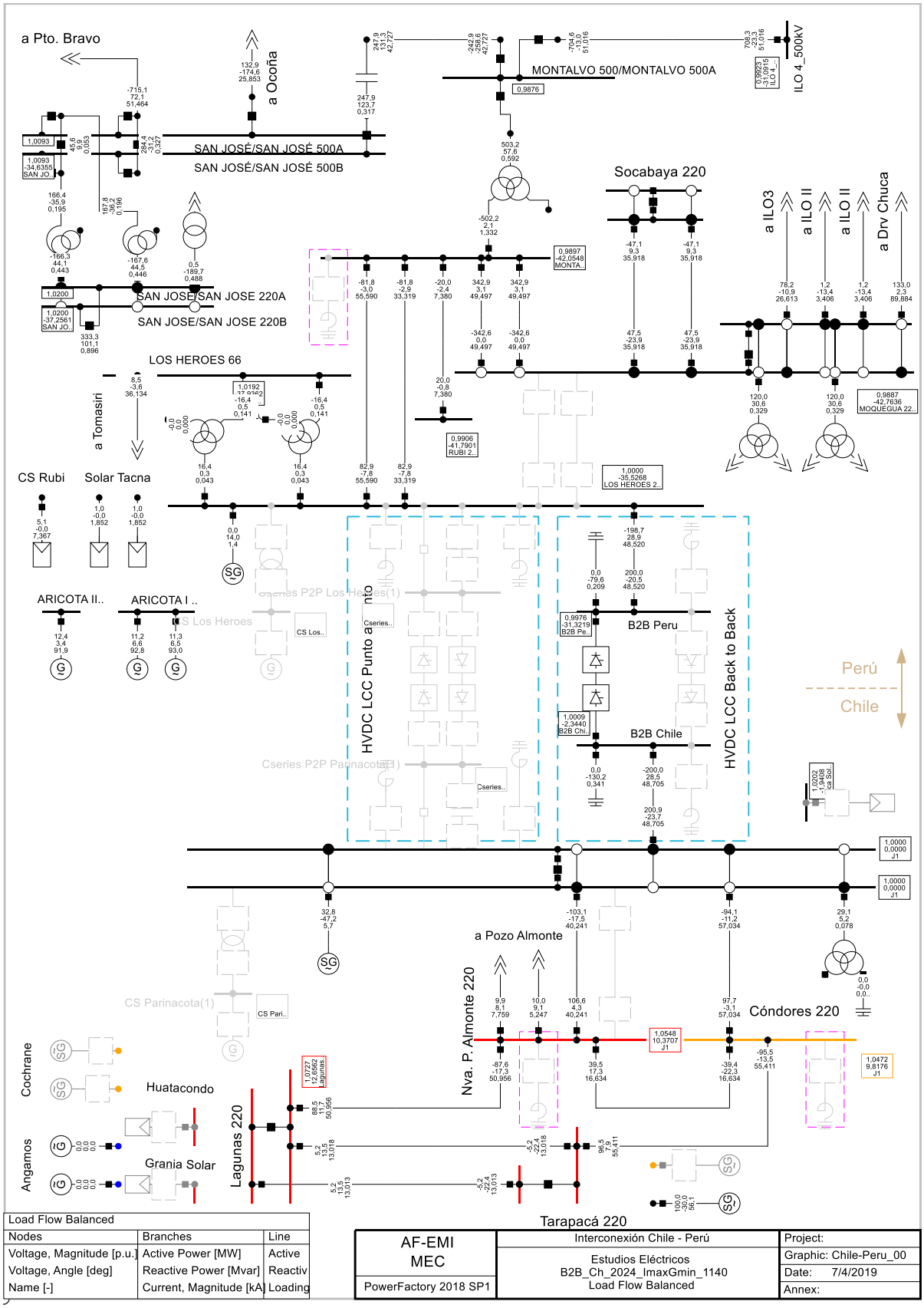
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Current, Magnitude [kA]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos B2B_Ch_2024_FmaxGmin_3730 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



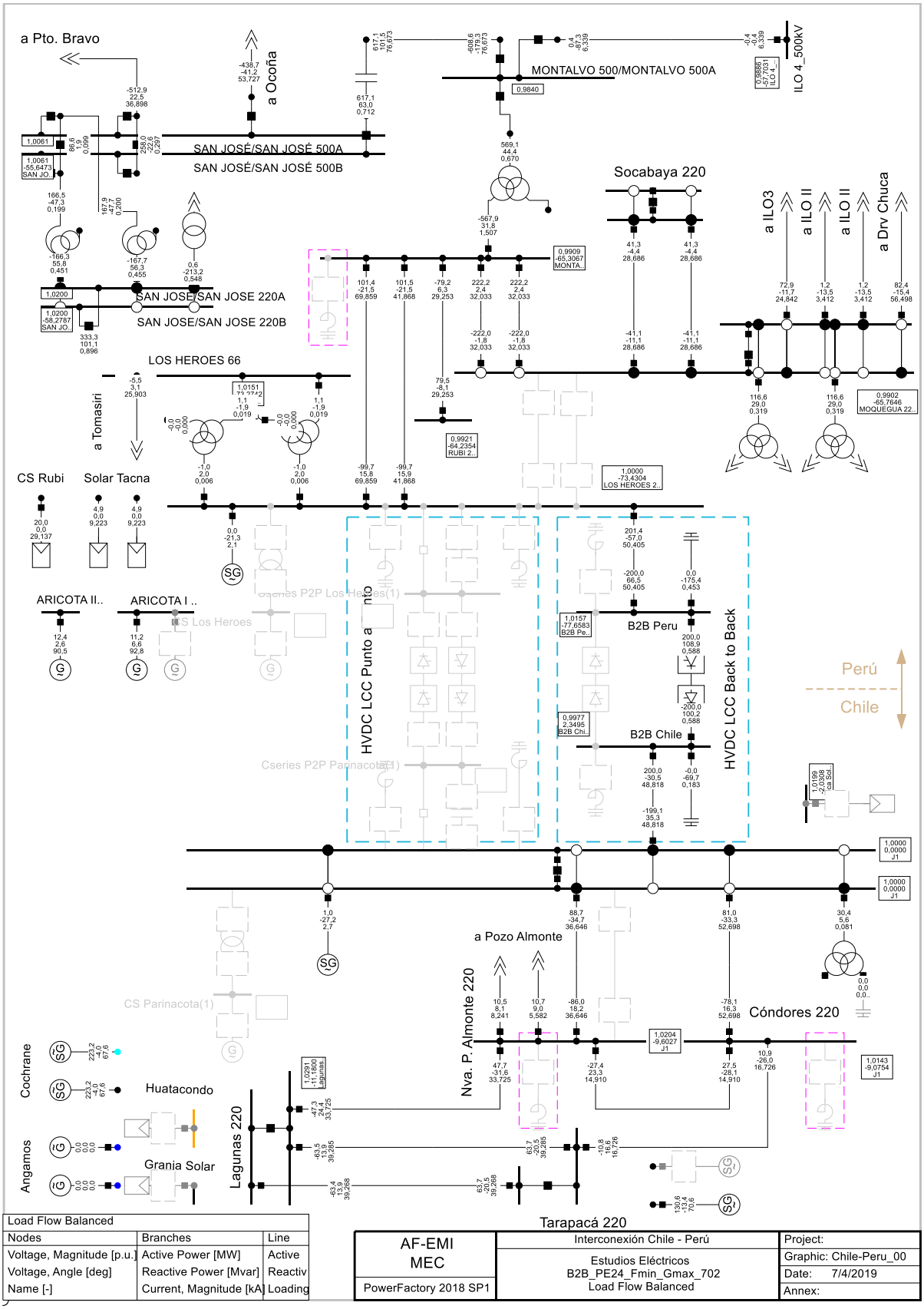
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Current, Magnitude [kA]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos B2B_Ch_2024_FminGmax_713 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



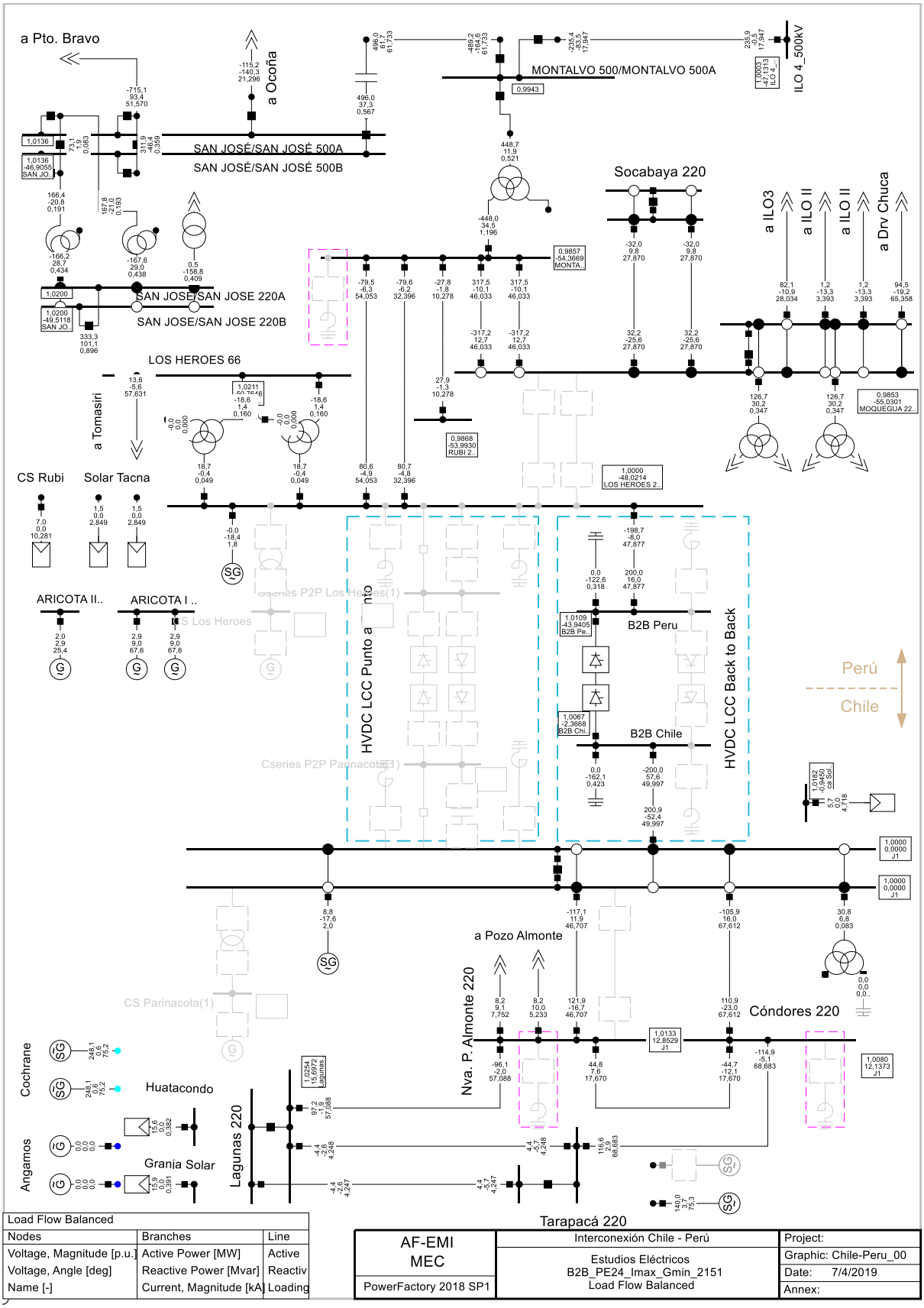
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Current, Magnitude [kA]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos B2B_Ch_2024_ImaxGmin_1140 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



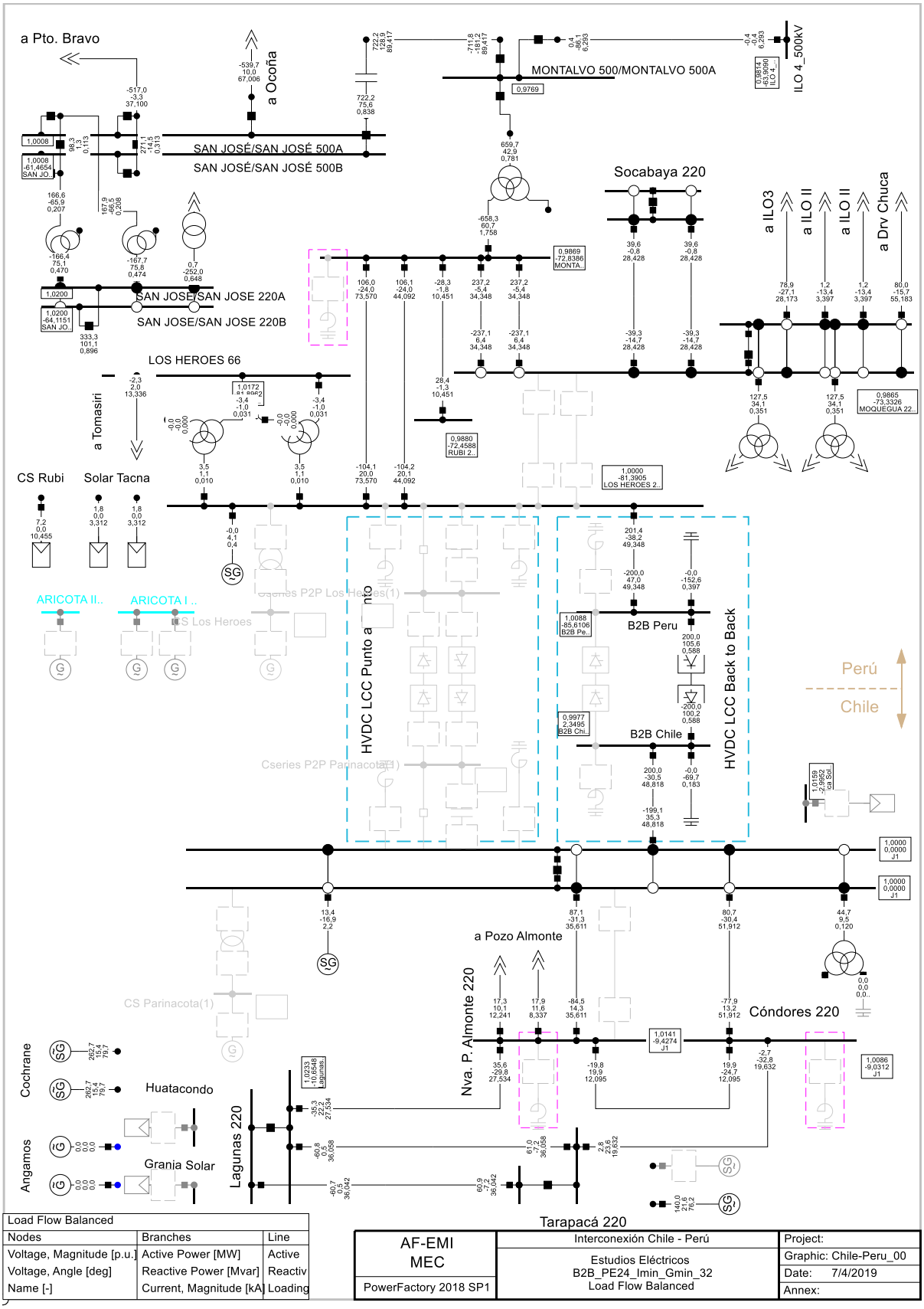
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Current, Magnitude [kA]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos B2B_PE24_Fmin_Gmax_702 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Current, Magnitude [kA]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos B2B_PE24_Imax_Gmin_2151 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:

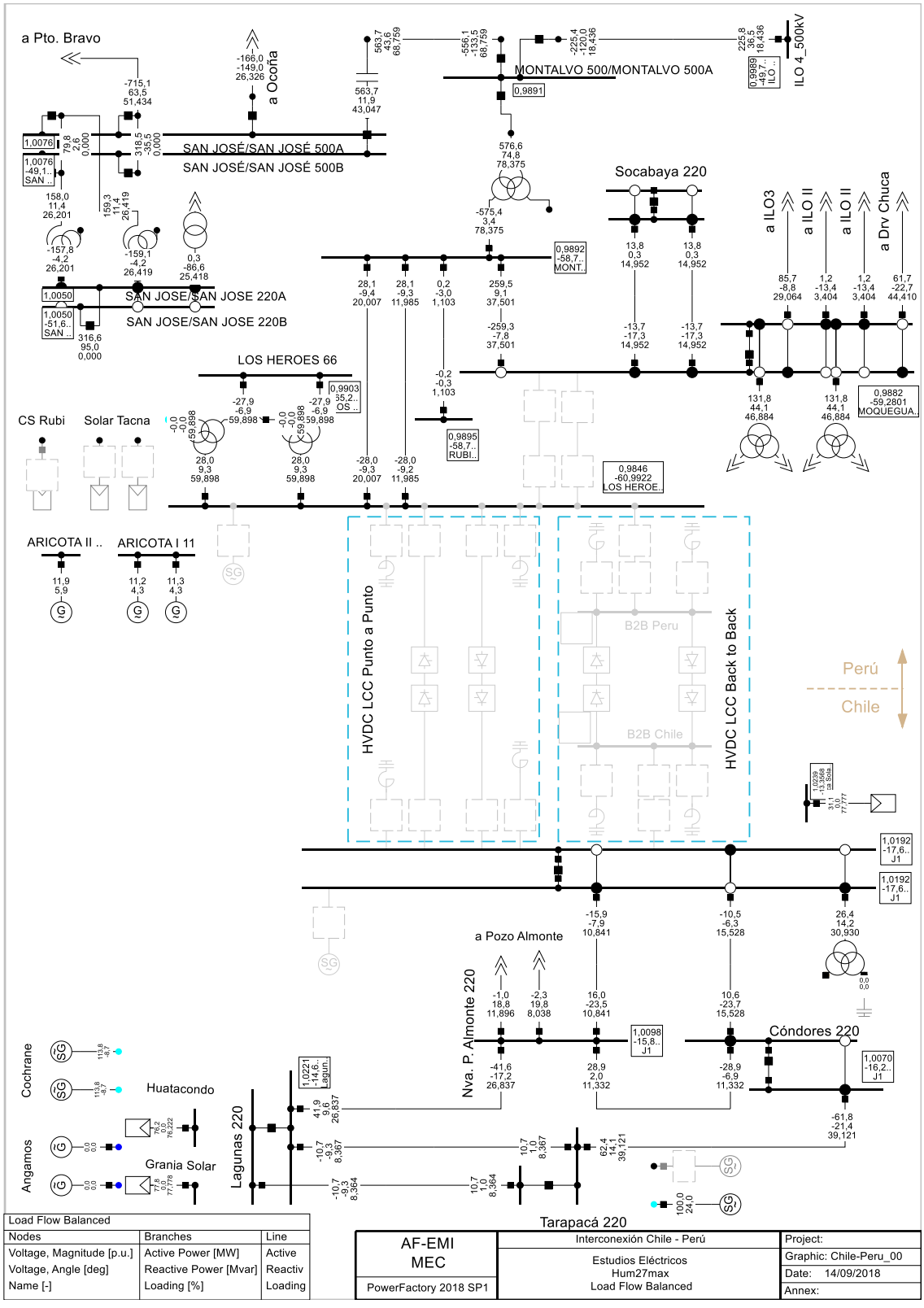


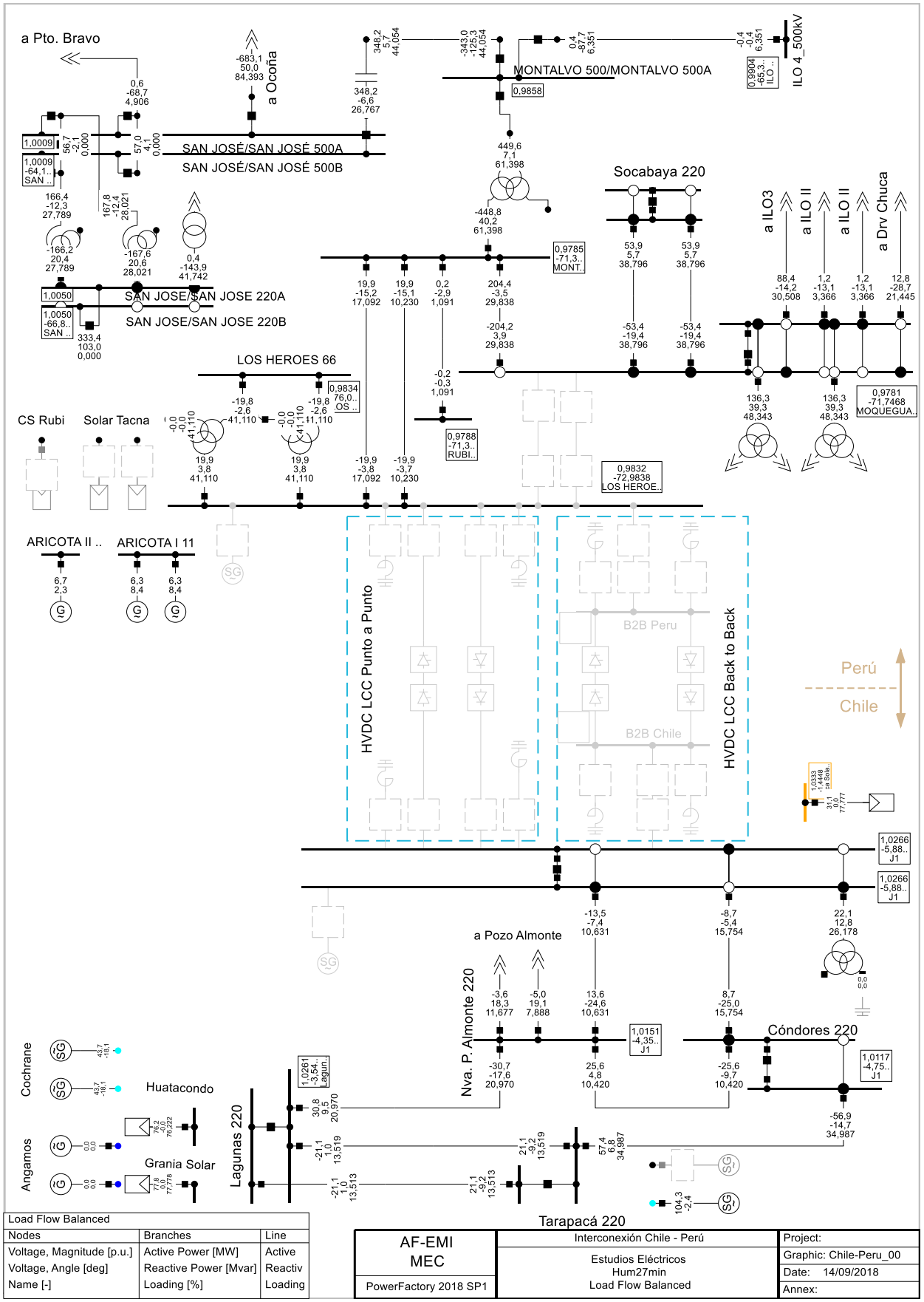
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Current, Magnitude [kA]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos B2B_PE24_Imin_Gmin_32 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:

9.2 Año 2027

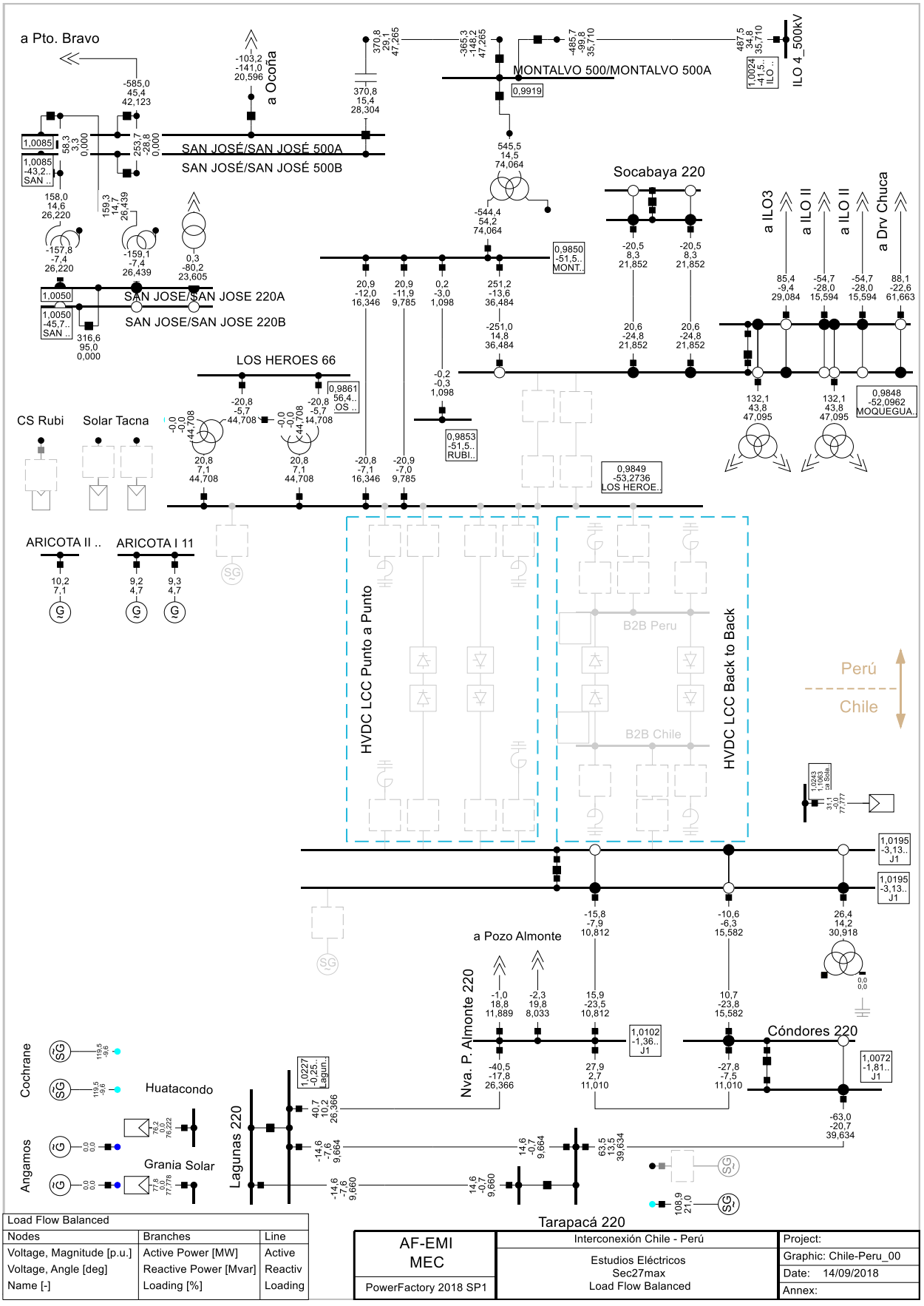
9.2.1 Casos base





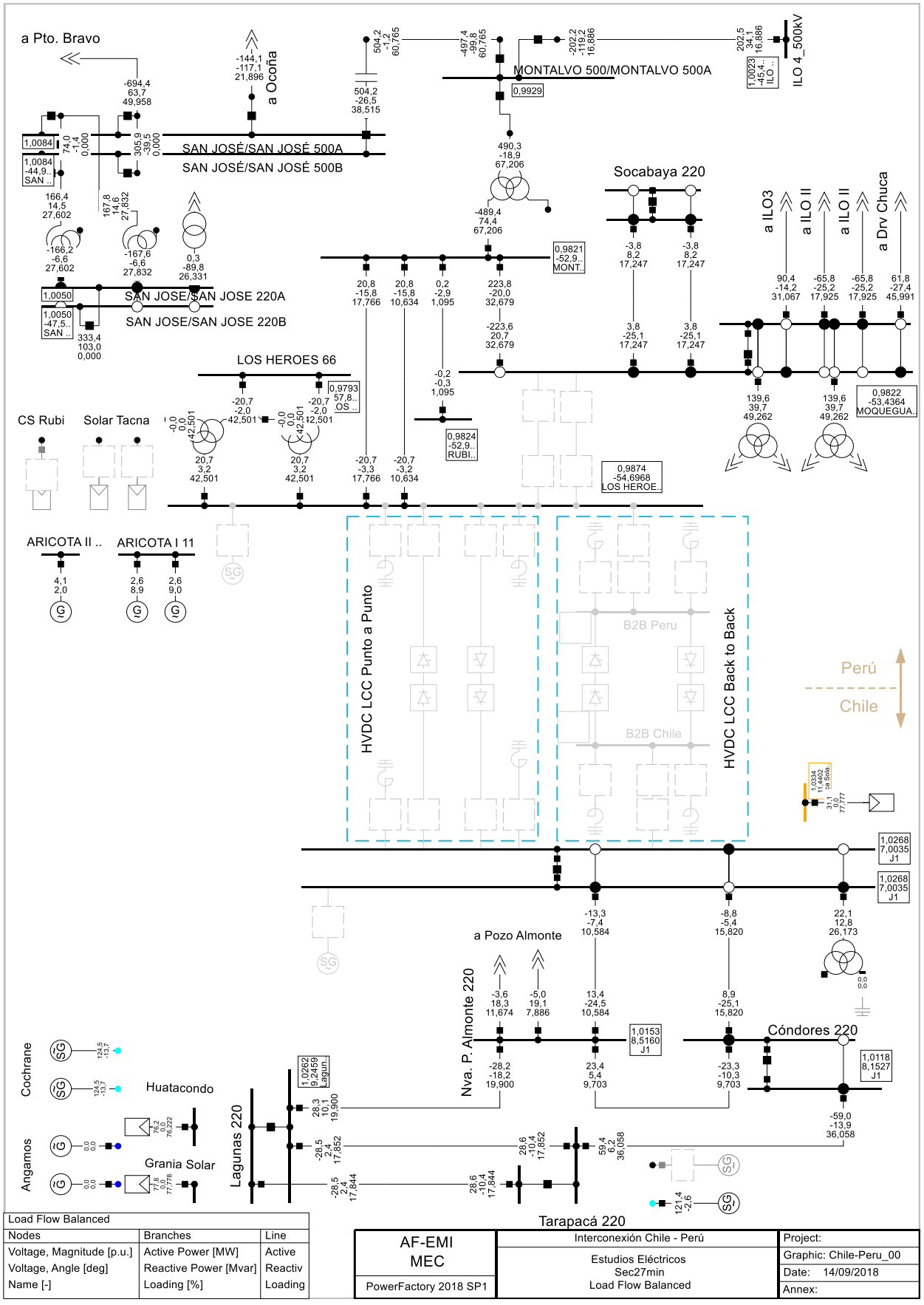
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum27min Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 14/09/2018
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

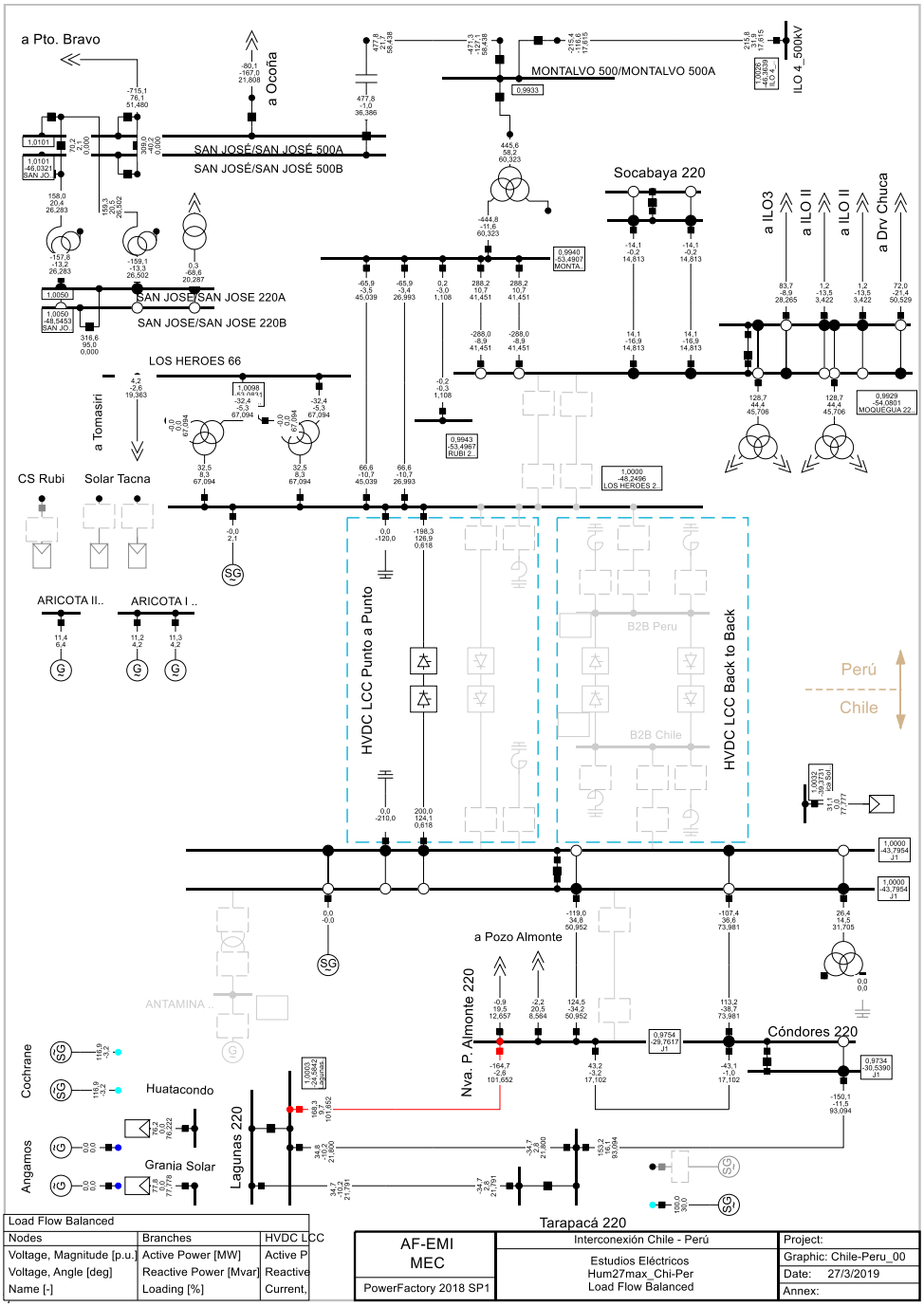
AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Sec27max Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 14/09/2018
PowerFactory 2018 SP1		Annex:

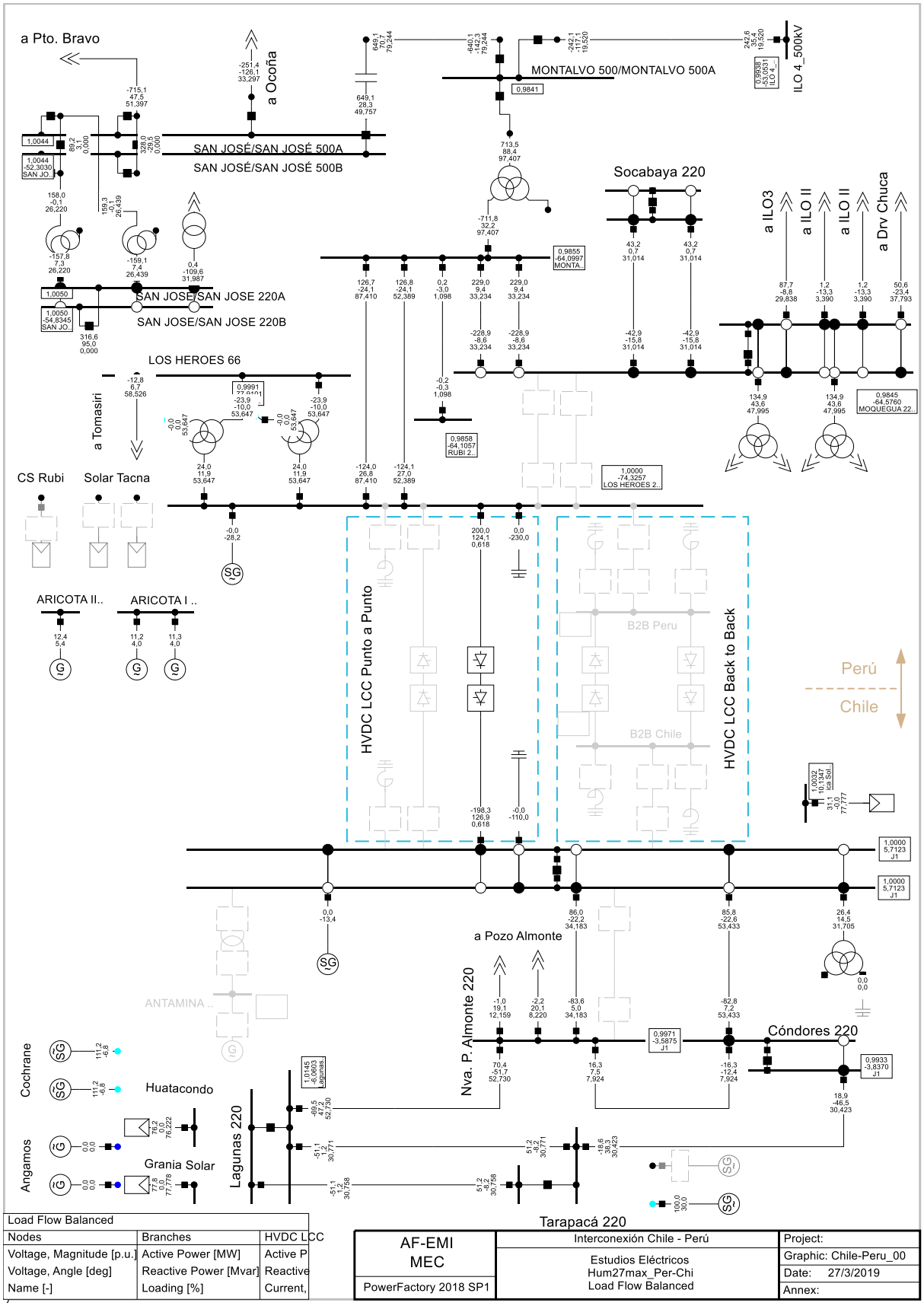


Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Sec27min Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 14/09/2018
PowerFactory 2018 SP1		Annex:

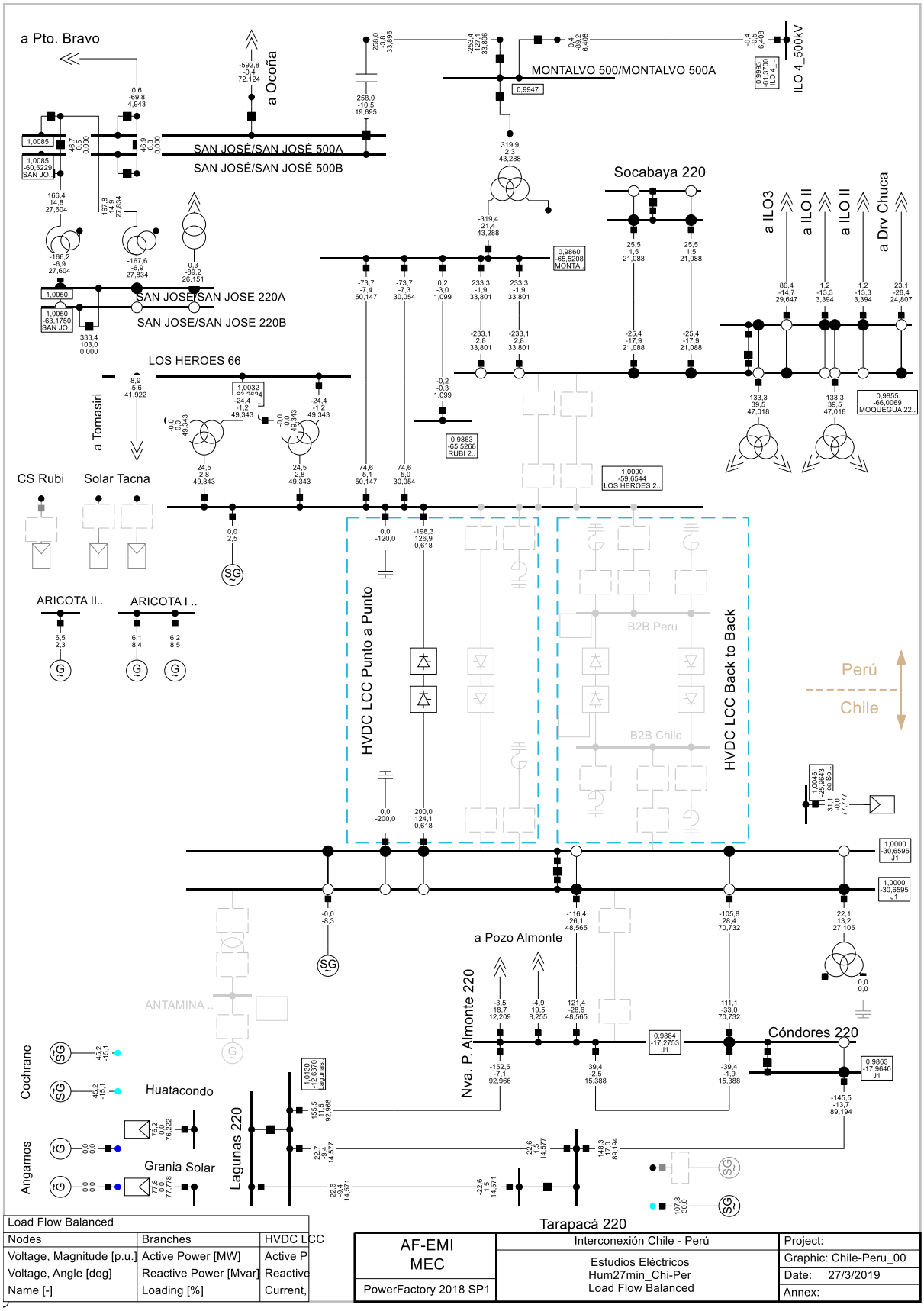
9.2.2 Casos base con flujos máximos por la Interconexión


a Pto. Bravo
a Ocoña
MONTALVO 500/MONTALVO 500A
ILO 4_500kV
SAN JOSÉ/SAN JOSÉ 500A
SAN JOSÉ/SAN JOSÉ 500B
Socabaya 220
a ILO3
a ILO II
a ILO II
a Drv Chuca
SAN JOSE/SAN JOSE 220A
SAN JOSE/SAN JOSE 220B
LOS HEROES 66
a Tomasiri
CS Rubi
Solar Tacna
ARICOTA II..
ARICOTA I ..
HVDC LCC Punto a Punto
HVDC LCC Back to Back
B2B Peru
B2B Chile
Perú
Chile
a Pozo Almonte
Nva. P. Almonte 220
Cóndores 220
ANTAMINA ..
Cochrane
Huatacondo
Angamos
Grania Solar
Lagunas 220
Tarapacá 220
Load Flow Balanced
Nodes
Voltage, Magnitude [p.u.]
Voltage, Angle [deg]
Name [-]
Branches
Active Power [MW]
Reactive Power [Mvar]
Loading [%]
HVDC LCC
Active P
Reactive
Current,
AF-EMI
MEC
PowerFactory 2018 SP1
Interconexión Chile - Perú
Estudios Eléctricos
Hum27max_Chi-Per
Load Flow Balanced
Project:
Graphic: Chile-Peru_00
Date: 27/3/2019
Annex:



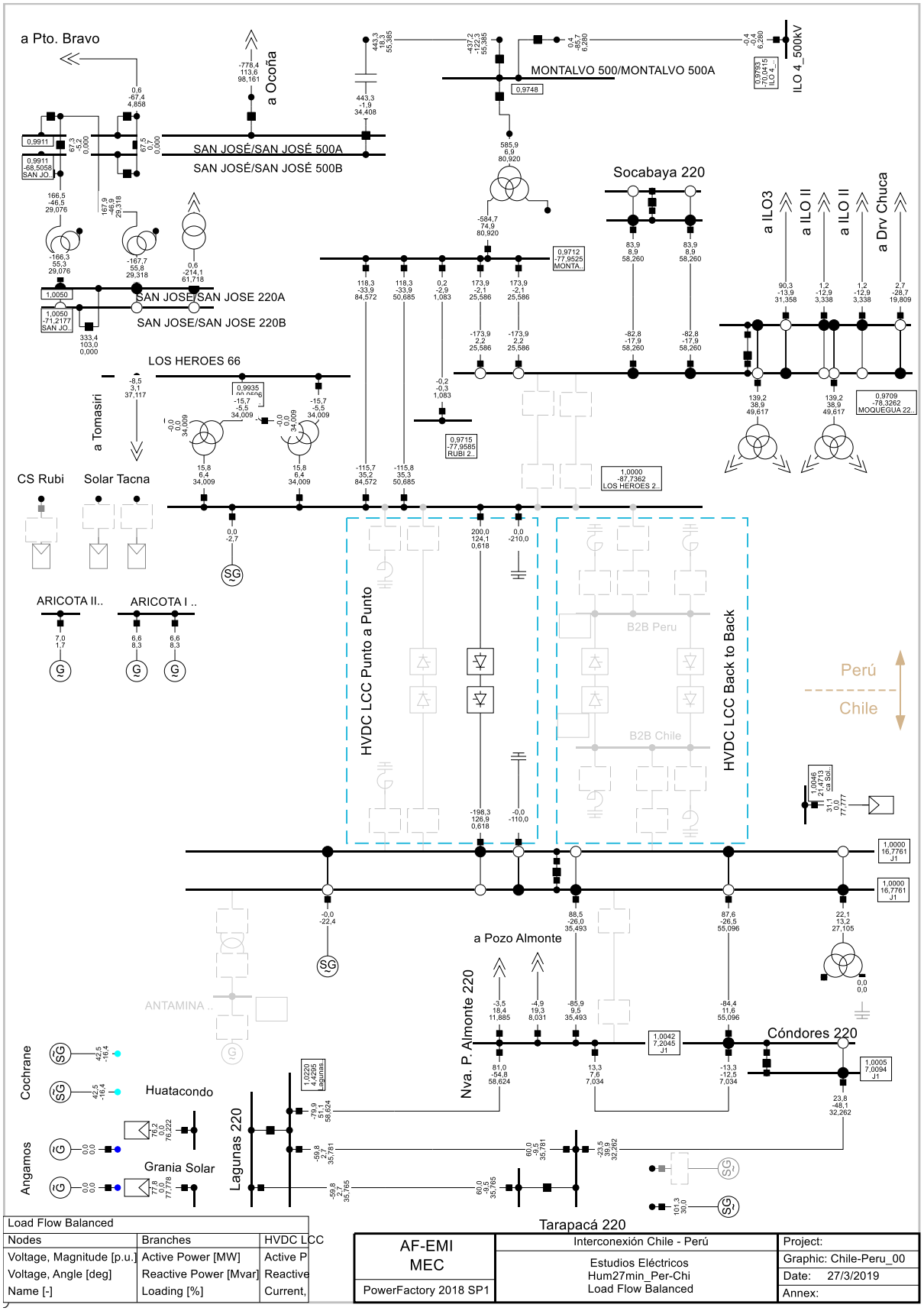
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	HVDC LCC
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active P
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactive
Name [-]	Loading [%]	Current,

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum27max_Per-Chi Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
PowerFactory 2018 SP1		Date: 27/3/2019
		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	HVDC LCC
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active P
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactive
Name [-]	Loading [%]	Current,

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum27min_Chi-Per Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
PowerFactory 2018 SP1		Date: 27/3/2019
		Annex:

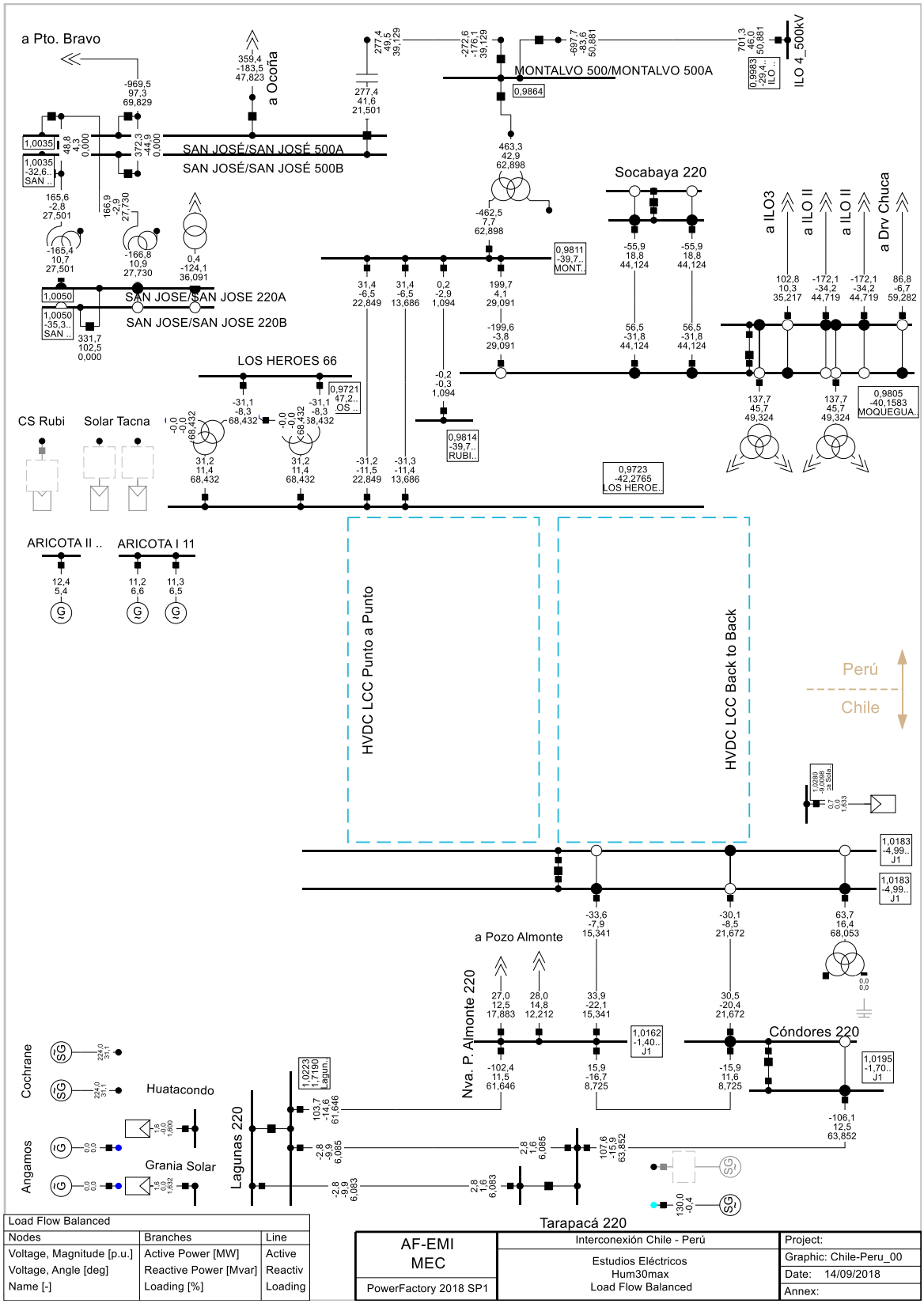


Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	HVDC LCC
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active P
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactive
Name [-]	Loading [%]	Current,

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú Estudios Eléctricos Hum27min_Per-Chi Load Flow Balanced	Project: Graphic: Chile-Peru_00 Date: 27/3/2019 Annex:
PowerFactory 2018 SP1		

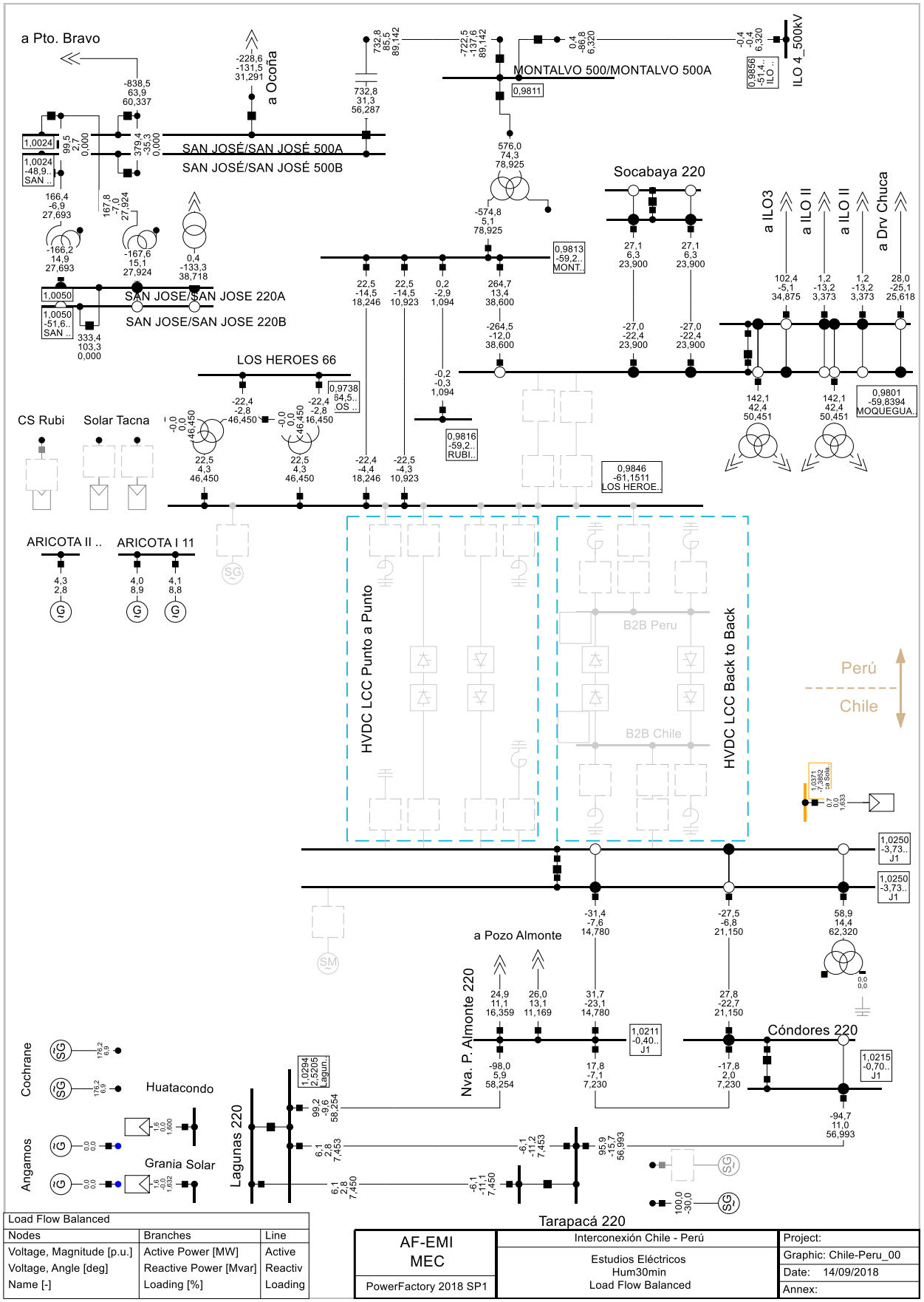
9.3 Año 2030

9.3.1 Casos base



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

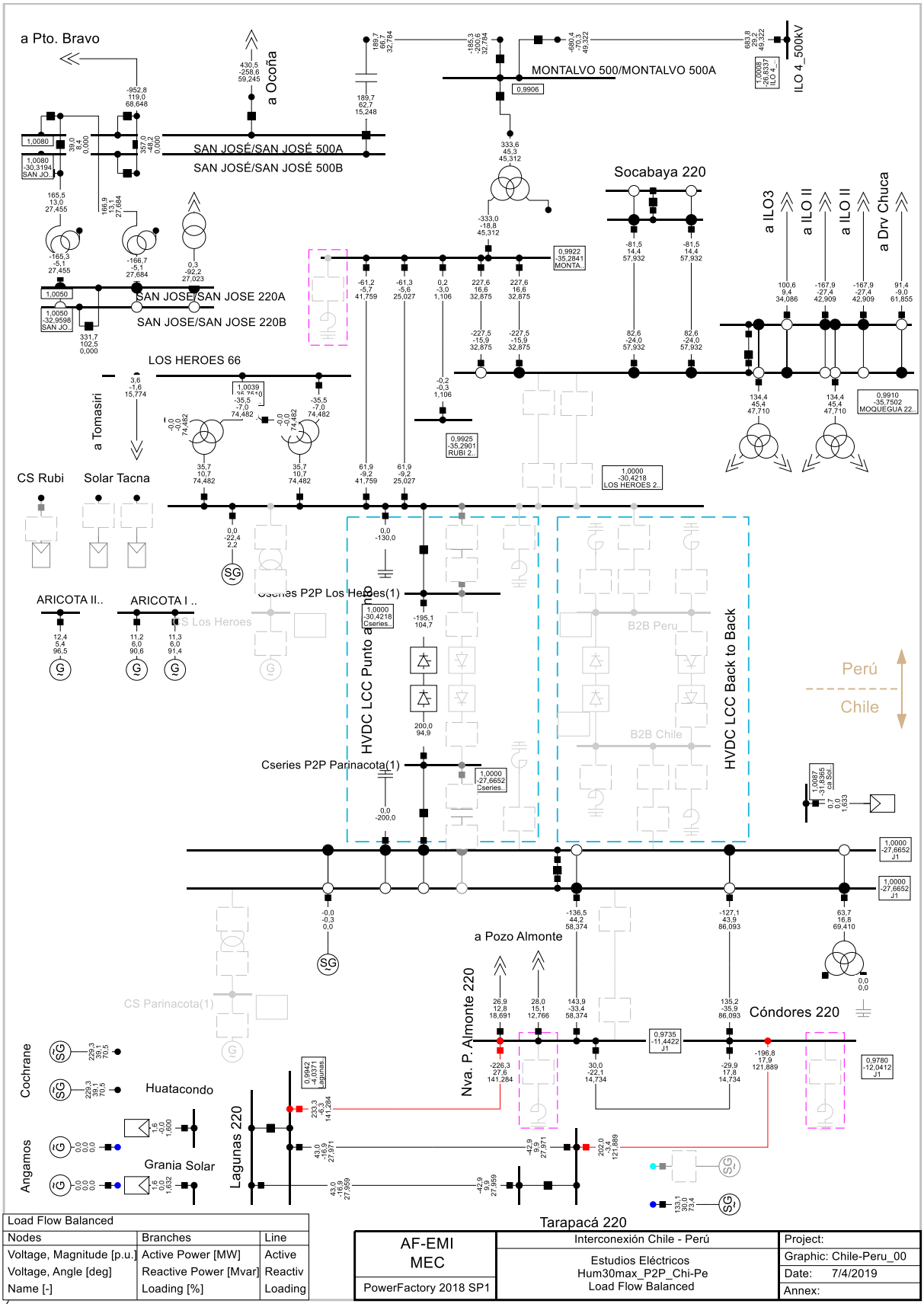
AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum30max Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 14/09/2018
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

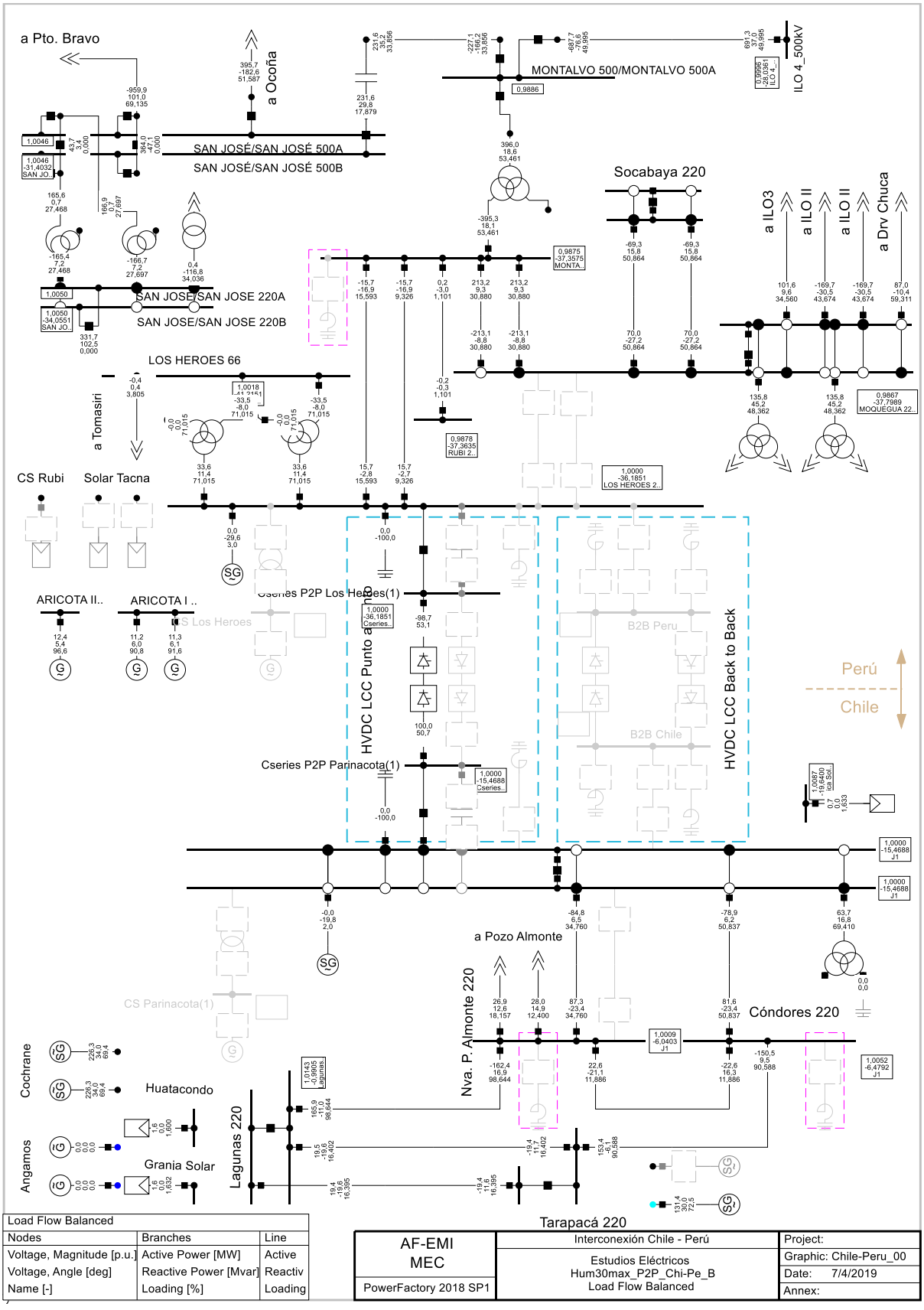
AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum30min Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 14/09/2018
PowerFactory 2018 SP1		Annex:

9.3.2 Casos base con flujos máximos por la Interconexión



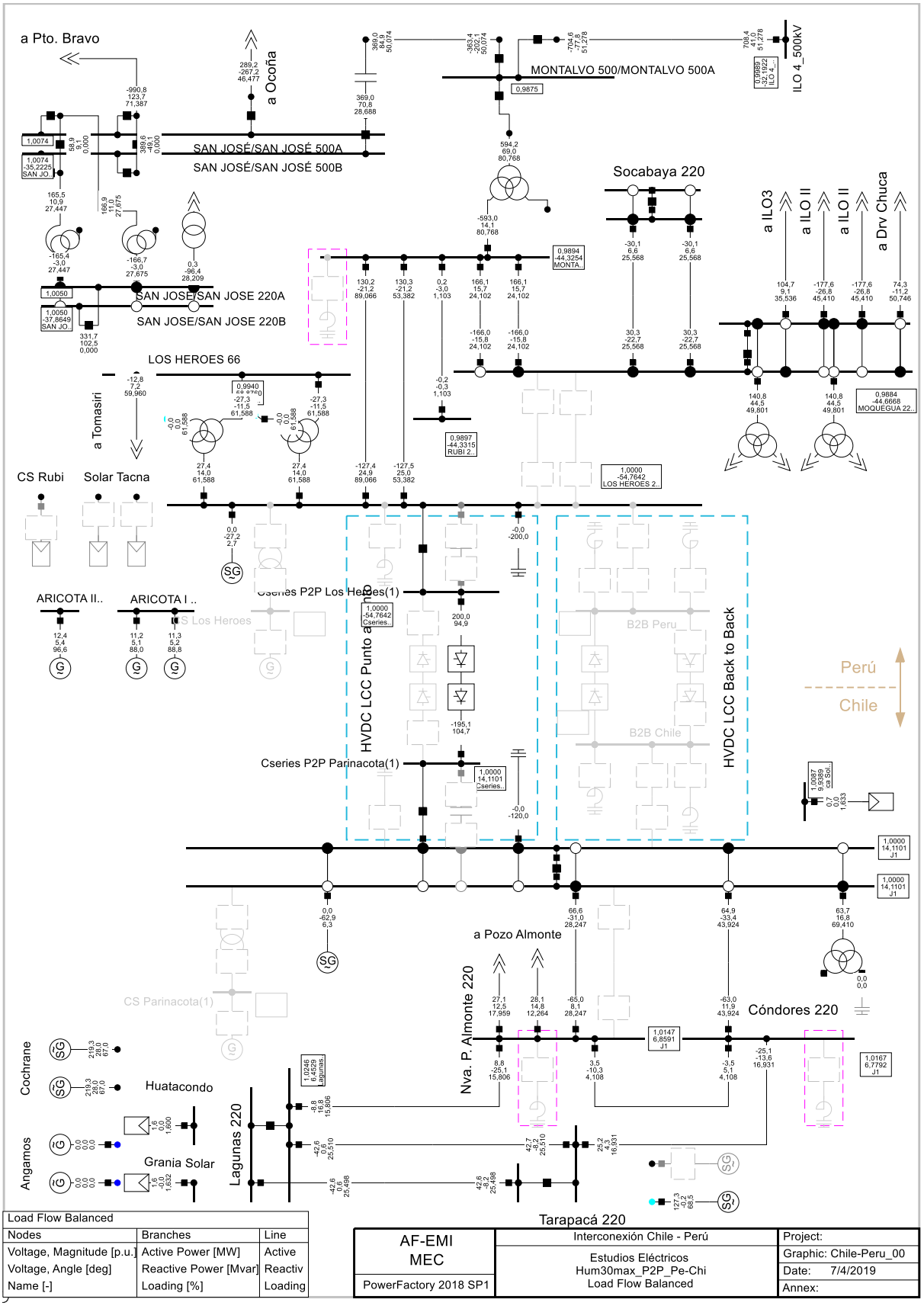
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum30max_P2P_Chi-Pe Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
PowerFactory 2018 SP1		Date: 7/4/2019
		Annex:



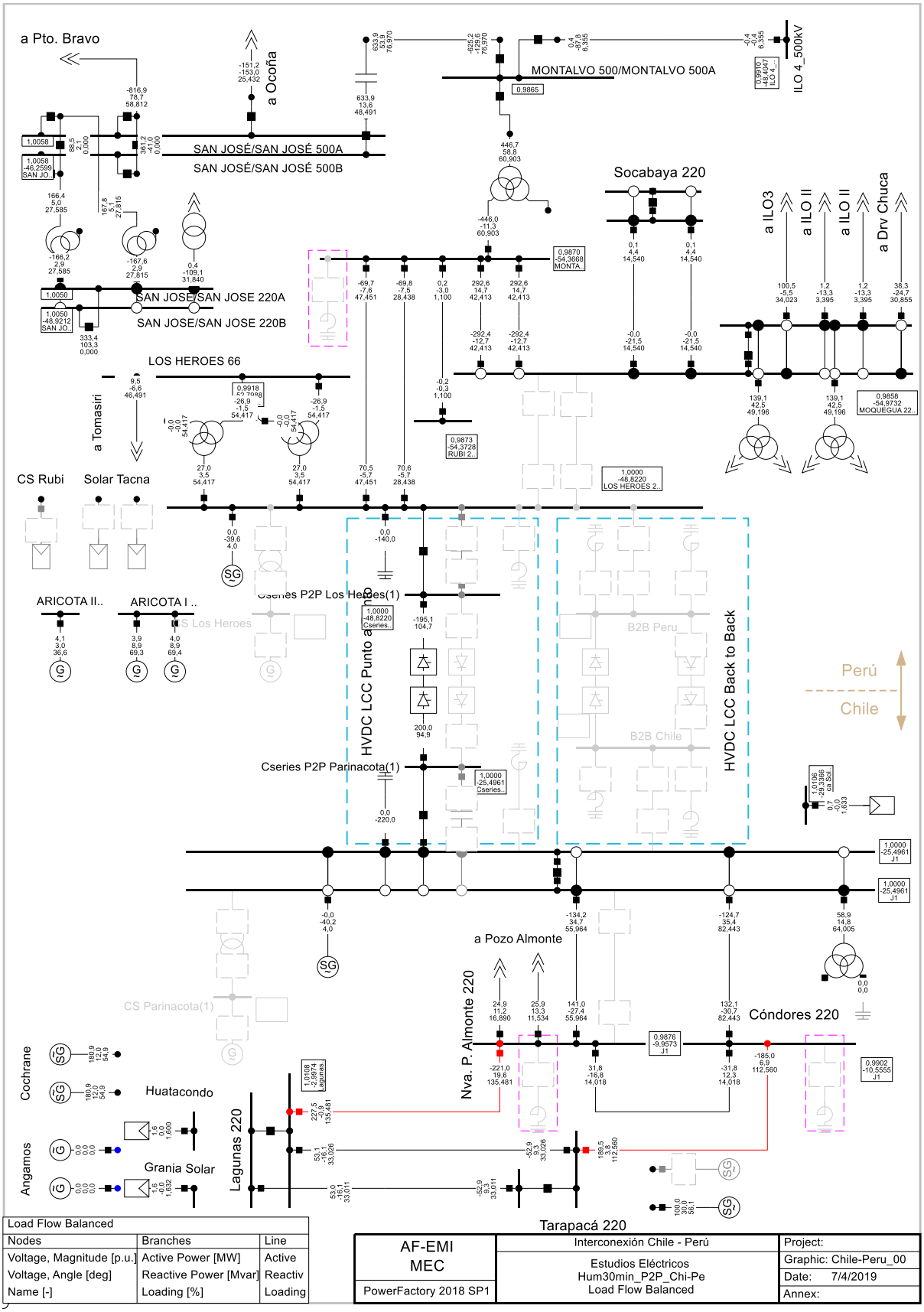
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum30max_P2P_Chi-Pe_B Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



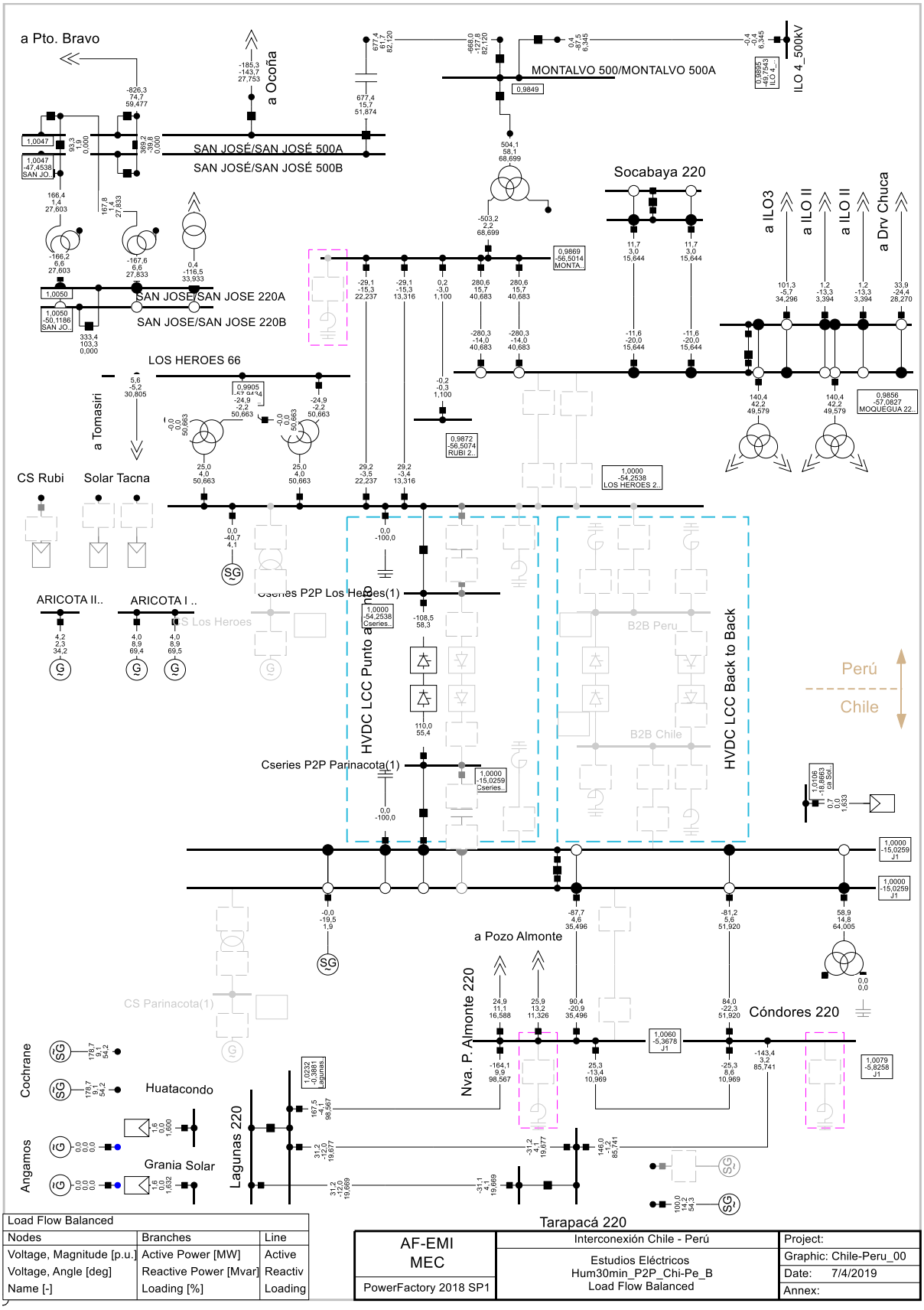
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum30max_P2P_Pe-Chi Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



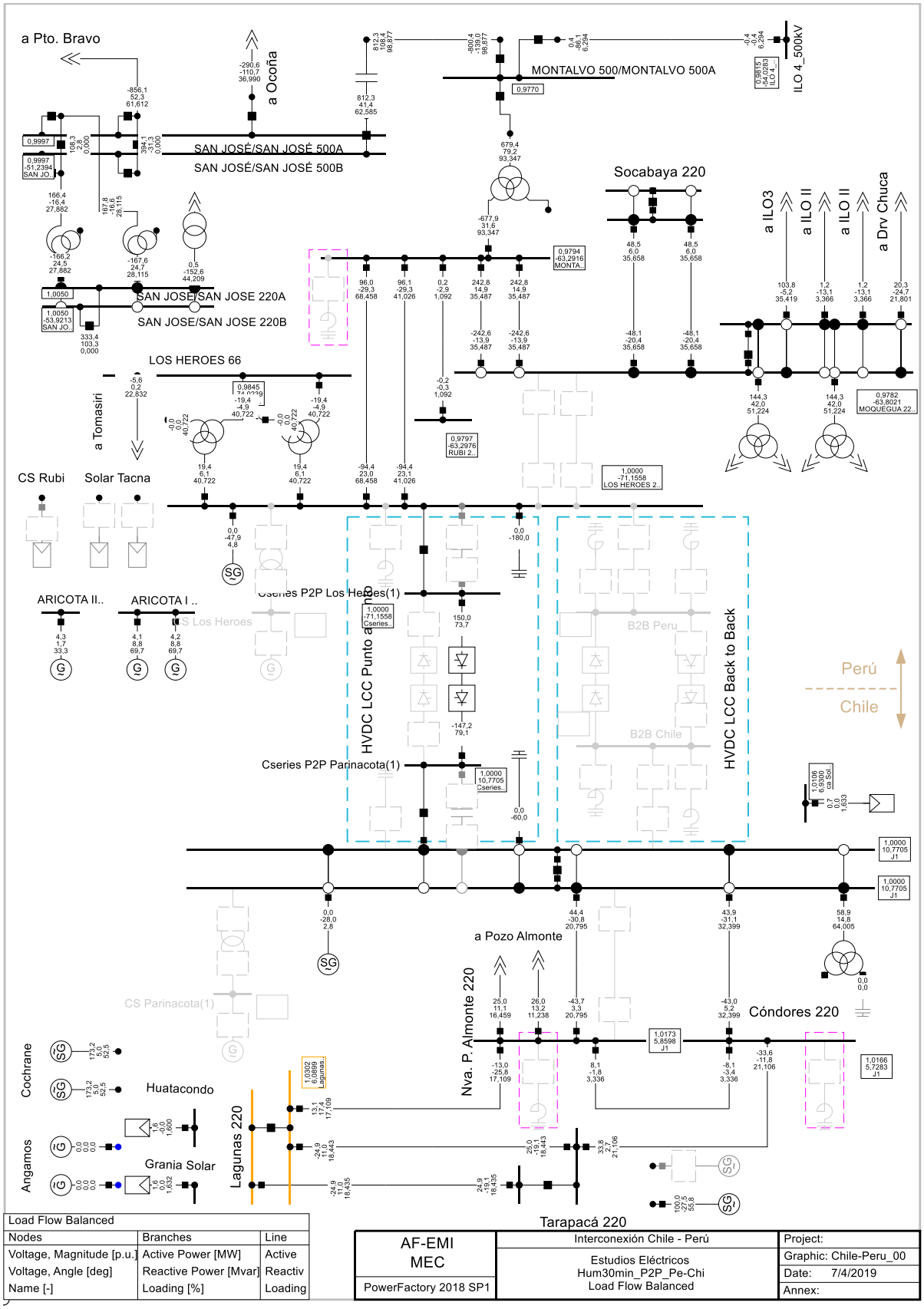
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum30min_P2P_Chi-Pe Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

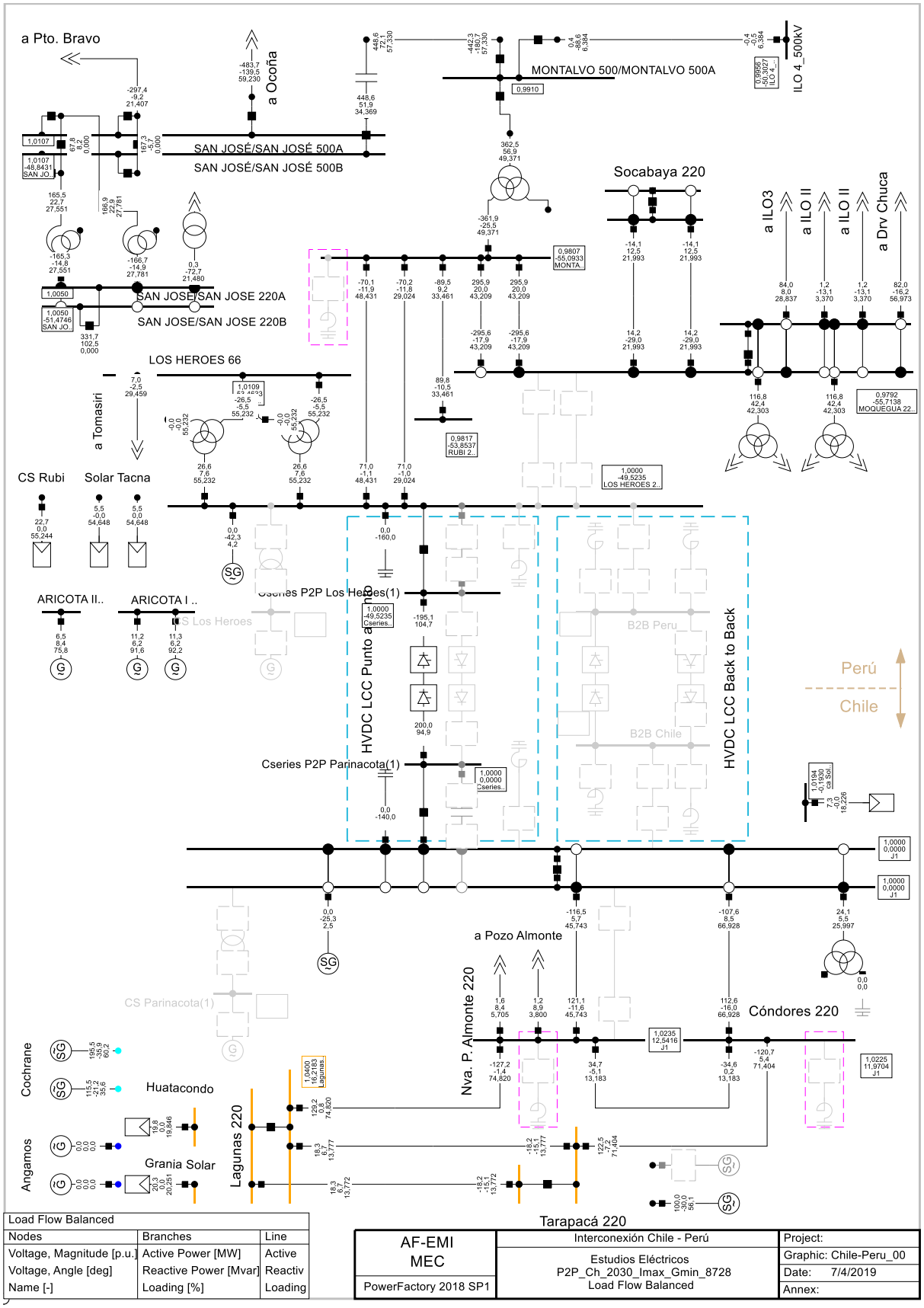
AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum30min_P2P_Chi-Pe_B Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

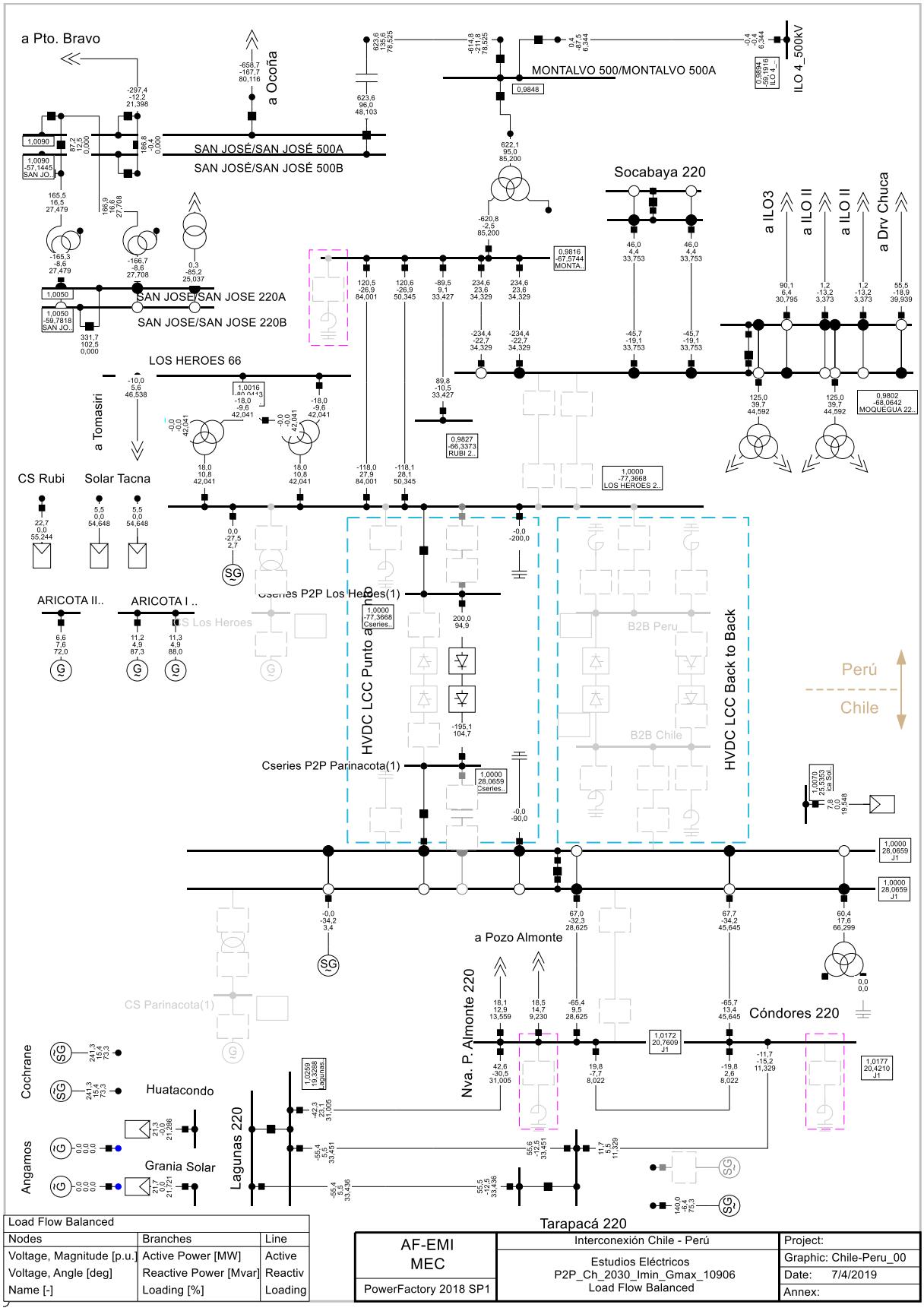
AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos Hum30min_P2P_Pe-Chi Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:

9.3.3 Casos SDDP – Interconexión punto a punto



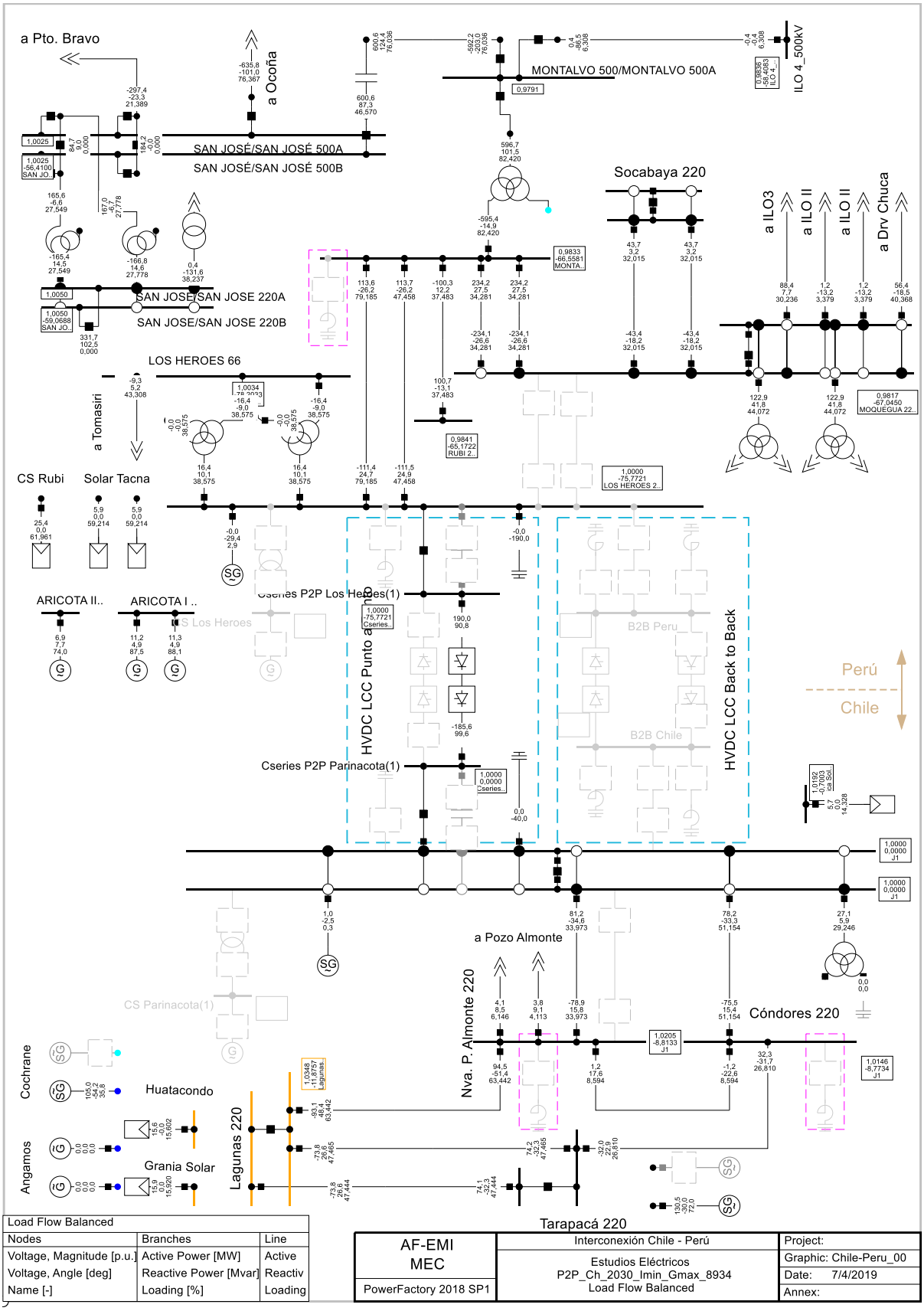
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos P2P_Ch_2030_Imax_Gmin_8728 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



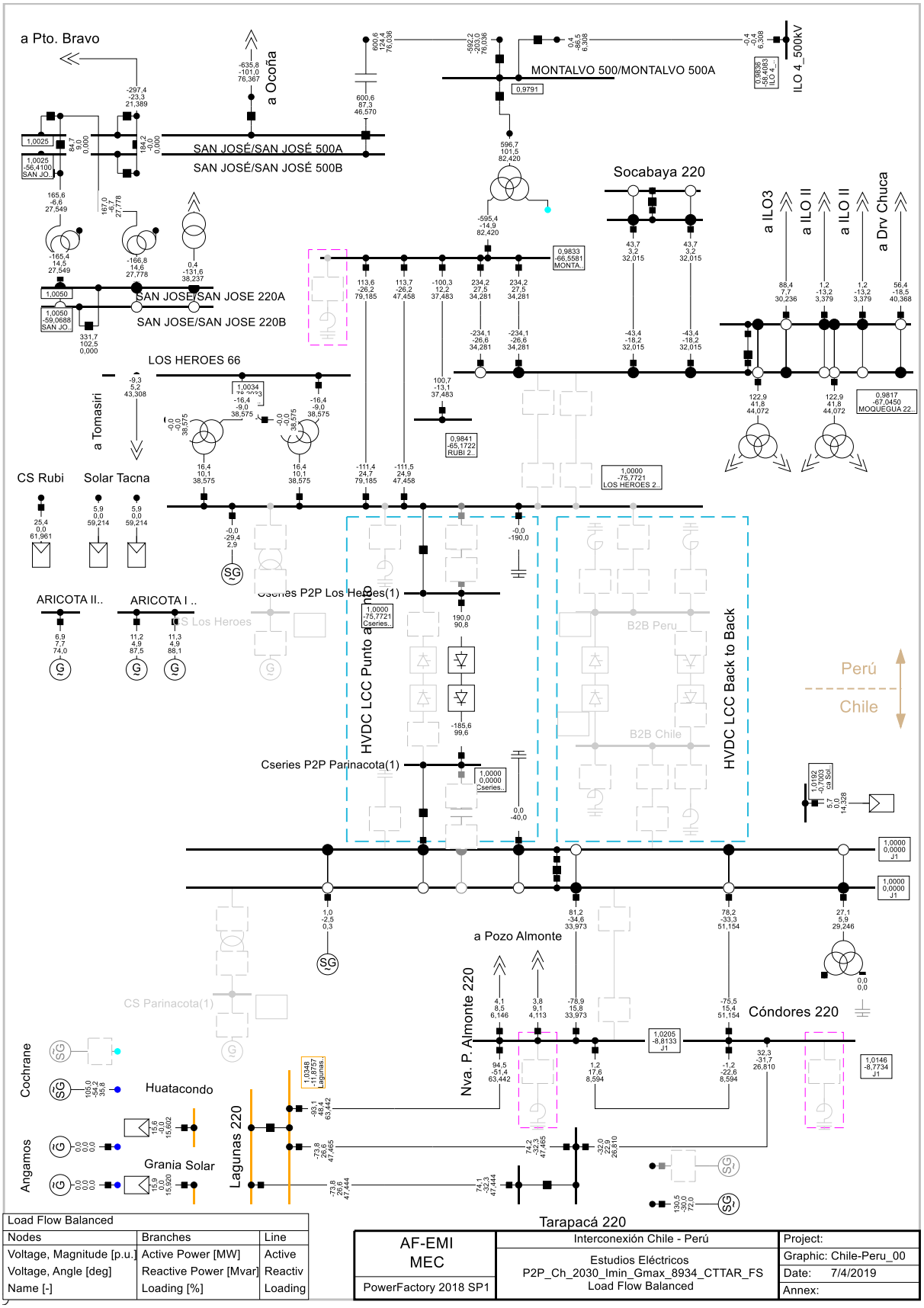
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_10906 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



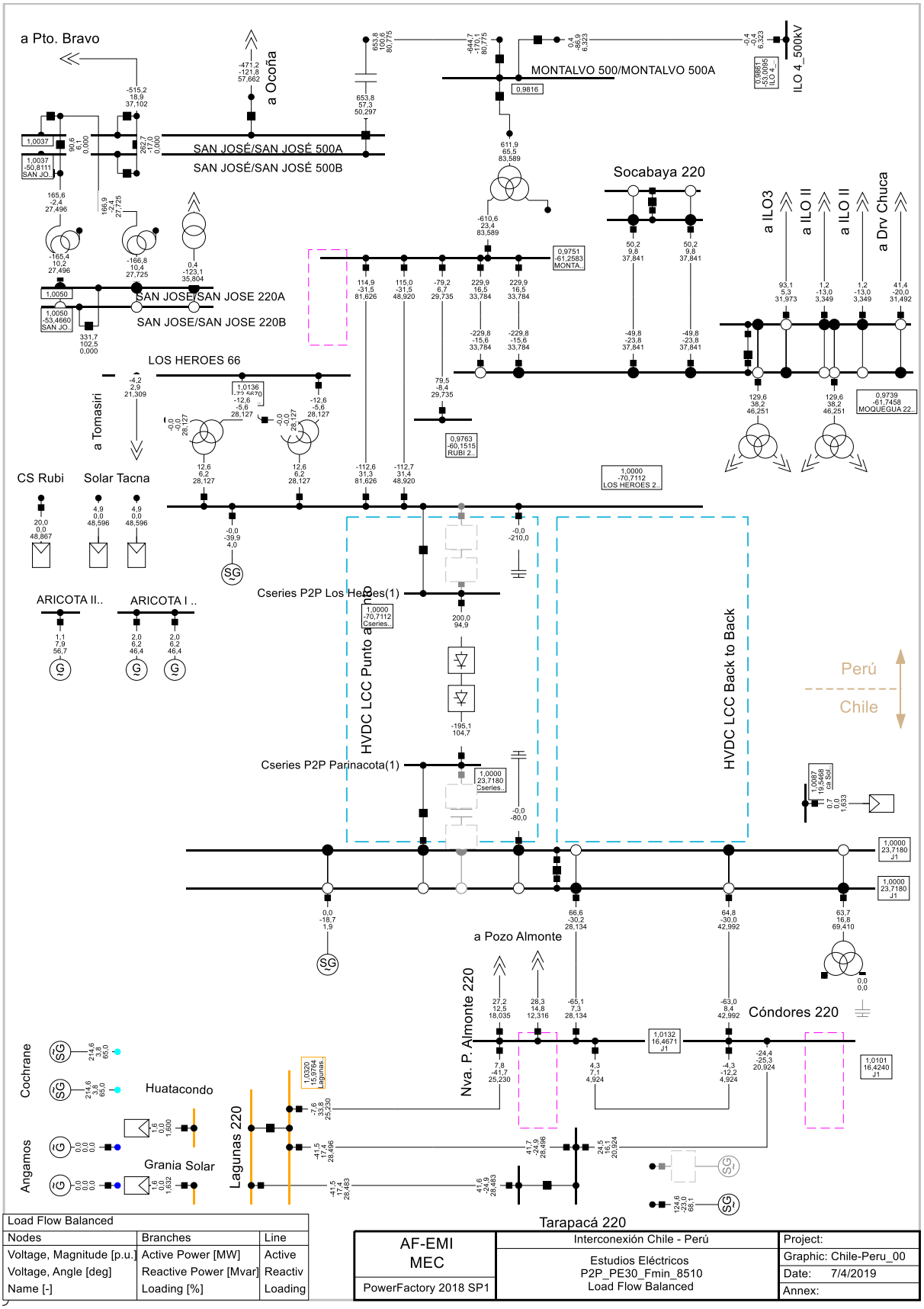
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú Estudios Eléctricos P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_8934 Load Flow Balanced	Project: Graphic: Chile-Peru_00 Date: 7/4/2019 Annex:
PowerFactory 2018 SP1		



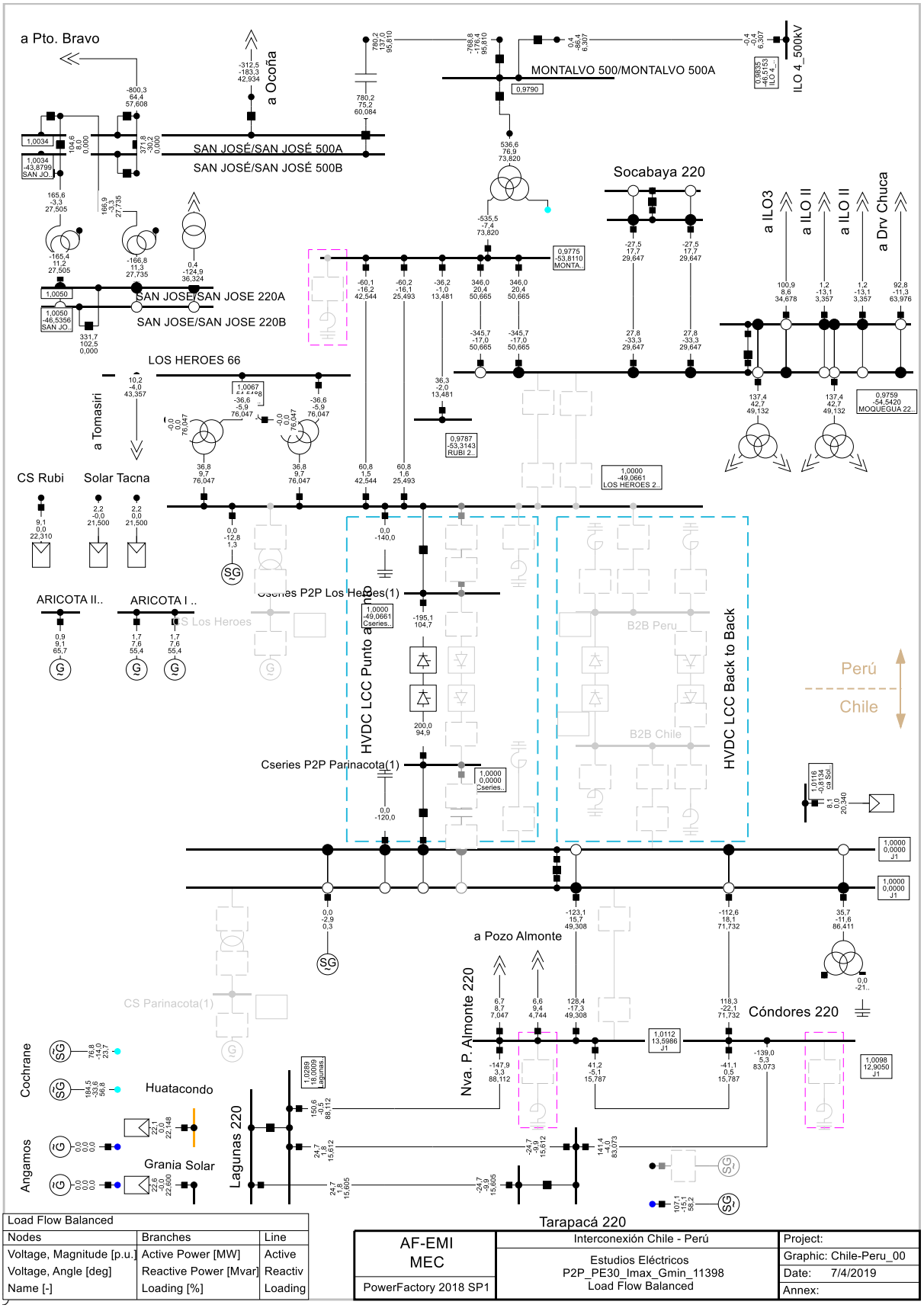
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos P2P_Ch_2030_Imin_Gmax_8934_CTTAR_FS Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



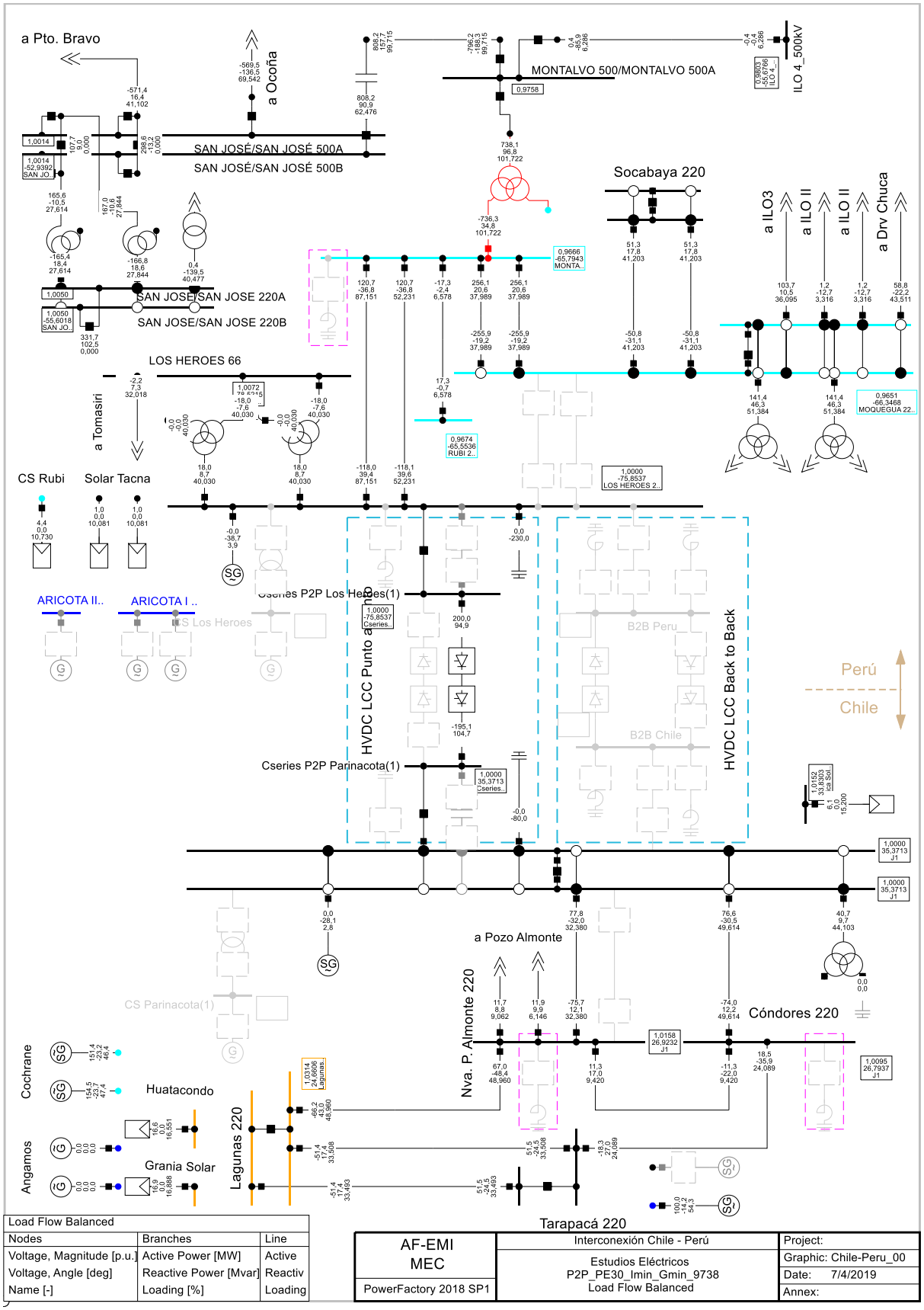
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos P2P_PE30_Fmin_8510 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



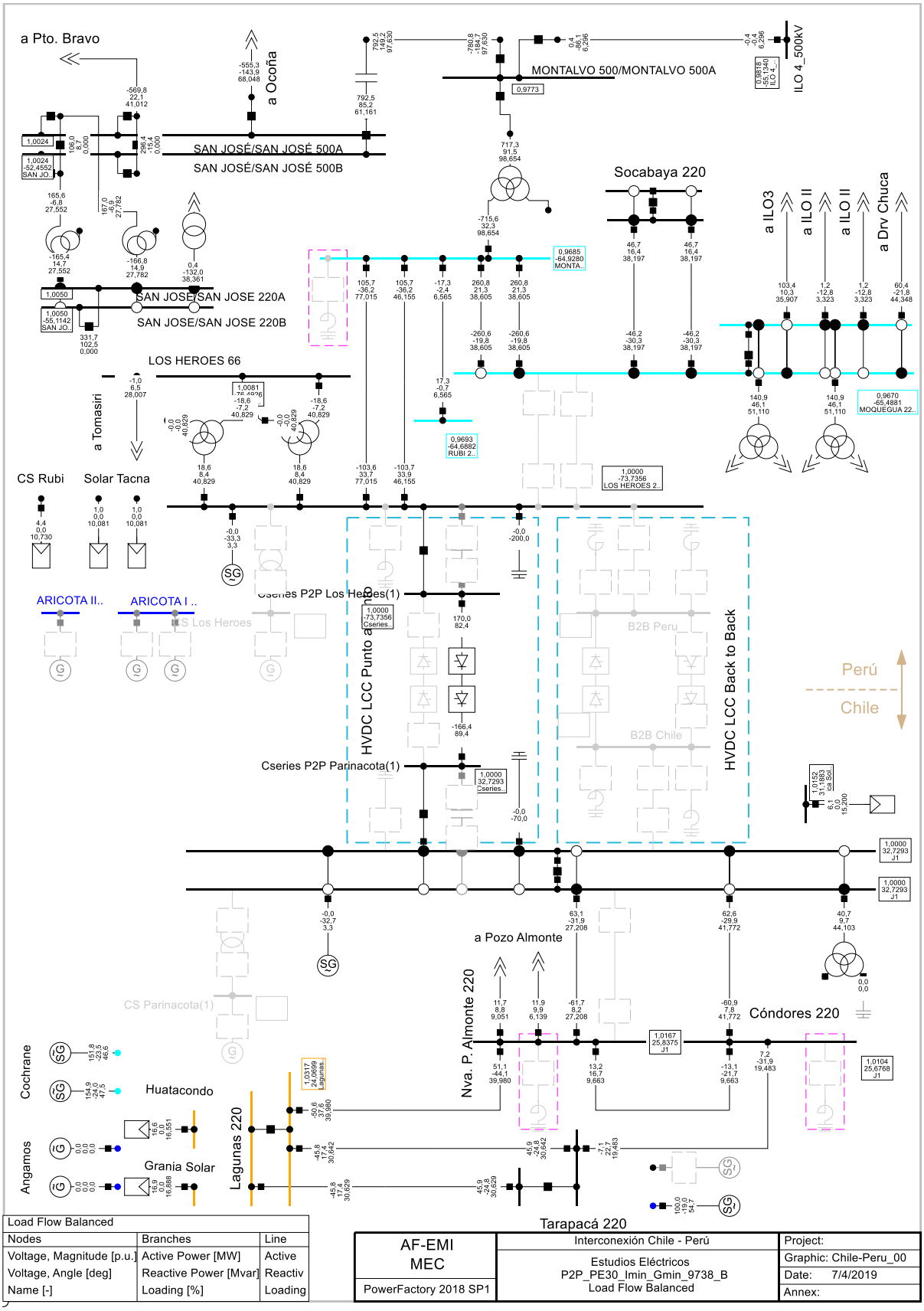
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos P2P_PE30_Imax_Gmin_11398 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

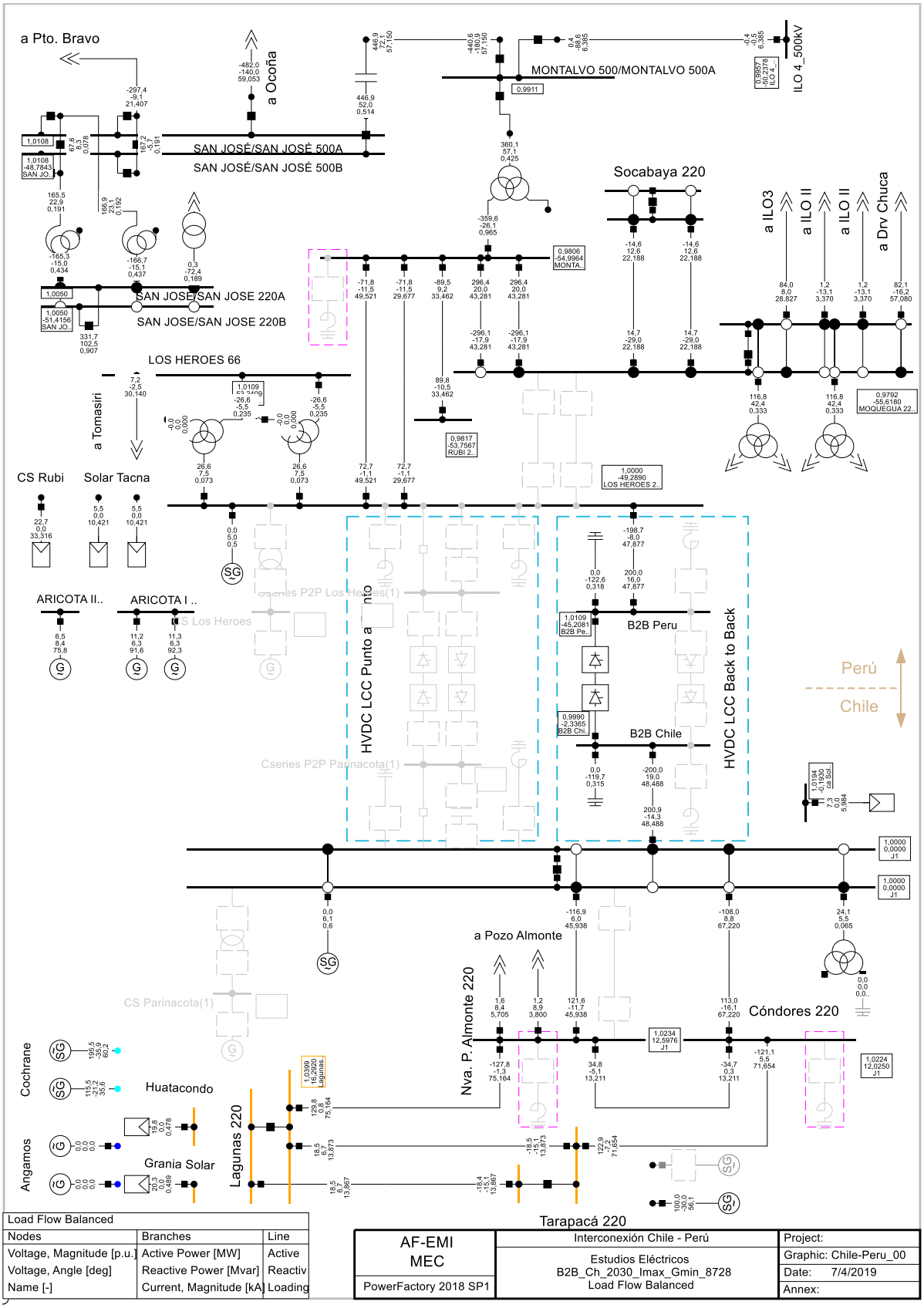
AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos P2P_PE30_Imin_Gmin_9738 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
PowerFactory 2018 SP1		Date: 7/4/2019
		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Loading [%]	Loading

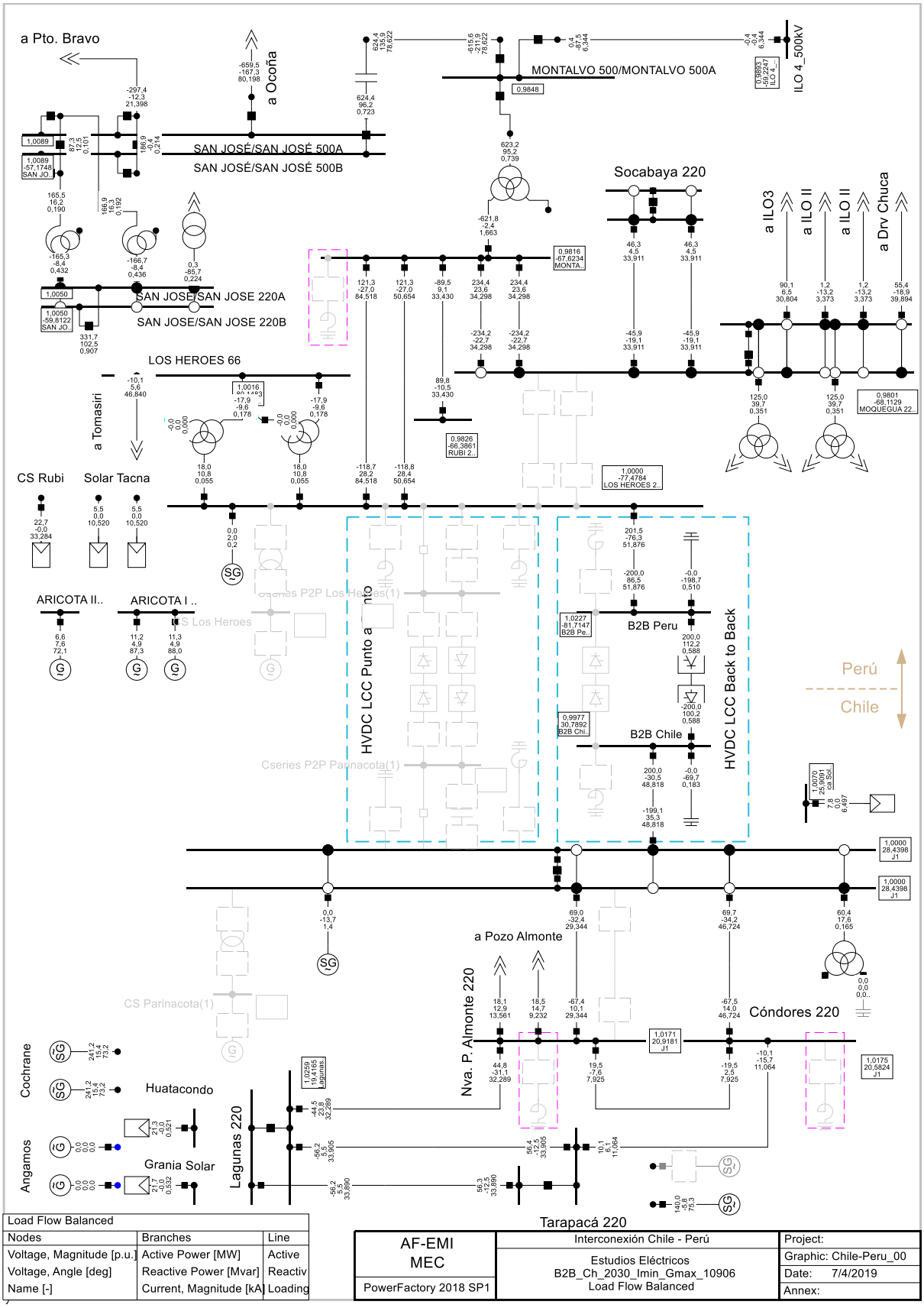
AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos P2P_PE30_Imin_Gmin_9738_B Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:

9.3.4 Casos SDDP – Interconexión back to back



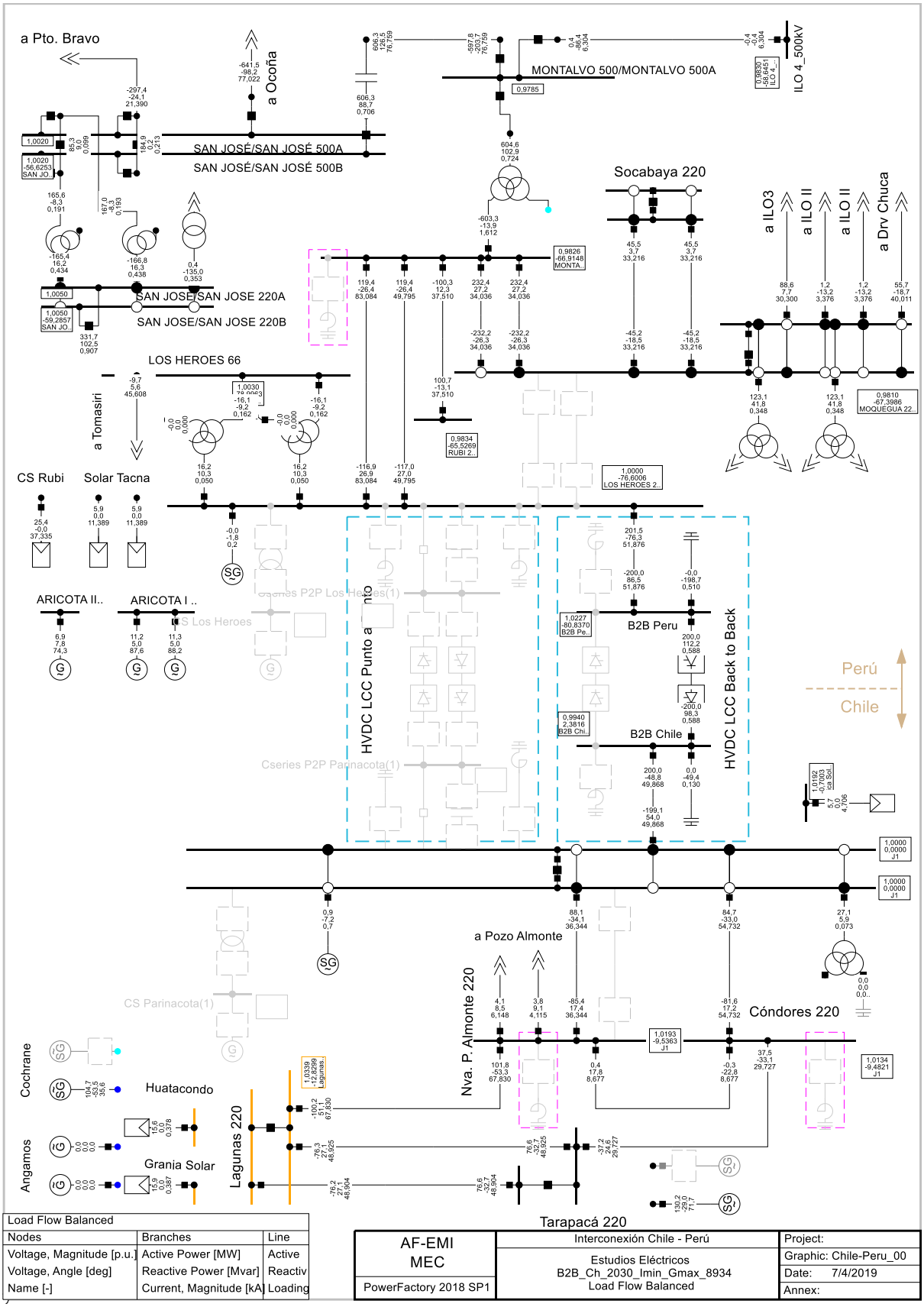
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Current, Magnitude [kA]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos B2B_Ch_2030_Imax_Gmin_8728 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



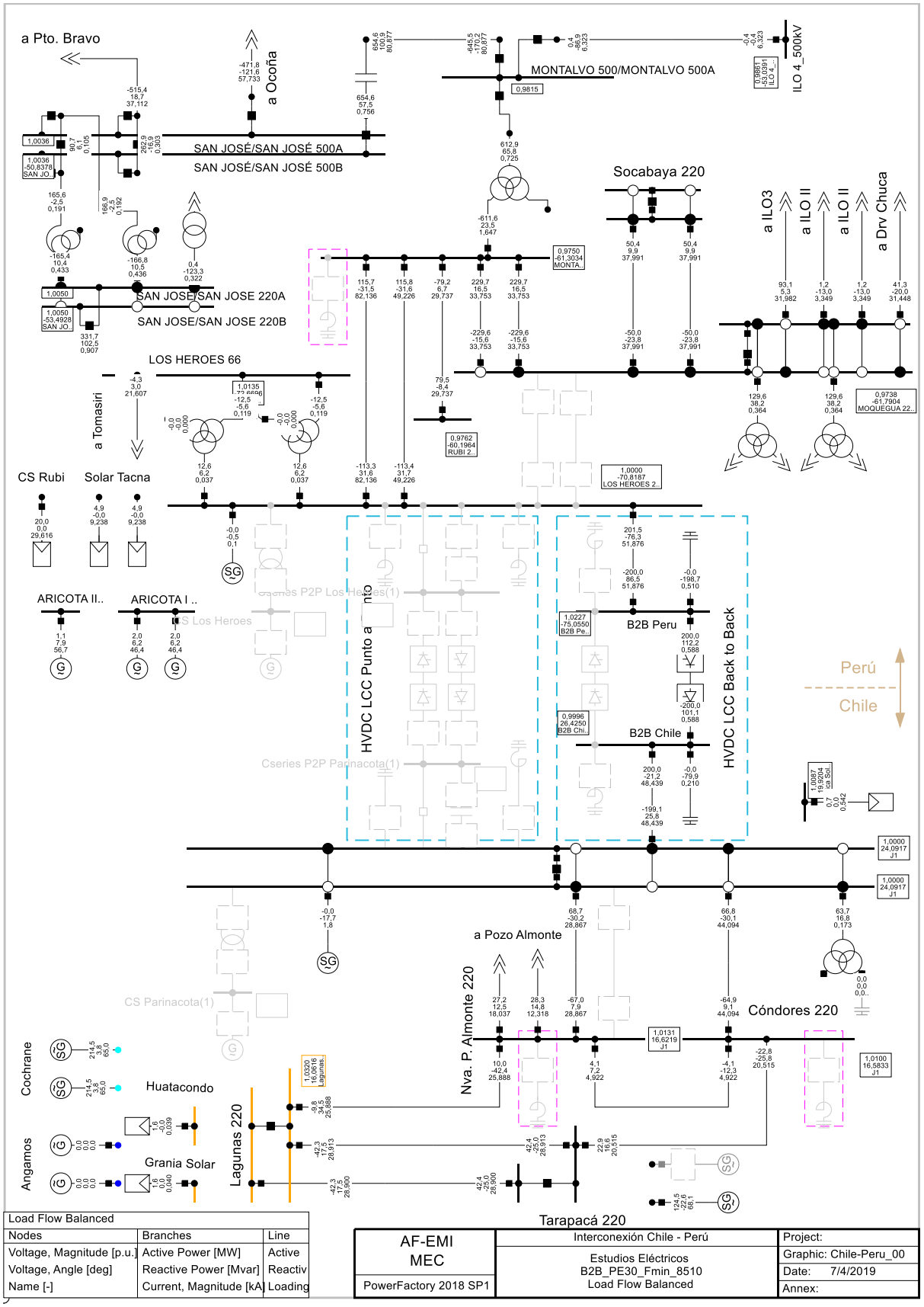
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Current, Magnitude [kA]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos B2B_Ch_2030_Imin_Gmax_10906 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



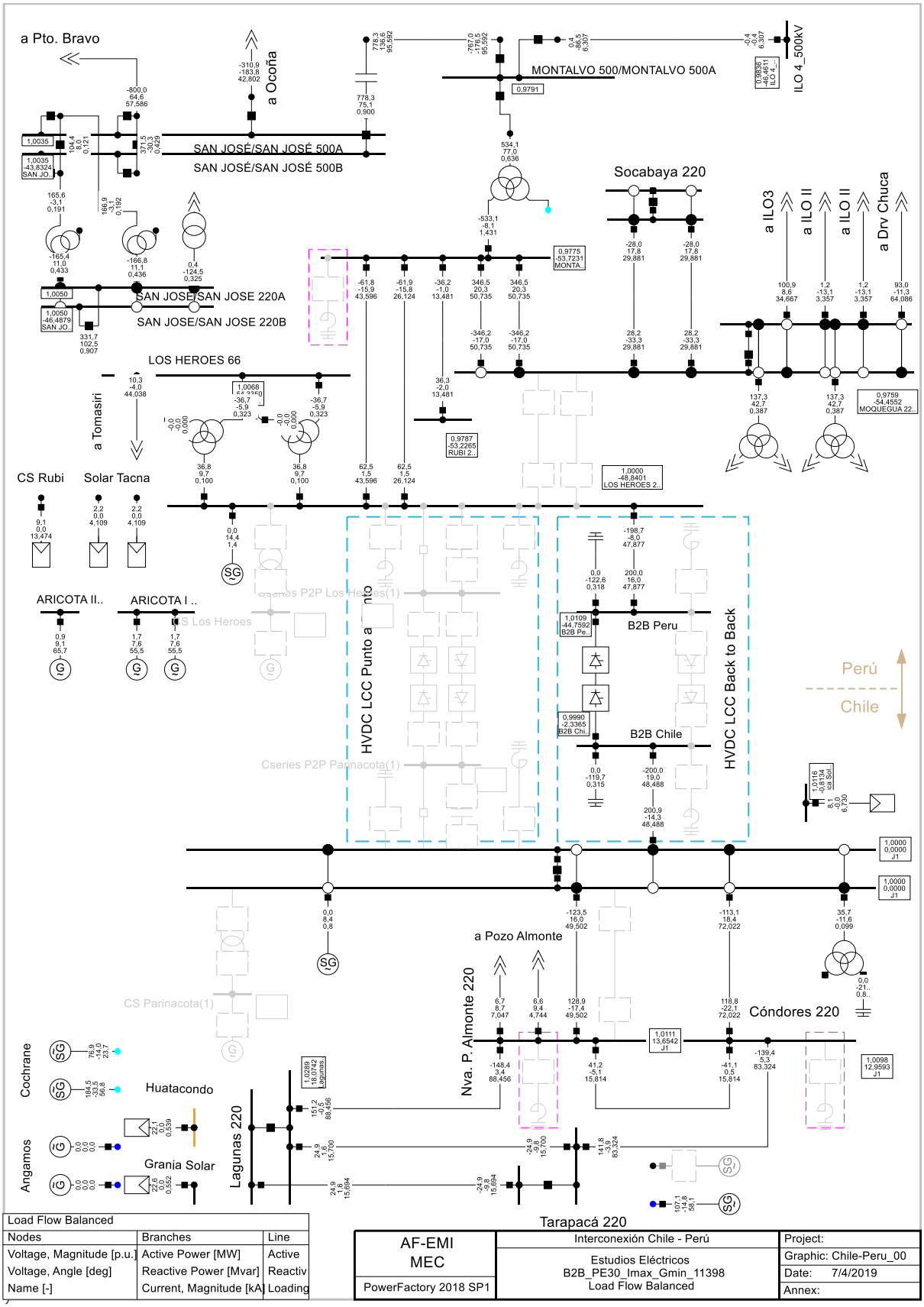
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Current, Magnitude [kA]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos B2B_Ch_2030_Imin_Gmax_8934 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



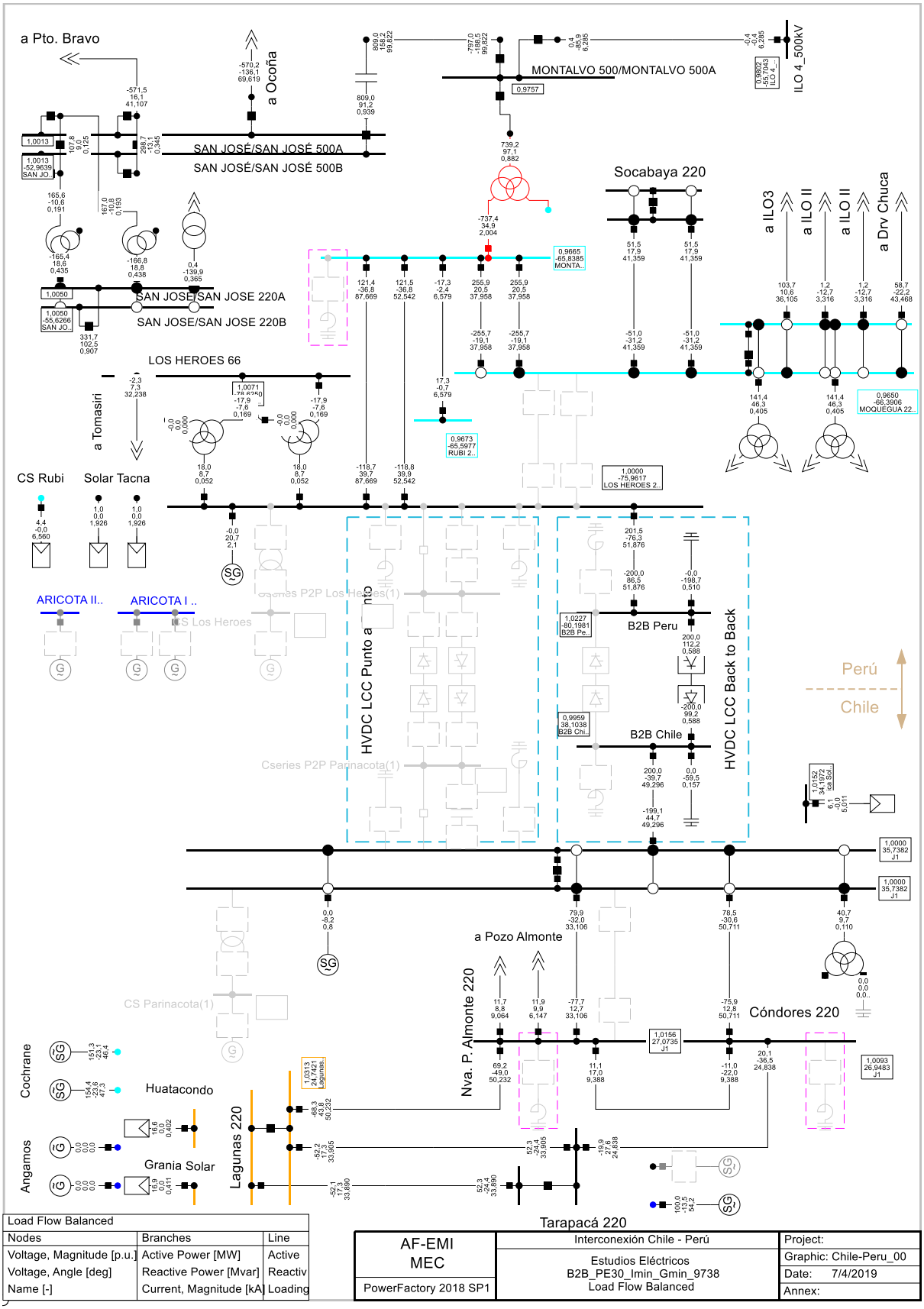
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Current, Magnitude [kA]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos B2B_PE30_Fmin_8510 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Current, Magnitude [kA]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú	Project:
	Estudios Eléctricos B2B_PE30_Imax_Gmin_11398 Load Flow Balanced	Graphic: Chile-Peru_00
		Date: 7/4/2019
PowerFactory 2018 SP1		Annex:



Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active
Voltage, Angle [deg]	Reactive Power [Mvar]	Reactiv
Name [-]	Current, Magnitude [kA]	Loading

AF-EMI MEC	Interconexión Chile - Perú Estudios Eléctricos B2B_PE30_Imin_Gmin_9738 Load Flow Balanced	Project: Graphic: Chile-Peru_00 Date: 7/4/2019 Annex:
PowerFactory 2018 SP1		