



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA**

**OPTIMIZACIÓN DE ACTIVOS DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
ANGLO AMERICAN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

JONATHAN ANDRÉS MARABOLÍ BALTIERRA

**PROFESOR GUIA:
NELSON MORALES OSORIO**

**MIEMBROS DE LA COMISION:
GUILLERMO JIMENEZ ESTÉVEZ
CRISTIAN HERMANSEN REBOLLEDO**

**SANTIAGO DE CHILE
2012**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: JONATHAN MARABOLI B.
FECHA: 24/09/2012
PROF. GUIA: NELSON MORALES

“OPTIMIZACIÓN DE ACTIVOS DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA ANGLO AMERICAN CHILE”

El principal objetivo de este trabajo de título es determinar, a través de una evaluación técnico-económica y análisis de la normativa, cual es la mejor alternativa de negocio para los sistemas de transmisión eléctrica utilizados por Anglo American, frente a distintos escenarios de demanda y casos de interconexión, motivado por el interés de algunas empresas inversionistas en adquirir activos de este tipo pertenecientes a la compañía y por solicitudes de conexión de terceros.

Para cumplir con este propósito, lo primero que se hace es analizar la normativa vigente y el proyecto de reglamento de transmisión adicional. En dicho análisis, se abarcan temas como el acceso abierto, remuneraciones e indemnizaciones por uso, responsabilidades en interconexiones y ampliaciones, estándares de calidad y seguridad de servicio.

Luego se describe la situación actual de los sistemas de transmisión de Anglo American en todas sus divisiones a partir de lo cual se generan distintos escenarios de demanda, casos de interconexión y posibles alternativas de negocio, de forma tal de abarcar la mayor posibilidad de situaciones y presentar un análisis de sensibilidades para la comparación. Adicionalmente, se establecen módulos de costos para la valorización de las instalaciones y se realizan proyecciones según datos de mercado, tales como precios de nudo, ingresos, factores de pérdidas y crecimiento de sistemas de subtransmisión.

Con todos los antecedentes analizados, se concluye que, en la mayoría de los casos, la mejor alternativa de negocios es mantener la propiedad de los activos en Anglo American y se recomienda adquirir los activos relacionados de otras empresas. A partir de esta evaluación también se detectan algunos vacíos normativos, los que se han identificado para efectos de la revisión del reglamento o para ser considerados en acuerdos contractuales.

AGRADECIMIENTOS

Quiero comenzar citando a mi madre, que siempre a dicho: “para que un árbol crezca derecho, la raíz tiene que ser firme y debe ser cuidado desde un comienzo. No sirve tratar de enderezarlo una vez que ya está grande y chueco”. Bajo esta primicia, todas las personas y sucesos hasta este punto en mi vida han sido como un riego o cuidado para este árbol. En distinta medida, todos aportaron para alcanzar este logro y llegar a ser la persona que soy.

Primero quiero agradecer a mis padres Juan y María, por la crianza que me dieron, por siempre darme lo que necesitaba (y no todo lo que quería). Por obligarme muchas veces a hacer cosas que no quería, pero que sabían que eran por mí propio bien. Por su apoyo incondicional en decisiones significativas de mi vida. Por estar siempre ahí para mí. Por haberme dado la vida. Por eso y mucho más, les agradezco y estaré agradecido por siempre.

A mi familia, mis tíos y primos, maternos y paternos, que siempre han estado presentes. En particular a mis tíos José y César (y sus respectivas familias), por haberme recibido en sus hogares durante los primeros años de mi carrera universitaria.

A la Caro, mi polola y compañera en estos últimos 3 años, con quien he compartido algunos de los momentos más lindos de mi vida. Le agradezco por todo su apoyo. Por haberme ayudado con la redacción de mi memoria. Por haberme permitido entrar en su vida y la de su familia. Por todo su amor.

A mis amigos de la universidad. Los cabros de la sección 1, en particular a mi compadre Bruno Lapi, con quien compartimos innumerables mesas de pool. A los Zánganos F.C. (Linares, Kato, Ronny, Raimundo, Benja, Manolete), equipo de baby-fútbol de eléctrica compuesto por mis compañeros y amigos de la carrera, que representa la unidad existente entre nosotros en los aspectos deportivo, social y académico, y que perdura hasta el día de hoy.

A mis amigos de Talca. Los “de la villa”: Jorge, Jaime, Yoyo, Tian y Hueo, con quienes he desarrollado una amistad desde muy pequeño que perdura en el tiempo. Con ellos he aprendido un sinnúmero de cosas, como el verdadero significado de la palabra “amistad” y “lealtad”. A mis compañeros del 4to E(brios), en particular a los mas cercanos: Juanete, Ricardo, Leo, Sazo, Cortés, Turko y Alcano. Con ellos logré una gran amistad en muy poco tiempo.

A mis profesores. En particular al profesor Pedro Guajardo, quien fue el primer profesor en ponerme un rojo en matemáticas y bajarme el ego. A la profesora de física Alicia Lagos, con quien descubrí que mi camino iba por lo eléctrico. A la profesora de castellano M. Soledad Pinto, quien me enseñó todo lo que sé de lenguaje (es profesora de básica).

Finalmente agradecer a mi profesor guía y profesores de la comisión por sus revisiones y observaciones. En particular a don Alfredo Bernal, quien fue mi tutor en Anglo American, agradecerle por todos sus consejos profesionales y personales. Es difícil encontrar hoy en día a una persona con su humildad, generosidad y calidad humana.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Motivación	1
1.2	Alcance.....	1
1.3	Metodología	1
1.4	Objetivos	2
1.4.1	Objetivos generales	2
1.4.2	Objetivos específicos.....	3
1.5	Estructura de la memoria.....	3
2	MARCO REGULATORIO.....	4
2.1	Agentes del mercado eléctrico en Chile	4
2.2	Sistemas de transmisión	7
2.3	Accesos	9
2.3.1	Normativa vigente	10
2.3.2	Normativa en proyecto	11
2.4	Responsabilidades, derechos en interconexiones y ampliaciones	13
2.4.1	Normativa vigente	13
2.4.2	Normativa en proyecto	14
2.5	Indemnizaciones y pagos asociados a la transmisión.....	15
2.5.1	Normativa vigente	15
2.5.2	Normativa en proyecto	20
2.6	Estándares de seguridad y calidad de servicio	21
3	SITUACIÓN ACTUAL ANGLO AMERICAN CHILE	25
3.1	La empresa	25
3.2	División Mantos Blancos	26
3.2.1	Descripción general.....	26
3.2.2	Descripción del sistema eléctrico.....	26
3.3	División Mantoverde.....	29
3.3.1	Descripción general.....	29
3.3.2	Descripción del sistema eléctrico	29
3.4	División Chagres	32
3.4.1	Descripción general.....	32

3.4.2	Descripción del sistema eléctrico	33
3.5	División El Soldado	35
3.5.1	Descripción general.....	35
3.5.2	Descripción del sistema eléctrico	35
3.6	División Los Bronces.....	37
3.6.1	Descripción general.....	37
3.6.2	Descripción del sistema eléctrico.....	38
4	DEFINICIÓN DE ESCENARIOS Y ALTERNATIVAS	42
4.1	Escenarios generales	42
4.2	Alternativas generales	43
4.3	Horizonte de evaluación.....	45
4.4	Consideraciones y supuestos generales.....	45
4.5	División Mantos Blancos	47
4.5.1	Escenarios posibles	48
4.5.2	Proyección de demanda.....	48
4.5.3	Alternativas aplicables	48
4.6	División Mantoverde.....	48
4.6.1	Escenarios posibles	48
4.6.2	Proyección de demanda.....	49
4.6.3	Alternativas aplicables	49
4.6.4	Resumen.....	50
4.7	División Chagres.....	50
4.7.1	Escenarios posibles	50
4.7.2	Proyección de demanda.....	51
4.7.3	Alternativas aplicables	51
4.8	División El Soldado	51
4.8.1	Escenarios posibles	51
4.8.2	Proyección de demanda.....	51
4.8.3	Alternativas aplicables	52
4.8.4	Resumen.....	52
4.9	División Los Bronces.....	53
4.9.1	Escenarios posibles	53
4.9.2	Proyección de demanda.....	53
4.9.3	Alternativas aplicables	54

4.9.4	Resumen	55
5	MÓDULOS DE COSTOS E INGRESOS ASOCIADOS.....	56
5.1	Valorización de instalaciones.....	56
5.1.1	Costos de materiales y equipos (CME)	57
5.1.2	Costo por montaje (MO)	59
5.1.3	Terrenos o servidumbres (T)	60
5.1.4	Recargos.....	60
5.2	Costos de ampliación	60
5.3	Costos de operación y mantenimiento (COMA).....	62
5.4	Ingresos asociados a la transmisión adicional.....	63
5.4.1	Ingresos por peajes	63
5.5	Costos asociados a la transmisión adicional.....	63
5.5.1	Pagos por peajes	63
5.5.2	Pagos por pérdidas de energía	64
5.5.3	Costos por operación y mantenimiento de un tercero	64
5.6	Ingresos asociados a la subtransmisión.....	65
5.6.1	Ingresos por energía	66
5.6.2	Ingresos por potencia	66
5.7	Costos asociados a la subtransmisión.....	67
5.7.1	Pagos por pérdidas de energía	67
5.7.2	Pagos por pérdidas de potencia	69
5.7.3	Pagos por VASTxE.....	71
5.7.4	Pagos por VASTxP	71
5.7.5	Costos por operación y mantenimiento de un tercero	72
6	EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA.....	72
6.1	División Mantoverde.....	72
6.1.1	Antecedentes	72
6.1.2	Valor de inversión instalaciones de transmisión	73
6.1.3	Resultados interconexión en S/E Mantoverde 110kV	74
6.1.4	Resultados interconexión en S/E Bombas N°2 110kV	79
6.1.5	Resultados interconexión en S/E Planta Desaladora 110kV	83
6.2	División El Soldado	86
6.2.1	Antecedentes	86

6.2.2	Valor de inversión instalaciones de transmisión	87
6.2.3	Resultados interconexión en S/E El Cobre 110kV	88
6.3	División Los Bronces	92
6.3.1	Antecedentes	92
6.3.2	Valor de inversión instalaciones de transmisión	94
6.3.3	Resultados interconexión en S/E Las Tórtolas 220kV	96
6.3.4	Resultados interconexión en S/E Santa Filomena 220kV	101
6.3.5	Resultados interconexión en S/E Maitenes 220kV	105
6.3.6	Resultados interconexión en S/E Confluencia 220kV	108
7	CONCLUSIONES	112
	BIBLIOGRAFÍA.....	118
	ANEXOS.....	120
	Anexo A: Demanda proyectada divisiones Anglo American	120
	Demanda proyectada división Mantoverde	120
	Demanda proyectada división El Soldado.....	122
	Demanda proyectada división Los Bronces	123
	Anexo B: Cálculo de Transferencia, Pérdidas y Prorratesos	128
	Ecuaciones generales.....	128
	Transferencia de potencia en configuración radial simple	129
	Transferencia de potencia en configuración radial con consumo intermedio	130
	Transferencia de potencia en configuración de anillo con consumo intermedio	132
	Ruta de mínima distancia eléctrica.....	134
	Anexo C: Costos de ampliaciones.....	134
	Ampliaciones división Mantoverde.....	134
	Ampliaciones división El Soldado	135
	Ampliaciones división Los Bronces.....	136
	Anexo D: Resultados Evaluación Técnico-Económica.....	139
	Resultados división Mantoverde	139
	Resultados división El Soldado.....	154
	Resultados división Los Bronces	158

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de tensión para los distintos estados del sistema.....	23
Tabla 2. Índices de Indisponibilidad forzada y programada.	24
Tabla 3. Consumos año 2011 división Mantos Blancos	27
Tabla 4. Consumos año 2011 en Mantoverde 110kV.	30
Tabla 5. Consumos año 2011 en Tap Impulsión 110kV.	31
Tabla 6. Consumos año 2011 en división Chagres.	33
Tabla 7. Consumos año 2011 en división El Soldado.	36
Tabla 8. Consumos año 2011 - 2012 en división Los Bronces.	40
Tabla 9. Resumen de escenarios y alternativas Manto Verde	50
Tabla 10. Resumen de escenarios y alternativas El Soldado.....	52
Tabla 11. Distribución de consumos división Los Bronces	53
Tabla 12. Resumen de escenarios y alternativas Los Bronces	55
Tabla 13. Costo unitario estructuras de líneas.....	57
Tabla 14. Costos conductores [US\$/km].....	57
Tabla 15. Costos de equipos y materiales para distintos tipos de paños.	58
Tabla 16. Costos unitarios transformadores de poder.	59
Tabla 17. Costos por montaje unitarios.....	59
Tabla 18. Costo montaje de conductores por km.	60
Tabla 19. Costo de terreno por [km]	60
Tabla 20. Porcentajes de recargos asociados al valor de inversión.	60
Tabla 21. Porcentaje de COMA respecto al VI.....	62
Tabla 22. Valor histórico AVI+COMA sistemas de subtransmisión.....	65
Tabla 23. Crecimiento histórico promedio AVI+COMA sistemas de subtransmisión.	65
Tabla 24. Recaudaciones históricas por VASTxE de cada subsistema de subtransmisión.	66
Tabla 25. Crecimiento recaudaciones por VASTxE de cada subsistema de subtransmisión.	66
Tabla 26. Recaudaciones históricas por VASTxP de cada subsistema de subtransmisión.	67
Tabla 27. Crecimiento recaudaciones por VASTxP de cada subsistema de subtransmisión.	67
Tabla 28. Precio de Nudo de Energía (PNET) histórico y promedio.	68
Tabla 29. Precio del dólar.	68
Tabla 30. Valor promedio FAIE por subsistema.....	69
Tabla 31. Factores de Expansión de Pérdidas de Energía por Transformación.	69
Tabla 32. Factores de Expansión de Pérdidas de Energía por Transmisión.....	69
Tabla 33. Precio de Nudo de Potencia (PNPT) histórico y promedio.....	70
Tabla 34. Valor promedio FAIP por subsistema.	70
Tabla 35. Factores de Expansión de Pérdidas de Potencia por Transformación.	70
Tabla 36. Factores de Expansión de Pérdidas de Potencia por Transmisión.	71
Tabla 37. Cargo Base de Energía por Transformación.	71
Tabla 38. Cargo Base de Energía por Transmisión.....	71
Tabla 39. Cargo Base de Potencia por Transformación.	72
Tabla 40. Cargo Base de Potencia por Transmisión.	72
Tabla 41. Antecedentes líneas Mantoverde.....	73
Tabla 42. Valor de inversión instalaciones de transmisión Mantoverde.....	74
Tabla 43. Valor de inversión instalaciones asociadas al consumo de Mantoverde.....	74

Tabla 44. Ampliaciones por interconexión de un tercero en S/E Mantoverde 110kV.....	75
Tabla 45. Mejor alternativa interconexión en S/E Mantoverde 110kV.....	76
Tabla 46. Peor alternativa interconexión en S/E Mantoverde 110kV.....	76
Tabla 47. Ampliaciones por interconexión de un tercero en S/E Bombas N°2 110kV.....	79
Tabla 48. Mejor alternativa interconexión en S/E Bombas N°2 110kV.	80
Tabla 49. Peor Alternativa por interconexión en S/E Bombas N°2 110kV.	81
Tabla 50. Ampliaciones por interconexión de un tercero en S/E Planta Desaladora 110kV.	83
Tabla 51. Mejor alternativa interconexión en S/E Planta Desaladora 110kV.....	84
Tabla 52. . Peor alternativa interconexión en S/E Planta Desaladora 110kV.	84
Tabla 53. Antecedentes líneas El Soldado.	87
Tabla 54. Valor de inversión instalaciones de transmisión El Soldado.	87
Tabla 55. Valor de inversión instalaciones asociadas al consumo El Soldado.	88
Tabla 56. Mejor alternativa interconexión en S/E El Cobre 110kV.....	89
Tabla 57. Antecedentes líneas Los Bronces.....	93
Tabla 58. Valor de inversión instalaciones de transmisión Los Bronces.	95
Tabla 59. Valor de inversión instalaciones asociadas a los consumos en división Los Bronces.	95
Tabla 60. Ampliaciones por interconexión de un tercero en S/E Las Tórtolas 220kV.	96
Tabla 61. Mejor alternativa interconexión en S/E Las Tórtolas 220kV.....	97
Tabla 62. Peor alternativa interconexión en S/E Las Tórtolas 220kV.	98
Tabla 63. Ampliaciones por interconexión de un tercero en S/E Santa Filomena 220kV.	101
Tabla 64. Mejor alternativa interconexión en S/E Santa Filomena 220kV.....	102
Tabla 65. Ampliaciones por interconexión de un tercero en S/E Maitenes 220kV.....	105
Tabla 66. Mejor alternativa interconexión en S/E Maitenes 220kV.	106
Tabla 67. Peor alternativa interconexión en S/E Maitenes 220kV.....	106
Tabla 68. Ampliaciones por interconexión de tercero en S/E Confluencia 220kV.....	109
Tabla 69. Mejor alternativa interconexión en S/E Confluencia 220kV.	110
Tabla 70. Peor alternativa interconexión en S/E Confluencia 220kV.....	110

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Agentes del mercado eléctrico chileno.	5
Figura 2. Clasificación sistemas de transmisión.	7
Figura 3. Mapa del SING, sector Mantos Blancos.....	27
Figura 4. Diagrama unilineal sistema de transmisión Mantos Blancos.....	28
Figura 5. Mapa del SIC, sector Mantoverde.	30
Figura 6. Unilineal sistema de transmisión Mantoverde.....	31
Figura 7. Mapa del SIC, sector Chagres.....	33
Figura 8. Unilineal sistema transmisión Chagres.....	34
Figura 9. Mapa del SIC, sector El Soldado.	36
Figura 10. Unilineal sistema de transmisión El Soldado.....	37
Figura 11. Mapa de concesiones de empresas distribuidoras, V región y RM.	39
Figura 12. Unilineal sistema de transmisión Los Bronces.	41
Figura 13. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Mantoverde 110kV.....	77
Figura 14. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Bombas N°2 110kV.	81
Figura 15. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Planta Desaladora 110kV.....	85
Figura 16. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E El Cobre 110kV.....	91
Figura 17. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Las Tórtolas 220kV.....	99
Figura 18. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Santa Filomena 220kV.....	104
Figura 19. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Maitenes 220kV.	107
Figura 20. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Confluencia 220kV.	111

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

Con la promulgación de la ley 19.940, más conocida como Ley Corta I, en la cual se definen y clasifican los sistemas de transmisión, nace lo que se conoce hoy en día como sistemas de transmisión adicional. Desde sus inicios hasta la fecha subsisten libremente, sin ninguna regulación específica más que los acuerdos bilaterales que pudieran llegar a alcanzar las partes que los utilizan y el régimen de acceso abierto que es otorgado siempre que se cumplan algunas condiciones específicas. Falta de regulación que puede verse manifiesta en desigualdades a la hora de negociar un contrato por uso de dichos sistemas.

Con el desarrollo de nuevo reglamento para los sistemas de transmisión adicional, surgen nuevas oportunidades y riesgos para los usuarios y/o propietarios de este tipo de instalaciones. Esto, sumado al reciente interés mostrado por empresas inversionistas para adquirir algunos de los activos de transmisión de privados y requerimientos de terceros en interconectarse a sistemas adicionales, hacen que sea necesario realizar un estudio sobre las vulnerabilidades y posibles beneficios que este tipo de transacción puede traer, considerando aspectos técnicos, económicos y estratégicos.

1.2 Alcance

El presente trabajo tiene por objetivo realizar un análisis de tipo técnico-económico y de estrategia, no considera ningún tipo de análisis dinámico, como estudios de cortocircuito, análisis de estabilidad, etc., ya que estos han sido realizados por Anglo American Chile.

1.3 Metodología

La primera actividad es estudiar y analizar la normativa vigente respecto a todo lo que tenga relación con los sistemas de transmisión adicional, desde el acceso, pasando por las responsabilidades de cada agente, las formas de remuneración y compensación, hasta llegar a lo que propone el proyecto de reglamento de transmisión adicional realizado por la CNE en el año 2009 y que aún se encuentra en etapa de observaciones.

Una vez analizado el tema normativo legal, se debe estudiar y analizar los sistemas eléctricos pertenecientes a Anglo American Chile o que incidan directamente en el consumo, suficiencia y/o seguridad energética de la empresa.

A partir de la información obtenida se deben generar distintos escenarios y alternativas que estén de acuerdo con las oportunidades, para evaluar y llegar a determinar cuál es la mejor estrategia frente a contingencias externas (como la interconexión de un nuevo consumo a las instalaciones de Anglo American Chile) o bien desarrollar un plan de negocio en base a la transmisión adicional.

Luego, se obtienen costos estándares para instalaciones, pérdidas, ampliaciones y todo lo que sea necesario determinar en orden de evaluar las alternativas propuestas en los distintos escenarios generados. Se puede agregar un factor de riesgo y/o estratégico a la evaluación para poder hacer comparativas las alternativas planteadas.

Con los resultados obtenidos, se genera un plan de negocio o bien un plan de acción en caso de que se den escenarios similares a los propuestos en el estudio, y de forma general para cualquier instalación de transmisión.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivos generales

Los objetivos generales son analizar el marco regulatorio de los sistemas de transmisión adicional, con el fin de detectar posibles oportunidades y vulnerabilidades existentes para los propietarios y/o usufructuarios de los mismos. Analizar principalmente en qué casos un tercer integrante se puede conectar a un sistema de transmisión, cuáles son sus derechos y obligaciones, qué estándares debe cumplir, etc. Generar un modelo de negocio o plan de acción frente a este tipo de contingencia, evaluando para varios escenarios y alternativas.

1.4.2 Objetivos específicos

Dentro de los objetivos específicos se pueden mencionar el estudio de los sistemas de transmisión de Anglo American Chile, determinando niveles de demanda, proyecciones de las mismas en el tiempo, capacidades de las líneas y transformadores, cálculo de pérdidas, estimaciones de costos de equipos e instalaciones y memorias de cálculos.

1.5 Estructura de la memoria

La memoria está compuesta por siete capítulos. A continuación se describe cada uno de ellos:

Capítulo 1: Introducción

Se presenta el tema a través de la motivación, se establece el alcance del trabajo, cuál será la metodología a utilizar, los objetivos principales y específicos y se realiza una breve descripción del contenido de la memoria.

Capítulo 2: Marco Regulatorio

Se hace una introducción referida a los agentes que participan en el mercado eléctrico, se definen los distintos tipos de transmisión y finalmente se realiza un acercamiento a la normativa vigente sobre los sistemas de transmisión adicional, en particular todo lo relacionado con el acceso abierto, los derechos y obligaciones de quienes participan y pagos asociados.

Capítulo 3: Situación Actual Anglo American Chile

Se describe cada división de forma general, para luego entrar a detallar el sistema eléctrico asociado a cada una de ellas, otorgando datos de equipos principales como: líneas, transformadores, niveles de consumos, zonas de concesión, etc., con el fin de ser utilizados para la definición de los escenarios, alternativas y la posterior evaluación.

Capítulo 4: Definición de escenarios y alternativas

Se definen escenarios y alternativas estándares a partir de lo que establece la normativa vigente y proyectada. Luego, se establece para cada división y cada línea de transmisión un conjunto de escenarios y alternativas factibles de desarrollo.

Capítulo 5: Módulos de costos e ingresos asociados

A partir de la información presentada, en conjunto con datos estadísticos de equipos, precios, demandas y todo lo que sea compatible con la valorización de instalaciones de transmisión, se generan módulos de costos para equipos, montajes, servidumbres, precios, peajes, pérdidas, consumos, etc., con el fin de poder realizar una estimación con el mayor respaldo posible. Además, se definen los ingresos y costos asociados a cada sistema de transmisión presentes en la evaluación (subtransmisión y adicional).

Capítulo 6: Evaluación Técnico-económica

Se realiza la evaluación de las distintas alternativas para las líneas de cada división en los escenarios que se determinó, incorporando algunas sensibilidades para darle mayor rango a las soluciones obtenidas.

Capítulo 7: Conclusiones

Se normalizan los resultados obtenidos en el capítulo anterior para establecer cuál es la mejor alternativa frente a distintas contingencia, y se utilizan como referencia para generar un modelo de negocio o plan de acción. Además se identifican vacíos en la normativa vigente y proyectada, para realizar observaciones o ser considerados en acuerdos contractuales.

2 MARCO REGULATORIO

2.1 Agentes del mercado eléctrico en Chile

El mercado eléctrico chileno está compuesto principalmente por cuatro agentes: Generación, Transmisión, Distribución y Clientes. Cada uno de ellos representa un negocio diferente, ya que poseen distintas forma de remuneración y pagos sobre la base de un mismo producto (Energía y Potencia). Sin embargo, operacionalmente están todos sujetos a la filosofía de mercado marginalista¹, la cual los obliga a estar coordinados entre sí por medio de una entidad llamada Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). La finalidad de un CDEC (que existe para cada sistema interconectado) es garantizar la producción de energía para abastecer la totalidad de

¹ Venta del producto a costo marginal de producción.

la demanda del sistema al menor costo posible, considerando límites de transmisión máximas en líneas, capacidades máximas y mínimas de generadores, pérdidas en la transmisión, etc. [1]

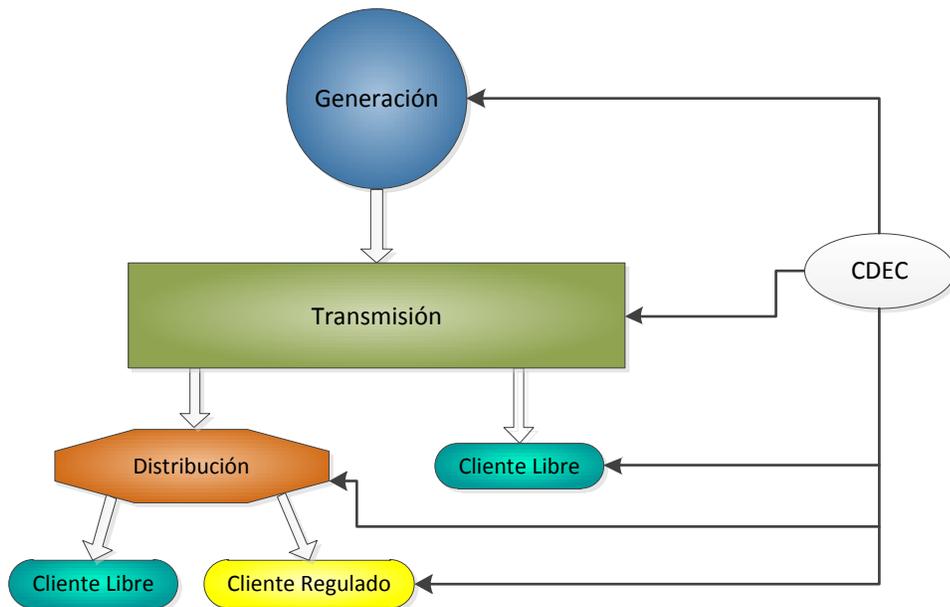


Figura 1. Agentes del mercado eléctrico chileno.

A continuación se mencionan los aspectos más importantes del negocio de cada agente del mercado. [1]

Generación: Su producto es la generación de energía. Los pagos que recibe provienen de un negocio operacional (ventas al sistema interconectado a costo marginal) y de un negocio comercial (ventas a consumidores finales a precio regulado o libre). El sector de la generación es un mercado competitivo, dada la gran variedad de tecnologías que permiten reducir los costos operacionales variables a lo largo del tiempo. Sin embargo, hoy en día existe una especie de oligopolio conformado por cuatro empresas que poseen una gran concentración del mercado. [1]

Transmisión: Su producto es el transporte de energía. Su función es principalmente técnica (no comercial) y sus remuneraciones provienen del pago de peajes por el uso de las líneas, uso que debe ser costado por todos los usuarios que utilicen las instalaciones, ya sea para inyectar o retirar energía del sistema. Este sector, donde las instalaciones son fijas, se caracteriza por ser un monopolio. El detalle de las clasificaciones dentro del sector y como se determinan los peajes se verá más adelante. [1]

Distribución: Su objetivo es la venta de energía al consumidor final. Es equivalente a cualquier distribuidor en otro mercado, que recibe el producto desde un suministrador para luego repartirlo entre los consumidores. La salvedad está en que el precio al que pueden comprar y vender energía las empresas distribuidoras está regulado, garantizando la rentabilidad de las mismas. Debido a la existencia de zonas concesionadas, cada distribuidora es un monopolio (al igual que en transmisión) dentro de sus respectivas áreas de concesión, sin embargo, sus precios están debidamente regulados. [1]

Consumidores o Clientes: Dependiendo del tipo de consumidor, va a determinar con que agentes del mercado se relacionan. Los clientes se definen, de acuerdo al Decreto con Fuerza de Ley N°4, Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4 o LGSE) como clientes libres y clientes regulados. Los primeros son aquellos cuyo consumo es superior o igual a 2 [MW], su tarifa es libre (no regulada) y es determinada en conjunto con el(los) agente(s) que interactúa. Estos pueden ser generadores o distribuidores. Los segundos son aquellos cuyo consumo es inferior o igual a 0.5 [MW], su tarifa es regulada y depende de la zona de concesión en la que se encuentren. Este segundo grupo de consumidores interactúa únicamente con empresas distribuidoras. Los clientes cuyo consumo esté entre los 0.5 [MW] y los 2 [MW] y están en zona de concesión de una distribuidora, tienen la opción de optar al precio regulado o a una tarifa libre. [2]

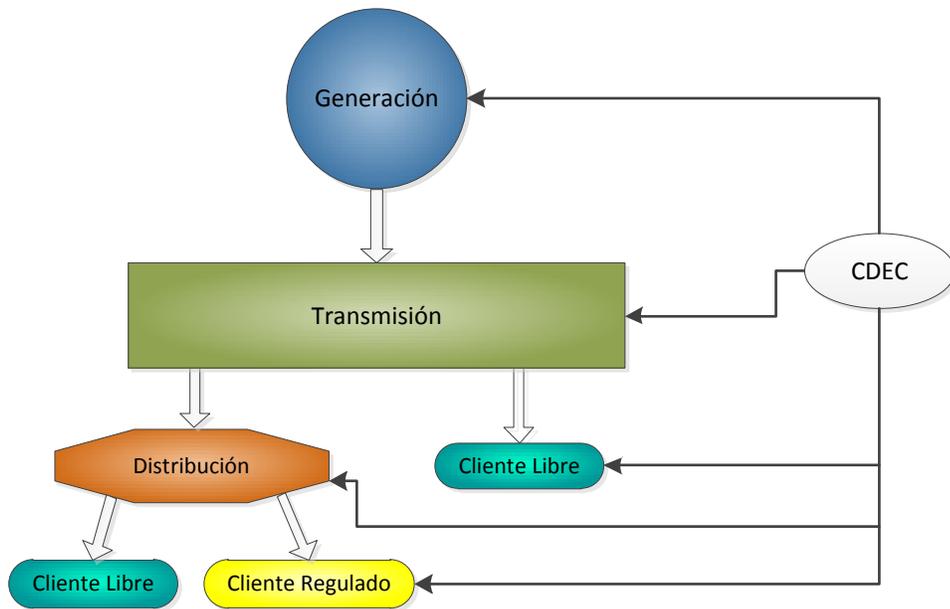


Figura 2. Agentes del mercado eléctrico chileno.

2.2 Sistemas de transmisión

De acuerdo al Artículo 73° del DFL N°4, un sistema de transmisión se define como el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que proponga la Comisión Nacional de Energía (CNE). La norma técnica propuesta por la CNE actualmente es la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y en ésta se define que el nivel de tensión nominal para ser calificado como sistema de transmisión, debe ser superior o igual a 23 [kV] nominales. [2] [3]

Además existen tres clasificaciones que son excluyentes. Estas son: sistemas de transmisión troncal, de subtransmisión y adicional. Tanto la ley (DFL N°4) como la norma técnica (NTSyCS) define cada uno de estos sistemas de transmisión. A continuación se detalla cada una de estas denominaciones. [2] [3]

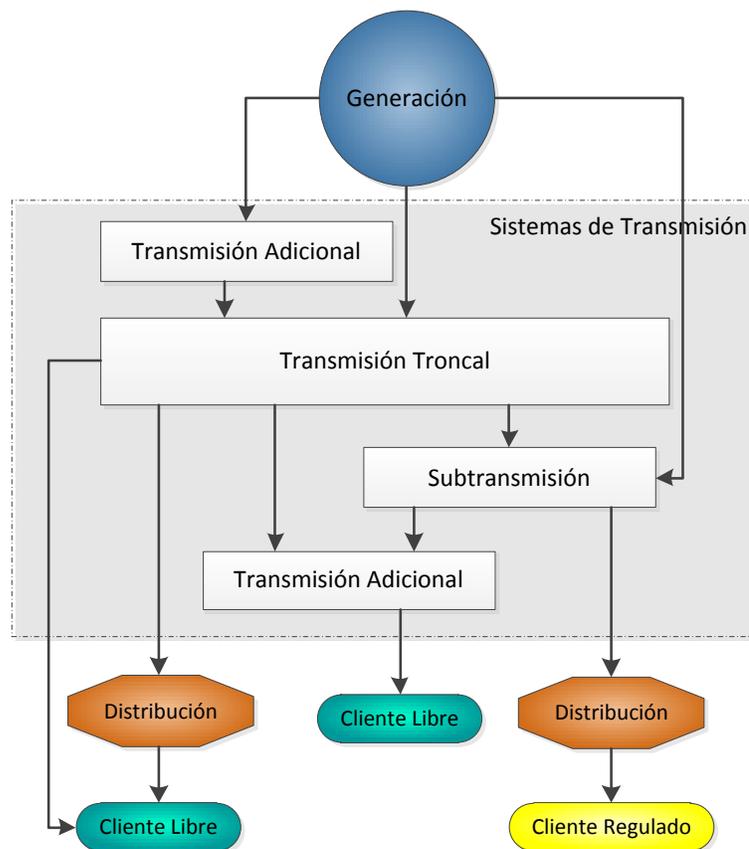


Figura 3. Clasificación sistemas de transmisión.

Sistema de transmisión troncal: Sistema constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la LGSE, los reglamentos y las normas técnicas. Adicionalmente deben cumplir con los siguientes requisitos: [2] [3]

- Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla. Es decir, el hecho que entren o salgan generadores debe afectar considerablemente los flujos de potencia por las líneas.
- Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 [kV].
- La magnitud de los flujos en estas líneas no debe estar determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.
- Los flujos en las líneas no deben ser atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.
- La línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes (flujos deben cambiar de dirección en el tiempo).

Sistema de subtransmisión: Es el sistema constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Adicionalmente debe cumplir con los siguientes requisitos: [2] [3]

- No calificar como instalaciones troncales. Es decir, basta que no cumpla con sólo uno de los requisitos expuestos para la transmisión troncal, para que pueda ser calificado como subtransmisión.

- Los flujos en las líneas no deben ser atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

Sistema de transmisión adicional: Sistema constituido por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión. [2] [3]

Si bien para el marco de este trabajo son relevantes los sistemas adicionales, es importante notar que la definición de éstos es en base a la definición de los otros sistemas. Es decir, es preciso ver que no se cumplan condiciones de los otros para poder cerciorarse que la definición particular de una línea no ha cambiado (por ejemplo, en el caso que se agreguen consumos a una línea adicional, que está en una zona de concesión de una distribuidora). Bajo esta primicia, de aquí en adelante se dará mayor énfasis a lo relacionado con subtransmisión y adicional únicamente, que es donde puede llegar a existir un cambio en la definición (es muy difícil que un tramo adicional pase a ser un tramo troncal).

De acuerdo a lo estipulado en la ley (LGSE), las líneas pertenecientes a cada uno de los sistemas (a excepción del adicional) se informarán públicamente mediante decreto supremo, previo informe de la CNE y tendrán una validez de 4 años. En el caso de la transmisión troncal, la normativa vigente que define los tramos pertenecientes a este sistema corresponde al Decreto Supremo N°61/2011. Por otra parte, la normativa vigente que define las instalaciones de subtransmisión corresponde al Decreto Exento N°134/2010 que modifica al Decreto Exento N°121/2010. Con esta información es posible determinar cuáles son las líneas de transmisión adicional. [4] [5]

2.3 Accesos

2.3.1 Normativa vigente

Actualmente la LGSE (considerando las modificaciones de la Ley Corta I N°19.940) hace mención a los accesos en sistemas de transmisión en su artículo 77°.

En dicho artículo se establece que, para el caso de la transmisión troncal y de subtransmisión, el acceso es abierto y no puede ser negado independiente de la capacidad técnica disponible. La única consideración es que, en caso que existan limitaciones de inyección o retiro, éstas deben ser no discriminatorias. [2] [6]

Respecto a los sistemas de transmisión adicional, establece que el acceso es abierto siempre y cuando la línea en cuestión haga uso, en su totalidad o en parte de ella, de bienes nacionales de uso público (como calles y vías públicas) y/o servidumbres. Si el acceso llega a ser abierto, éste no se puede negar, a menos que no exista capacidad disponible. En este último caso se deben realizar ampliaciones a las instalaciones existentes para poder cumplir con el derecho al acceso, es decir, que exista capacidad disponible. Los responsables de dichas ampliaciones se indicarán más adelante. [2] [6]

Las servidumbres mencionadas en el párrafo anterior corresponden a un gravamen pactado entre los dueños de los terrenos y el dueño de la línea cuyo trazado pasa por dichos terrenos, el cual otorga ciertos derechos a éste último a cambio de una indemnización para el propietario de los predios. Las servidumbres establecidas en el artículo 51° de la LGSE dan derecho a: [2]

- Tender líneas aéreas o subterráneas a través de propiedades ajenas.
- Ocupar los terrenos necesarios para el transporte de la energía eléctrica, desde la central generadora o subestación, hasta los puntos de consumo o de aplicación.
- Ocupar y cerrar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas, incluyendo las habitaciones para el personal de vigilancia.

De acuerdo al artículo 71° del reglamento eléctrico (DS N°327), además existen servidumbres que deben soportar propietarios de líneas de transmisión, como el uso de sus postes o torres para establecer nuevas líneas o permitir el paso de corriente por sus instalaciones de transmisión. Sin embargo, estas obligaciones sólo son válidas cuando el propietario de la línea hace uso de las

servidumbres establecidas en el artículo 51° de la LGSE (que son las mencionadas en los tres puntos anteriores). [2] [7]

Por lo tanto, según lo señalado previamente, si el trazado de una línea utiliza terrenos pertenecientes exclusivamente al dueño de la misma y no existe ningún cruce o uso de un bien nacional público en todo el trazado, el acceso no es abierto, independiente de la capacidad técnica disponible.

Respecto a la capacidad técnica disponible, ni la ley (LGSE) ni el reglamento eléctrico (DS N°327) son claros en establecer cuáles son las condiciones para que una línea no tenga capacidad disponible. Sólo se menciona que corresponde al propietario de la línea determinarla y debe estar respaldada con un informe del respectivo CDEC. [2] [7]

2.3.2 Normativa en proyecto

La normativa en proyecto corresponde a un reglamento de transmisión adicional propuesto por la CNE en el año 2009 y que a la fecha se encuentra en etapa de observaciones.

Respecto al acceso abierto, este reglamento corrobora lo establecido en la normativa vigente, además de establecer algunas aclaraciones sobre qué se entiende por hacer uso de servidumbres y bienes de uso público. En el primer caso, se entiende que un tramo adicional hace uso cuando para la construcción de cualquiera de las instalaciones que forman dicho tramo fue necesario constituir con un tercero una o más servidumbres. En el segundo caso se entiende que un tramo adicional hace uso por el sólo hecho que alguna instalación de dicho tramo cruce o atraviese algún bien de uso público, como calles y vías públicas. [8]

También se define explícitamente qué elementos conforman un tramo adicional. Según este proyecto de reglamento, un tramo adicional está compuesto por un extremo, una línea y/o transformador y otro extremo. A su vez, un extremo estará compuesto por todo lo que incluye un paño de conexión de una línea y/o transformador al patio, como lo son interruptores, desconectores, transformadores de corriente, y otros equipos primarios. Además, dentro de un extremo, se considera la prorrata de los elementos comunes de la subestación respectiva y del

patio en que se conecta la línea o transformador. La forma de definir el prorrateo debe ser equivalente a la utilizada en transmisión troncal y subtransmisión. [8]

Dentro del marco del acceso a los sistemas adicionales, el gran aporte del reglamento en proyecto está en la definición de capacidad técnica disponible. De acuerdo a su artículo 14° un tramo adicional tendrá capacidad técnica disponible cuando: [8]

- El uso esperado del tramo sea inferior al 90% de su capacidad máxima, considerando los contratos de transmisión y su respectiva operación.
- Sea factible la realización de ampliaciones en forma tal que el tramo resultante cumpla con el criterio señalado anteriormente (uso esperado menor al 90% de su capacidad máxima).

Además de esta definición, establece la realización de un informe anual por parte del respectivo CDEC, para determinar las capacidades técnicas disponibles de los tramos adicionales, considerando: [8]

- Un horizonte de análisis de al menos 10 años.
- Uso esperado de las instalaciones de transmisión adicional del respectivo sistema eléctrico.
- Condición del sistema eléctrico en estado normal, conforme definición contenida en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- Proyectos de generación y aumentos de demanda conforme a información entregada por sus propietarios.
- Uso efectivo de instalaciones de transmisión adicional en base a los contratos de transporte vigentes sobre dichas instalaciones.
- Contratos de transporte que entrarán en vigencia en el horizonte de análisis.
- Futuras inversiones a realizar en instalaciones de transmisión adicional, que el propietario, quien la explote a cualquier título o los usuarios de dichas instalaciones, hayan comunicado al CDEC conforme al procedimiento, oportunidad y formatos que éste disponga para tal efecto.

Dicho informe deberá contener al menos los tramos que tienen capacidad disponible, el periodo de tiempo en que está disponible y los valores de dicha capacidad. [8]

El definir la capacidad técnica disponible menor o igual al 90% de la capacidad máxima de la línea repercute directamente en la seguridad y en la inversión privada, ya que no es posible tener un criterio $n-1^2$ o reservar capacidad. Tampoco se establece en el reglamento, en la eventualidad que algún consumo libre que hace uso de los sistemas de transmisión adicional quisiera reservar capacidad, cómo debe hacerlo y si es posible hacerlo. Básicamente, lo que busca esta medida es desvincular a los consumidores libres de los sistemas de transmisión adicional y dejar la inversión de estos últimos en manos de terceros. Sin embargo, debiera dejar en claro como se puede transar una reserva de energía o la aplicación de un criterio $n-1$.

2.4 Responsabilidades, derechos en interconexiones y ampliaciones

2.4.1 Normativa vigente

Las instalaciones que deseen conectarse a un sistema interconectado deben tener la aprobación por parte del CDEC respectivo. Esta aprobación se obtiene realizando estudios sistémicos, entregando información técnica y garantizando instalaciones necesarias para enfrentar las distintas contingencias, como Esquemas de Desconexión Automáticos de Carga (EDAC), de Generación (EDAG), coordinación de protecciones, Sistemas de Información en Tiempo Real (SITR), equipos de compensación reactiva, entre otros [3] [9]. Además de esta aprobación, deben tener un informe favorable por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para poder llevar a cabo la puesta en servicio. [3] [7]

En el caso que exista acceso abierto y no exista capacidad técnica disponible (independiente del tipo de transmisión que sea), las obras necesarias para ejercer el derecho de acceso serán responsabilidad del interesado en realizar la conexión. Las normas e instrucciones para la ejecución de las obras complementarias serán señaladas en un informe realizado por el dueño de las instalaciones. Este informe tiene un plazo de 30 días a partir del momento que el interesado le

² Corresponde a tener instalaciones suficientes tal que en caso de falla de alguna de ellas, no se vea limitada la transferencia. En el caso de líneas de transmisión corresponde a tener 2 líneas y que el consumo sea a lo más igual a la capacidad máxima de sólo una de ellas.

comunica su intención al propietario. En caso que el interesado realice ampliaciones a instalaciones pre-existentes no se considerará que haga donación de su valor, a menos que se explicita lo contrario. Cualquier perjuicio que se produjera en las instalaciones al momento de establecer la servidumbre de paso será responsabilidad del interesado en realizar la conexión. [7]

Una vez establecida la conexión, si el propietario de las instalaciones desea realizar cambios en el trazado, desconexiones, mantenimientos u otra maniobra de cualquier tipo, el interesado que hace uso de la servidumbre de paso no puede oponerse. Los gastos en que incurra este último debido a estas intervenciones serán de su cargo. La única obligación del propietario de las instalaciones es avisar al interesado con al menos 60 días de anticipación los cambios a realizar. [7]

El dueño de las instalaciones tiene derecho a ser indemnizado por sus costos de inversión y sus costos de operación y mantenimiento. La indemnización se calculará de forma anual y se pagará a prorrata de la potencia máxima transitada por el interesado, respecto a la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de las instalaciones y obras complementarias afectadas. [7]

Respecto al aumento de las pérdidas eléctricas por el efecto de conexión de un tercero, si bien no se hace mención si deben ser indemnizadas o no, sí se menciona que al establecerse una servidumbre de paso, el interesado en la servidumbre tiene que hacerse cargo de los perjuicios que genere la conexión, dentro de los cuales se podrían considerar el aumento en las pérdidas eléctricas. Sin embargo, esto último es discutible y lo más justo sería prorratear las pérdidas de acuerdo al nivel de consumo.

2.4.2 Normativa en proyecto

Mantiene los estudios a realizar y añade algunas especificaciones que deben cumplir los interesados en conectarse a sistemas de subtransmisión y adicional, para obtener la aprobación por parte de respectivo CDEC. [8]

Sin embargo, el principal aporte respecto a las interconexiones y ampliaciones, radica en la distinción de las responsabilidades para subtransmisión y transmisión adicional. En el primer caso, establece que las ampliaciones o adecuaciones (en instalaciones de subtransmisión) debidas

a la interconexión de un tramo adicional, serán responsabilidad del propietario de las instalaciones. En el segundo caso, en la misma circunstancia, la responsabilidad recae en el interesado en la interconexión. [8]

Existe una excepción para el primer caso (interconexión a la subtransmisión), que se da cuando se realizan obras nuevas (como tap-off, subestaciones seccionadoras u otras similares). El interesado puede consultar a la CNE si esta nueva obra califica como subtransmisión o como transmisión adicional. En el evento que sea calificada como transmisión adicional, el propietario de las instalaciones de subtransmisión podrá convenir con el interesado en conectarse, la construcción de esta nueva obra. De ser calificada como subtransmisión, sigue rigiendo lo establecido en el párrafo anterior. [8]

Si bien se considera el caso en que un sistema adicional se conecta a un sistema de subtransmisión y el caso en que un sistema adicional se conecte a otro sistema adicional, en ningún momento se menciona qué sucede cuando, por la interconexión de un tercero, el tramo adicional al cual se realiza la conexión cambia de definición y pasa a ser de subtransmisión. Tampoco se menciona el caso contrario, en que la definición cambie de subtransmisión a transmisión adicional. En ambos casos podrían existir perjuicios para el dueño de la instalación (como aumento en los pagos por el uso del sistema) que no están regulados en este reglamento (o en ningún otro).

Cabe destacar que las responsabilidades aquí descritas correspondientes a ampliaciones y/o adecuaciones son independientes de las capacidades técnicas de las instalaciones a las cuales se desea interconectar. Es decir, exista o no capacidad técnica disponible según las definiciones de este nuevo reglamento, la construcción y costos los asumen quien corresponda de acuerdo a lo definido previamente.

2.5 Indemnizaciones y pagos asociados a la transmisión

2.5.1 Normativa vigente

De acuerdo a lo establecido en la LGSE, toda empresa eléctrica que inyecte y/o retire energía y potencia del sistema eléctrico, debe pagar costos de transmisión a los respectivos dueños de las instalaciones, dependiendo del sistema de transmisión que utilice y del uso que haga del mismo (el prorrateo se realiza en función de la potencia de un usuario en particular, respecto del total de la potencia transmitida a través de las instalaciones en cuestión). [2]

Cada propietario debe recibir, de forma anual, una suma equivalente a la Anualidad del Valor de Inversión (AVI) más los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA) de sus instalaciones. El COMA se calcula directamente para cada año, mientras el AVI se determina utilizando la vida útil económica de cada componente de una instalación y una tasa de descuento igual al 10% real anual [2]. De forma general, el AVI de un tramo cualquiera se calcula como: [10] [11]

$$AVI_i = \frac{r \cdot VI_i}{\left(1 - \frac{1}{(1+r)^{T_i}}\right)} \quad (1)$$

$$AVI = \sum_{i=1}^{C_i} AVI_i \quad (2)$$

Donde:

- VI_i : Valor de inversión del componente “i” [US\$]
- r : Tasa de descuento anual real (10%)
- T_i : Vida útil económica del componente “i” en años
- C_i : Cantidad de componentes del tramo
- AVI_i : Anualidad del valor de inversión del componente “i” [US\$]
- AVI : Anualidad del valor de inversión del tramo [US\$]

El Valor de Inversión (VI) de una instalación de transmisión es la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores de mercado [2]. De acuerdo a la bases técnicas para el desarrollo de los estudios de transmisión troncal y de subtransmisión, dentro de los costos se deben considerar costos de adquisición, flete y bodegaje

de materiales, gastos por ingeniería, mano de obra y montaje, gastos generales, intereses intercalarios³ e indemnizaciones pagadas por uso de suelos (servidumbres) [10] [11]. En este último caso, la LGSE señala que, a diferencia de los otros componentes, se debe utilizar el valor efectivamente pagado para constituir la servidumbre, indexado de acuerdo a las variaciones que sufra el Índice de Precio al Consumidor (IPC) [2]. Otra particularidad del VI de las servidumbres radica en la determinación de su anualidad (AVI), ya que debe considerarse una tasa de descuento igual al 10% real anual y una vida útil económica perpetua ($T_i = \infty$ para efectos de cálculo) [10] [11].

Como se mencionó antes, el pago que debe realizar cada usuario de los sistemas de transmisión, depende del sistema que haga uso. En el caso de la transmisión troncal, al AVI+COMA se le debe restar los Ingresos Tarifarios (IT) para obtener el peaje que debe pagar el conjunto de usuarios. Los IT corresponden a las diferencias monetarias que existen en las transacciones de energía a costo marginal, debido a las pérdidas entre distintos nodos del sistema (donde se compra y vende respectivamente), ingresos que van directamente a los dueños de transmisión troncal. El detalle de los pagos en transmisión troncal no es de interés para este trabajo. [1]

Respecto a los pagos en subtransmisión, estos se deben realizar sobre el producto energía y potencia por inyecciones y retiros en las barras de dicho sistema. En el caso de las inyecciones el pago debe realizarlo el suministrador de energía (empresas generadoras). Por otro lado, el pago por retiros, si bien lo realiza el suministrador, se traspaşa íntegramente al consumidor final. Las empresas generadoras deben pagar cuotas anuales por concepto de inyecciones, las cuales son determinadas considerando el uso estimado de las instalaciones de subtransmisión por parte de cada una de estas empresas (el detalle de cómo se determina no es relevante para este trabajo). Los usuarios finales por su parte, realizan pagos por unidad de energía y potencia retirada del sistema de subtransmisión. Estos pagos consideran valor anual de subtransmisión, pérdidas tarifarias y pérdidas reales. El valor anual corresponde al AVI+COMA de todas las instalaciones de un sistema de subtransmisión y a través de distintos factores se determinan valores estándares por unidad de energía (VASTxE) y valores estándares por unidad de potencia (VASTxP) que dependen de los kilómetros de líneas y cantidad de transformaciones que se utilicen. Finalmente, los pagos a realizar corresponden a: [12]

³ Intereses asociados a la demora existente entre la adquisición y la construcción.

$$Pagos_E = PNET \cdot FEPE \cdot (1 - FAIE) + VASTxE \left[\frac{\$}{kWh} \right] \quad (3)$$

$$Pagos_P = PNPT \cdot FEPP \cdot (1 - FAIP) + VASTxP \left[\frac{\$}{kW} \right] \quad (4)$$

Donde:

- *PNET* : Precio nudo de energía en la barra de inyección (barra troncal)
- *PNPT* : Precio nudo de potencia en la barra de inyección (barra troncal)
- *FEPE* : Factor de expansión de pérdidas de energía
- *FEPP* : Factor de expansión de pérdidas de potencia
- *VASTxE* : Valor anual de subtransmisión por energía
- *VASTxP* : Valor anual de subtransmisión por potencia
- *FAIE* : Factor de ajuste de inyección por energía
- *FAIP* : Factor de ajuste de inyección por potencia

A su vez, cada factor se determina por medio de las siguientes fórmulas:

$$FEPE = 1 + FEPE_T + \sum_{i=1}^n FEPE_{L-i} \cdot km_i \quad (5)$$

$$FEPP = 1 + FEPP_T + \sum_{i=1}^n FEPP_{L-i} \cdot km_i \quad (6)$$

$$VASTxE = CBTE + \sum_{i=1}^n CBLE_i \cdot km_i \quad (7)$$

$$VASTxP = CBTP + \sum_{i=1}^n CBLP_i \cdot km_i \quad (8)$$

$$FAIE = \frac{\sum_{i=1}^m InReE_i}{\sum_{i=1}^m InTaE_i} \quad (9)$$

$$FAIP = \frac{\sum_{i=1}^m InReP_i}{\sum_{i=1}^m InTaP_i} \quad (10)$$

Donde:

- $FEPE_T, FEPP_T$: Factor de expansión de pérdidas de energía/potencia por transformación.
- $FEPE_{L-i}, FEPP_{L-i}$: Factor de expansión de pérdidas de energía/potencia por transmisión, para cada tramo utilizado por kilómetro.
- $CBTE_T, CBTP_T$: Cargo base de energía/potencia por transformación.
- $CBLE_{L-i}, CBLP_{L-i}$: Cargo base de energía/potencia por transmisión, para cada tramo utilizado por kilómetro.
- $InReE_i$: Inyecciones reales de energía en la barra i
- $InTaE_i$: Inyecciones tarifarias de energía en la barra i
- $InReP_i$: Inyecciones reales de potencia en la barra i
- $InTaP_i$: Inyecciones tarifarias de potencia en la barra i
- km_i : Longitud de cada tramo de línea utilizado, en [km]
- n : Cantidad de tramos de subtransmisión utilizados desde la barra de inyección hasta la barra de retiro.
- m : Cantidad de barras de inyección.

Los valores de estas variables se publican en un decreto (actualmente decreto supremo N°320) para todas las barras de los sistemas de subtransmisión (dentro del SIC existen 6 subsistemas), junto con las fórmulas para el cálculo de los pagos (descritas en esta sección) y las formas de indexación dentro del periodo que son válidas dichas tarifas. [12]

Una vez que se reciben los pagos por parte de los usuarios, éstos se suman y se reparten entre las empresas subtransmisoras utilizando el Factor de Distribución de Ingresos (FDI). El FDI se calcula en función de la proporción del AVI+COMA de cada línea de subtransmisión respecto del AVI+COMA total del subsistema al cual pertenezca. Se realizan actualizaciones a estos factores cada 6 meses, por la salida o entrada de instalaciones. [1] [12]

Finalmente, para los sistemas de transmisión adicional, en la LGSE se establece que el transporte de electricidad se debe regir de acuerdo a los contratos establecidos directamente entre las partes (dueño de las instalaciones y usuarios). Aun así, el peaje a que da derecho dicho transporte se calcula en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación, mantenimiento y administración [2]. El detalle de cómo debe calcularse, de acuerdo a la LGSE, debiera estar en el reglamento, sin embargo el decreto supremo N°327 no dice nada al respecto [7].

2.5.2 Normativa en proyecto

El proyecto de reglamento viene a cubrir en parte el vacío dejado por la actual normativa respecto a los peajes en sistemas de transmisión adicional. Si bien define claramente como calcular el Valor Anual de Transmisión Adicional (VATA), que equivale al peaje que le corresponde al propietario de transmisión adicional, no establece como deben ser valorizadas las instalaciones con el detalle que se presenta en las bases técnicas para los estudios de transmisión troncal o subtransmisión respectivamente. No establece si se debe utilizar algún tipo de depreciación respecto del valor nuevo de una instalación, a las que ya llevan varios años en uso y tampoco se menciona qué sucede con la valorización en el caso que se realicen ampliaciones, adecuaciones y/o cambios (por ejemplo, se debe restar del valor total los materiales que sean remplazados o solo se van agregando los costos asociados a nuevos insumos, manteniendo el valor inicial). [8]

El VATA que se hace mención en el párrafo anterior, se calcula con la siguiente fórmula:

$$VATA = \frac{r}{\left(1 - \frac{1}{(1+r)^{VUeq}}\right)} \cdot \left(\sum_{i=1}^T \frac{VITA_i}{(1+r)^i} - \frac{VRA_{i,T}}{(1+r)^i} \right) + COMA \quad (11)$$

Donde:

- $VITA_i$: Valor de inversión de las instalaciones de transmisión adicional en el año i .
- $VRA_{i,T}$: Valor residual de las instalaciones del año i , en el año T .

- $COMA$: Costos anuales totales proyectados de operación, mantenimiento y administración, considerando todas las distintas instalaciones.
- T : Período de tiempo para efectos de determinar el valor residual. Puede estar definido por los años de un contrato.
- r : Tasa de descuento igual al 10% expresada en por unidad.
- VU_{eq} : Vida útil equivalente del tramo adicional, en años.

El VATA debe ser indexado por cada propietario por medio de fórmulas polinomiales que incluya variables de amplia aceptación y propias del transporte de electricidad, a fin de mantener el valor real durante el periodo T . [8]

Lo interesante de esta definición del VATA es que da cabida a un cambio de propiedad de la instalación (que es de interés en este trabajo), al agregar el valor residual y un tiempo T distinto a la vida útil equivalente del tramo. Si bien la normativa actual sí incluye el valor residual para el cálculo, no es claro en cómo se debe realizar. Ahora, con este nuevo reglamento, los contratos entre las partes involucradas en sistemas de transmisión adicional estarán mucho más regulados y no pesará tanto el poder de negociación de las partes. De todas formas, el cómo se debe determinar el valor residual queda abierto y a criterio de quienes hagan el avalúo.

2.6 Estándares de seguridad y calidad de servicio

Los estándares de seguridad y calidad de servicio se encuentran establecidos en la NTSyCS, en el reglamento eléctrico (Decreto Supremo N°327) y en la Norma Técnica sobre Conexión y Operación (NTCO). La NTSyCS aplica, como es señalado en el alcance de la misma, al sector de generación, de transmisión (troncal, subtransmisión y adicional) y usuarios no sometidos a regulación de precios (clientes libres). Las otras dos aplican al sector de distribución y clientes regulados principalmente. En particular, la NTCO se utiliza para establecer estándares en Pequeños Medios de Generación Distribuido (PMGD) y sistemas de media tensión. Dada la finalidad de este trabajo, donde se requiere mantener los estándares de calidad y seguridad de servicio en instalaciones de transmisión adicional y clientes libres, sólo es de relevancia lo estipulado en la NTSyCS.

Las exigencias para estándares de seguridad y calidad de servicio de interés se encuentran en el capítulo 5 de la norma mencionada previamente. Separándolos por destinatarios se tiene:

Estándares para instalaciones de clientes [3]: La primera exigencia es la presencia de Esquemas de Desconexión Automáticos de Carga⁴ (EDAC) para el control de contingencias en el sistema. En el caso de subfrecuencia, la demanda total disponible para el EDAC que se exige debe ser sobre el 30% de la demanda conjunta del sistema. En el caso de subtensión, este porcentaje debe ser sobre un 20%. En ambos casos la Dirección de Peajes (DP) del respectivo CDEC debe determinar el valor de estos porcentajes para cada tipo de contingencia y para cada uno de los clientes. Estos últimos son los responsables de tener los equipos necesarios para la correcta apertura de los interruptores de consumos participantes en el EDAC, dada una señal específica de apertura.

Además, se exige que el Factor de Potencia (FP) calculado en intervalos integrados de 60 minutos, en cualquier condición de carga y para todas las instalaciones de conexión de cliente debe ser, según el nivel de voltaje, igual a:

- 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- 0,98 inductivo y 1,000 en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores 200 [kV].

El factor de potencia se deberá calcular de la siguiente forma:

$$FP = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{(QST + QGI)}{(PST + PGI)} \right) \right) \quad (12)$$

⁴ Como su nombre lo sugiere, son planes de desconexión de cargas en el caso que exista una contingencia en el sistema. La cantidad de carga se define en función de la variable que está siendo afectada (frecuencia, tensión, etc.)

Donde:

- PST : Potencia Media Real Activa medida en la Instalación de Conexión de Cliente con el Sistema de Transmisión. Valor positivo cuando fluye desde el Sistema de Transmisión.
- QST : Potencia Media Real Reactiva medida en la Instalación de Conexión de Cliente con el Sistema de Transmisión. Valor positivo cuando fluye desde el Sistema de Transmisión.
- PGI : Potencia Media Real Activa total medida en las Instalaciones de Conexión de la Generación Interna a las Instalaciones del Cliente Libre correspondiente a la Instalación de Conexión en cuestión. Valor positivo cuando fluye desde la Generación Interna.
- QGI : Potencia Media Real Reactiva medida en las Instalaciones de Conexión de la Generación Interna a las Instalaciones del Cliente Libre correspondiente a la Instalación de Conexión en cuestión. Valor positivo cuando fluye desde la Generación Interna.

Exigencias para instalaciones de transmisión [3]: Deben contar con equipos para mantener los niveles de tensión adecuados, dependiendo del estado en el que se encuentre el sistema y el nivel de tensión. Estos niveles de tensión (en p.u.) se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 1. Niveles de tensión para los distintos estados del sistema

Estado del sistema	Nivel de Tensión Mínima [p.u.]	Nivel de Tensión Máxima [p.u.]	Tensión nominal de la línea [kV]
Estado Normal	0,97	1,03	mayor a 500
	0,95	1,05	entre 200 y 500
	0,93	1,07	menor a 200
Estado de Alerta	0,96	1,04	mayor a 500
	0,93	1,07	entre 200 y 500
	0,91	1,09	menor a 200
Estado de Emergencia	0,95	1,05	mayor a 500
	0,9	1,1	entre 200 y 500
	0,9	1,1	menor a 200

Los equipos con los que se deben contar, considerando la operación conexión y/o desconexión de los mismos, para poder cumplir con este requisito son: bancos de condensadores shunt, condensadores síncronos, reactores shunt, compensadores estáticos de potencia reactiva, bancos de transformadores y autotransformadores con cambiadores de tap.

Otro punto importante para las instalaciones de transmisión es la calidad de suministro, la cual es medida a través de índices de indisponibilidad forzada y programada. Estos índices son:

Tabla 2. Índices de Indisponibilidad forzada y programada.

Nivel de Tensión [kV]	HPROt	HFORt	FFORt
mayor 500	20	5	2
entre 200 y 500	20	10	3
entre 100 y 200	20	15	4
entre 44 y 100	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1

Donde:

- HPROt: Horas de salida promedio anual por concepto de Indisponibilidad Programada por cada 100 km de línea.
- HFORt: Horas de salida promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada por cada 100 km de línea.
- FFORt: Frecuencia de salidas promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada por cada 100 km de línea.

Para líneas de longitud inferior a 100 [km] se considera un valor fijo de salidas como si fuera ésta una línea de 100 [km]. Para líneas de longitud superiores a 300 [km] las horas de indisponibilidad son un 65% de los valores indicados en la tabla.

Por otro lado, las interrupciones a instalaciones de conexión de clientes (o para clientes) se miden con los índices de continuidad de suministro. Estos índices corresponden al FMIK y TTIK y dan cuenta de la potencia interrumpida relativa (respecto de la potencia instalada) y el tiempo de interrupción ponderado por la potencia interrumpida. Matemáticamente se tiene:

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i}{kVA_{inst}} \quad (13)$$

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n Tfs_i \cdot kVAfs_i}{kVA_{inst}} \quad (14)$$

Donde:

- kVAfsi: Potencia interrumpida en la Instalación de Conexión, expresada en [kVA].
- kVAinst: Capacidad de la Instalación de Conexión, expresada en [kVA].
- Tfsi: Tiempo de duración de cada interrupción.
- n: Número de interrupciones en el período.

3 SITUACIÓN ACTUAL ANGLO AMERICAN CHILE

3.1 La empresa

Anglo American es una de las empresas minera más grandes del mundo, dedicada principalmente a la extracción y comercialización de metales como platino, diamantes, cobre, níquel, mineral de hierro, además de carbón metalúrgico y térmico. [13]

Anglo American Chile por su parte realiza labores de exploración, explotación, procesamiento y comercialización de cobre en cátodos, ánodos, blíster, además de cobre y molibdeno contenido en concentrados y ácido sulfúrico. [13]

Respecto a su participación en el país, Anglo American Chile cuenta con cinco divisiones productivas en cinco regiones del país (Mantoverde, Mantos Blancos, El Soldado, Fundición Chagres y Los Bronces) y una parte de Collahuasi (44% de su propiedad), además de una oficina central en Santiago y la unidad Anglo American Exploration Division (Santiago), responsable de las actividades de exploración del Grupo en Sudamérica. Emplea cerca de 10.000 trabajadores, entre personal propio y contratistas, y opera a través de tres razones sociales: Anglo American Norte S.A (Mantos Blancos y Mantoverde), Anglo American Sur S.A. (El Soldado, Chagres y

Los Bronces) y Anglo American Chile Ltda. (presta servicios de administración a las dos anteriores). [13]

En todas y cada una de sus operaciones, la empresa busca compatibilizar la rentabilidad de sus accionistas con el bienestar de sus trabajadores, el desarrollo social de las comunidades vecinas y la protección del medio ambiente. [13]

3.2 División Mantos Blancos

3.2.1 Descripción general

Mantos Blancos se encuentra ubicada en la II Región, a 45 kilómetros de la ciudad de Antofagasta y a 800 metros sobre el nivel del mar.

Comprende una mina a rajo abierto, plantas de chancado e instalaciones para procesar minerales oxidados y sulfurados.

En el año 2011 produjo 72.127 toneladas de cobre fino, entre cátodos de alta pureza y cobre contenido en concentrado.

Mantos Blancos tiene una dotación aproximada de 1.250 trabajadores, entre personal propio y contratistas de operación y proyectos.

3.2.2 Descripción del sistema eléctrico

La división Mantos Blancos, dada su ubicación geográfica, pertenece al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Actualmente, el sistema de transmisión troncal del SING está conformado por los nodos (junto con las líneas que unen dichos nodos) Atacama 220kV, Encuentro 220kV, Crucero 220kV, Lagunas 220kV y Tarapacá 220kV. La división Mantos Blancos se conecta al sistema troncal en la barra Crucero 220kV por dos rutas, como se puede apreciar en la Figura 4. La primera está dada por los nodos Crucero 220kV, Chacaya 220kV, Capricornio 220kV y Mantos Blancos 220kV. La segunda corresponde a Crucero 220kV, Laberinto 220kV y Mantos Blancos 220kV. Sin embargo, la subestación Chacaya es

principalmente un nodo de inyección, ya que existen tres centrales (Andina, Hornitos y Mejillones) con un total de 930 [MW] instalados en conjunto, por lo que es probable que no se haga uso del sistema troncal y la energía llegue directamente desde el nodo Chacaya.

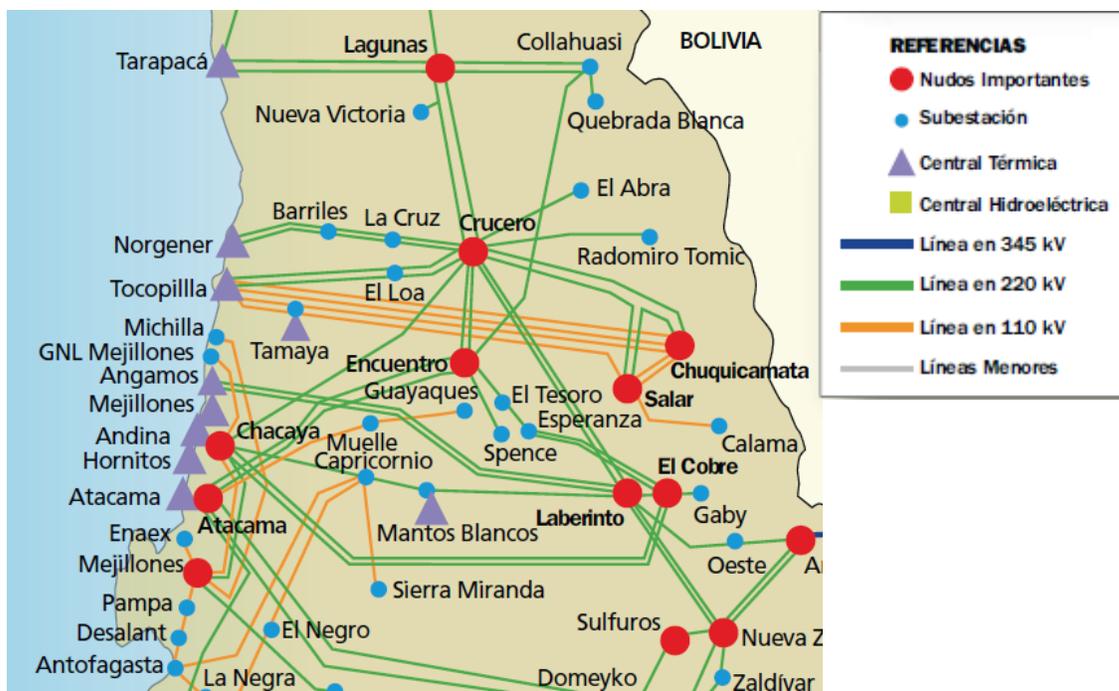


Figura 4. Mapa del SING, sector Mantos Blancos

Desde la subestación Mantos Blancos se baja el nivel de voltaje de 220kV a 23kV por medio de un solo transformador de 2 devanados (que es de propiedad de Anglo American) para realizar la distribución. Existe otro nivel de distribución dentro de la faena que es de 6.6kV, el cual se obtiene por medio de 2 transformadores de 2 devanados cada uno con razón 23kV/6.6kV.

La energía es retirada desde la barra de 23kV de la subestación Mantos Blancos y, de acuerdo a la información disponible para el año 2011, se tienen los siguientes consumos:

Tabla 3. Consumos año 2011 división Mantos Blancos

Mes	Retiro Mantos Blancos 23 kV	
	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]
Enero	18.846	25,3
Febrero	16.028	23,9
Marzo	17.270	23,2
Abril	19.007	26,4
Mayo	20.311	27,3

Junio	19.461	27,0
Julio	19.712	26,5
Agosto	20.423	27,5
Septiembre	20.013	27,8
Octubre	19.807	26,6
Noviembre	19.760	27,4
Diciembre	20.209	27,2
Total/Promedio	230.848	26,3

Esquemáticamente, el sistema de transmisión asociado a Mantos Blancos es el siguiente:

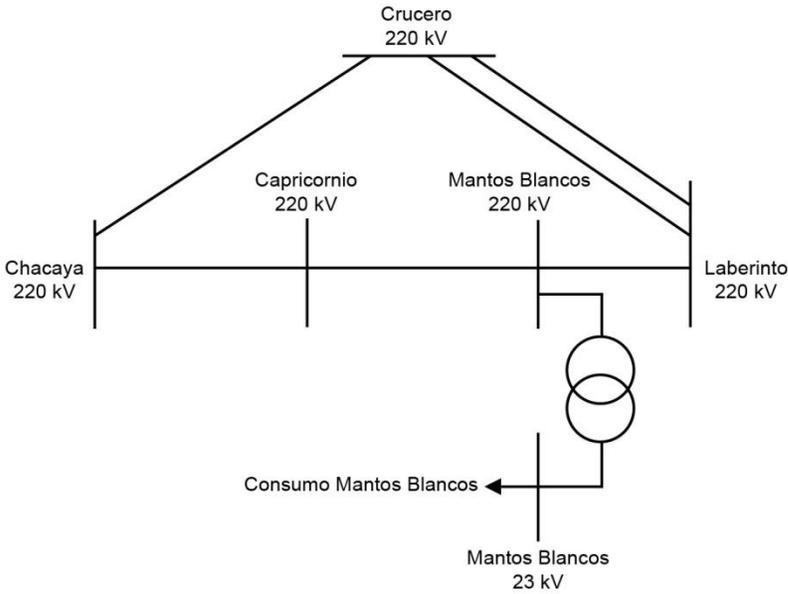


Figura 5. Diagrama unilineal sistema de transmisión Mantos Blancos

Todas las instalaciones antes mencionadas califican como adicional. Dada la zona en la cual están ubicadas dichas instalaciones, están fuera de zonas de concesión de distribuidoras, por lo tanto, no hay posibilidades que lleguen a calificar como subtransmisión.

De acuerdo a la información proporcionada por Anglo American, a partir del año 2018 dejarían de funcionar varios procesos, lo que repercutiría directamente en la demanda, la cual descendería hasta los 13,8 [MW] (potencia media). Sin embargo, existe un proyecto en carpeta que entraría en vigencia a partir del año 2015, el cual podría aumentar la demanda de la división hasta los 34,7 [MW] entre los años 2015 y 2018, estabilizándose en 30 [MW] (potencia media). El caso descrito corresponde al de mayor demanda.

3.3 División Mantoverde

3.3.1 Descripción general

Se encuentra ubicada en la III Región, a 56 kilómetros de la ciudad de Chañaral y a 900 metros sobre el nivel del mar.

Comprende una mina a rajo abierto, plantas de chancado e instalaciones para el procesamiento de minerales oxidados. En el año 2011 produjo 58.718 toneladas de cobre fino.

Mantoverde tiene una dotación aproximada de 800 trabajadores, entre personal propio y contratistas de operación y proyectos.

3.3.2 Descripción del sistema eléctrico

La división Mantoverde, dada su ubicación geográfica, pertenece al Sistema Interconectado Central (SIC). Posee dos puntos de consumo, correspondientes a las subestaciones Mantoverde 110kV e Impulsión 110kV. La energía llega a la primera subestación (Mantoverde 110kV) desde la subestación Diego de Almagro 110kV, por medio de una línea que une ambas subestaciones. Por el lado de Impulsión, la ruta desde el punto de retiro, correspondiente a Cardones 110kV, es la siguiente: Cardones – Copiapó 110kV, Copiapó - Hernán Fuentes 110kV, Hernán Fuentes - Tap Impulsión 110kV y finalmente Tap Impulsión - Impulsión 110kV. En la siguiente figura se puede apreciar geográficamente la disposición de las rutas mencionadas:



Figura 6. Mapa del SIC, sector Mantoverde.

La energía se distribuye en 13,8kV en la zona de Mantoverde y en 23kV en la zona de Impulsión. Para ello se cuenta con 2 transformadores de 2 devanados, con razones de 110/13,8kV en la S/E Mantoverde y un transformador de 2 devanados con razón de transformación de 110/23kV en la S/E Impulsión.

La energía retirada en Mantoverde 110kV e Impulsión 110kV, de acuerdo a la información disponible para el año 2011, es la siguiente:

Tabla 4. Consumos año 2011 en Mantoverde 110kV.

Mes	Consumo Mantoverde 110kV	
	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]
Enero	15.114	20,3
Febrero	13.502	20,1
Marzo	15.960	21,5
Abril	14.933	20,7
Mayo	16.353	22,0
Junio	14.857	20,6
Julio	13.072	17,6
Agosto	12.832	17,2
Septiembre	14.670	20,4
Octubre	14.873	20,0
Noviembre	14.274	19,8

Diciembre	13.411	18,0
Total/Promedio	173.851	19,8

Tabla 5. Consumos año 2011 en Tap Impulsión 110kV.

Mes	Consumo Tap Impulsión 110kV	
	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]
Enero	1.178	1,6
Febrero	1.190	1,8
Marzo	1.248	1,7
Abril	1.342	1,9
Mayo	1.376	1,8
Junio	1.107	1,5
Julio	1.223	1,6
Agosto	1.030	1,4
Septiembre	1.123	1,6
Octubre	1.382	1,9
Noviembre	1.321	1,8
Diciembre	1.307	1,8
Total/Promedio	14.827	1,7

Esquemáticamente, el sistema de transmisión asociado a la división Mantoverde se muestra en la figura siguiente:

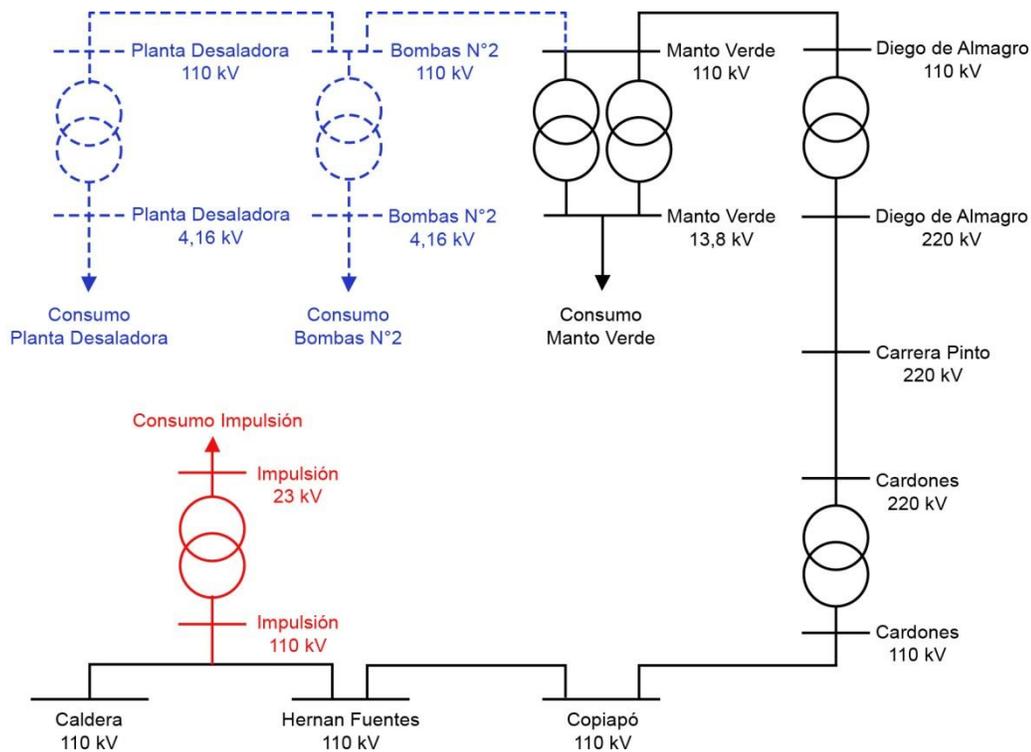


Figura 7. Unilineal sistema de transmisión Mantoverde.

Las líneas discontinuas azules, corresponden a instalaciones de transmisión que aún no existen, pero que está fijada su entrada dentro del horizonte de evaluación. En el caso de la línea de color rojo, correspondiente a la línea Tap Impulsión – Impulsión 110 kV, lo que sucede es que a partir del año 2013 el abastecimiento de agua se realizara desde la planta desaladora, por lo que el consumo en Impulsión 110kV de ahí en adelante será nulo.

Además de este nuevo consumo (que en el fondo es el mismo que se traslada de ubicación), existe un proyecto de ampliación Lixiviación de Sulfuros que significaría un aumento de 32 [MW] de potencia promedio, en el año 2018. A su vez, deja de operar la planta de óxidos ese mismo año, por lo que nunca se traslapan los consumos.

Respecto a la presencia de líneas de transmisión adicional en zonas de concesión de empresas distribuidoras, con las nuevas instalaciones podrían existir interconexiones por parte de empresas distribuidoras para alimentar pueblos cercanos, por lo que se debe evaluar la posibilidad de un cambio en las definiciones de las líneas (de adicional a subtransmisión).

3.4 División Chagres

3.4.1 Descripción general

Se encuentra ubicada en la V Región, en la comuna de Catemu, a 100 kilómetros al norte de Santiago y a 400 metros sobre el nivel del mar.

Su proceso productivo (fusión de concentrados de cobre) se realiza mediante el moderno horno flash, una tecnología que destaca por sus bajas emisiones y que hace de esta fundición la líder en materia medio ambiental en Chile. En el año 2011 produjo 138.204 toneladas de cobre anódico.

Chagres cuenta con una dotación aproximada de 500 trabajadores, entre personal propio y contratistas de operación y proyectos.

3.4.2 Descripción del sistema eléctrico

La división Chagres, dada su ubicación geográfica, pertenece al Sistema Interconectado Central (SIC). Posee un sólo punto de consumo, correspondiente a la subestaciones Chagres 110kV. Considerando la menor ruta eléctrica y su punto de retiro desde el troncal, la energía llega a esta subestación desde la subestación Polpaico 220kV, pasando por Polpaico – Los Maquis 220kV, bajando de tensión a 110kV, siguiendo por Los Maquis – Tap Los Maquis 110kV, Tap Los Maquis – Tap San Rafael 110kV, Tap San Rafael – Tap San Felipe 110kV y Tap San Felipe – Chagres 110kV. En la siguiente figura se puede apreciar geográficamente y de forma referencial, la disposición de la ruta mencionada:

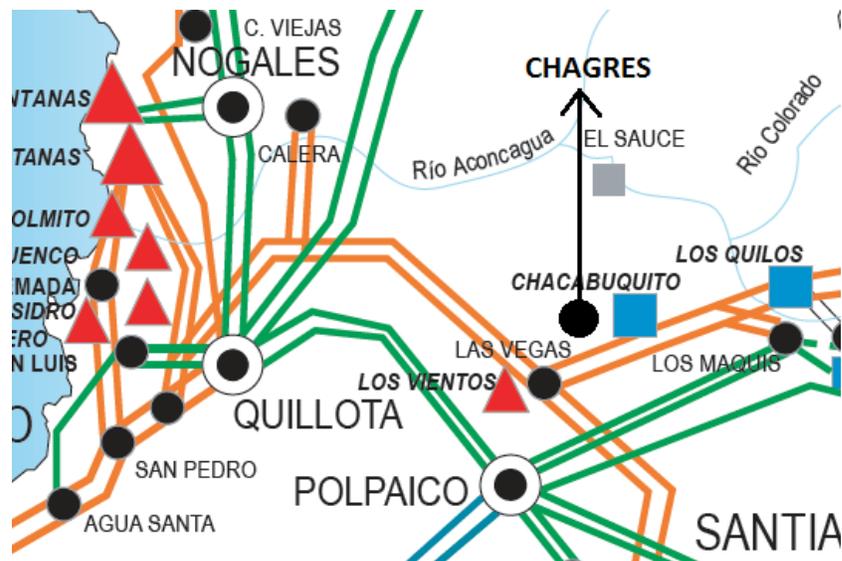


Figura 8. Mapa del SIC, sector Chagres.

Respecto a la distribución en Chagres, esta se logra por medio de 2 transformadores de 2 devanados, con razones de 110/12kV.

La energía consumida en Chagres 110kV, de acuerdo a la información disponible para el año 2011, es la siguiente:

Tabla 6. Consumos año 2011 en división Chagres.

Mes	Consumo Chagres 110kV	
	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]

Enero	12.696	17,1
Febrero	10.973	16,3
Marzo	12.820	17,2
Abril	11.187	15,5
Mayo	7.517	10,1
Junio	12.642	17,6
Julio	12.683	17,0
Agosto	12.712	17,1
Septiembre	11.520	16,0
Octubre	12.937	17,4
Noviembre	12.133	16,9
Diciembre	12.917	17,4
Total/Promedio	142.737	16,3

En la siguiente figura se muestra el sistema de transmisión asociado a Chagres:

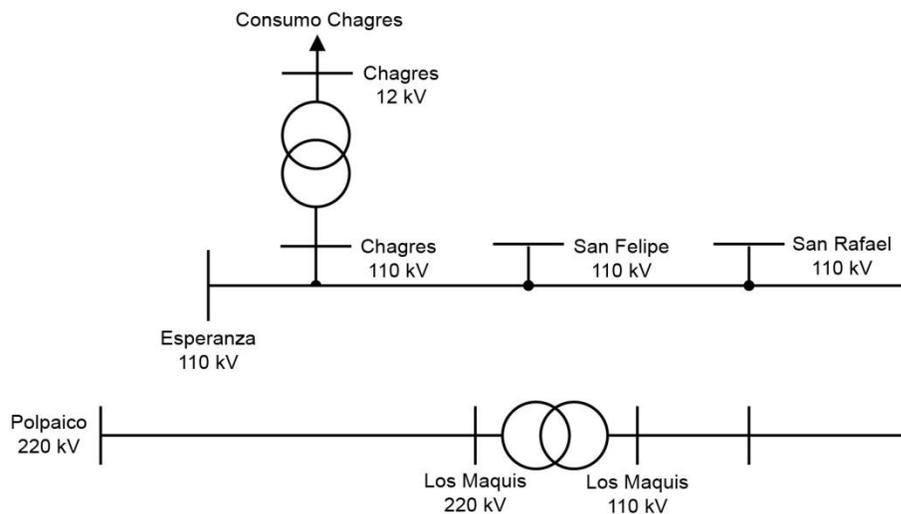


Figura 9. Unilineal sistema transmisión Chagres.

Dentro del periodo de evaluación se tiene prevista la puesta en marcha del “Proyecto de Mejoramiento Chagres”, el cual aumentará el actual consumo en 8,5 [MW] de potencia media a partir del año 2014. Por otro lado, no se contempla una baja en los consumos existentes.

Respecto a la presencia de líneas de transmisión adicional en zonas de concesión de empresas distribuidoras, en la Figura 12 se puede observar que tanto Chagres, como las líneas de transmisión asociadas, están dentro de zona de concesión, por lo que eventualmente la transmisión adicional puede llegar a ser de subtransmisión.

3.5 División El Soldado

3.5.1 Descripción general

La división El Soldado se encuentra ubicada en la V Región, en la comuna de Nogales, a 132 kilómetros de Santiago y a 600 metros sobre el nivel del mar.

Comprende una mina a rajo abierto, plantas de chancado e instalaciones para el tratamiento de minerales oxidados y sulfurados. En el año 2011 produjo 46.905 toneladas de cobre fino, entre cátodos de alta pureza y cobre contenido en concentrado.

El Soldado tiene una dotación aproximada de 1.500 trabajadores, entre personal propio y contratistas de operación y proyectos.

3.5.2 Descripción del sistema eléctrico

La división El Soldado, dada su ubicación geográfica, pertenece al Sistema Interconectado Central (SIC). Posee sólo un punto de consumo, correspondiente a la subestación El Cobre 110kV. Considerando la menor ruta eléctrica y el punto de retiro desde el troncal correspondiente a la subestación Quillota 110kV, la energía llega a la división pasando por Quillota – San Pedro 110kV, San Pedro – Tap Pachacama 110kV, Tap Pachacama – La Calera 110kV y finalmente llegando por La Calera – El Cobre 110kV. En la siguiente figura se puede apreciar geográficamente y de forma referencial, la disposición de la ruta mencionada:



Figura 10. Mapa del SIC, sector El Soldado.

La distribución en El Soldado se logra por medio de 2 transformadores de 3 devanados, con razones de 110/12,5/4,16kV.

La energía retirada en La Calera 110kV, de acuerdo a la información disponible para el año 2011 es la siguiente:

Tabla 7. Consumos año 2011 en división El Soldado.

Mes	Retiro La Calera 110kV	
	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]
Enero	21.670	29,1
Febrero	19.512	29,0
Marzo	20.785	27,9
Abril	21.503	29,9
Mayo	20.928	28,1
Junio	20.095	27,9
Julio	21.880	29,4
Agosto	23.010	30,9
Septiembre	22.788	31,7
Octubre	23.380	31,4
Noviembre	23.714	32,9
Diciembre	23.867	32,1
Total/Promedio	263.132	30,0

En la siguiente figura se muestra el sistema de transmisión asociado a El Soldado:

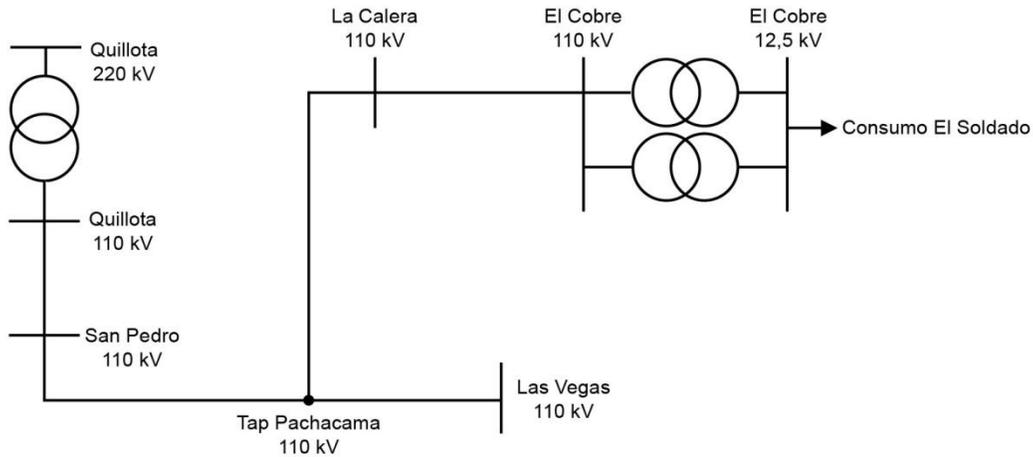


Figura 11. Unilineal sistema de transmisión El Soldado.

La puesta en marcha del “Proyecto de Mejoramiento Chagres”, afecta el consumo de la división El Soldado, el cual aumentará en 8 [MW] de potencia media a partir del año 2014. Adicionalmente, existe un proyecto de expansión que considera un aumento de 14,4 [MW] de potencia media en el año 2018. Paralelamente al proyecto de expansión, la demanda disminuirá desde los 30 [MW] actuales hasta los 24,1 [MW] ese mismo año, por lo que la potencia media total de ahí en adelante sería de 38,5 [MW] (sin considerar el aumento debido al proyecto en Chagres, y tampoco el aumento vegetativo propio de la faena).

Respecto a la presencia de líneas de transmisión adicional en zonas de concesión de empresas distribuidoras, en la Figura 12 se puede observar que tanto El Soldado, como las líneas de transmisión asociadas (específicamente la línea La Calera – El Cobre 110kV), están dentro de zona de concesión, por lo que eventualmente la transmisión adicional puede llegar a ser de subtransmisión.

3.6 División Los Bronces

3.6.1 Descripción general

La división Los Bronces se encuentra ubicada en la Región Metropolitana, a 65 kilómetros de Santiago y a 3.500 metros sobre el nivel del mar. Además, a 56 kilómetros de esta división se encuentra la planta de flotación Las Tórtolas, considerada parte de Los Bronces.

Los Bronces es una mina de cobre y molibdeno que se explota a rajo abierto. El mineral que se extrae es molido y transportado por un mineroducto hasta Las Tórtolas, en la que se produce cobre y molibdeno contenido en concentrados. Además, en la mina se produce cobre en cátodos.

En el año 2011 produjo 221.762 toneladas de cobre fino, entre cátodos de alta pureza y cobre contenido en concentrado, además de 948 toneladas de molibdeno contenido en concentrado.

Los Bronces tiene una dotación aproximada de 1.700 trabajadores, entre personal propio y contratistas de operación y proyectos.

A partir de septiembre del año 2011 se implementó el proyecto Desarrollo Los Bronces en el cual se aumentó la capacidad productiva. Se espera que la producción de Los Bronces aumente desde las actuales 230.000 toneladas por año (tpa) a un promedio de 400.000 tpa y la producción de molibdeno se eleve a 5.400 toneladas.

3.6.2 Descripción del sistema eléctrico

La división Los Bronces, dada su ubicación geográfica, pertenece al Sistema Interconectado Central (SIC). Los consumos son retirados directamente del sistema troncal en la barra Polpaico 220 kV, además de tener un punto de respaldo como lo es el nodo La Ermita 220kV. Es la única división que cuenta con un sistema propio en 220kV para acercar la energía a las subestaciones más alejadas. Las subestaciones que componen este circuito de 220kV son: Las Tórtolas, Santa Filomena, Maitenes y Confluencia. Desde Polpaico sale una línea hacia Las Tórtolas. Desde las Tórtolas sale una línea hacia Maitenes. Desde Maitenes sale una línea hacia Confluencia. A Confluencia llega a su vez una línea desde Santa Filomena. Y finalmente, a Santa Filomena llega una línea desde Polpaico, con lo que se conforma un anillo de transmisión para darle robustez al sistema. Además, desde La Ermita sale una línea (en 220kV también) hacia Maitenes. Desde Maitenes salen 3 líneas hacia la subestación San Francisco en 66kV y desde esta última salen 3

líneas hacia la subestación Los Bronces en 66kV. La ubicación geográfica de estas subestaciones se puede apreciar en la siguiente figura:

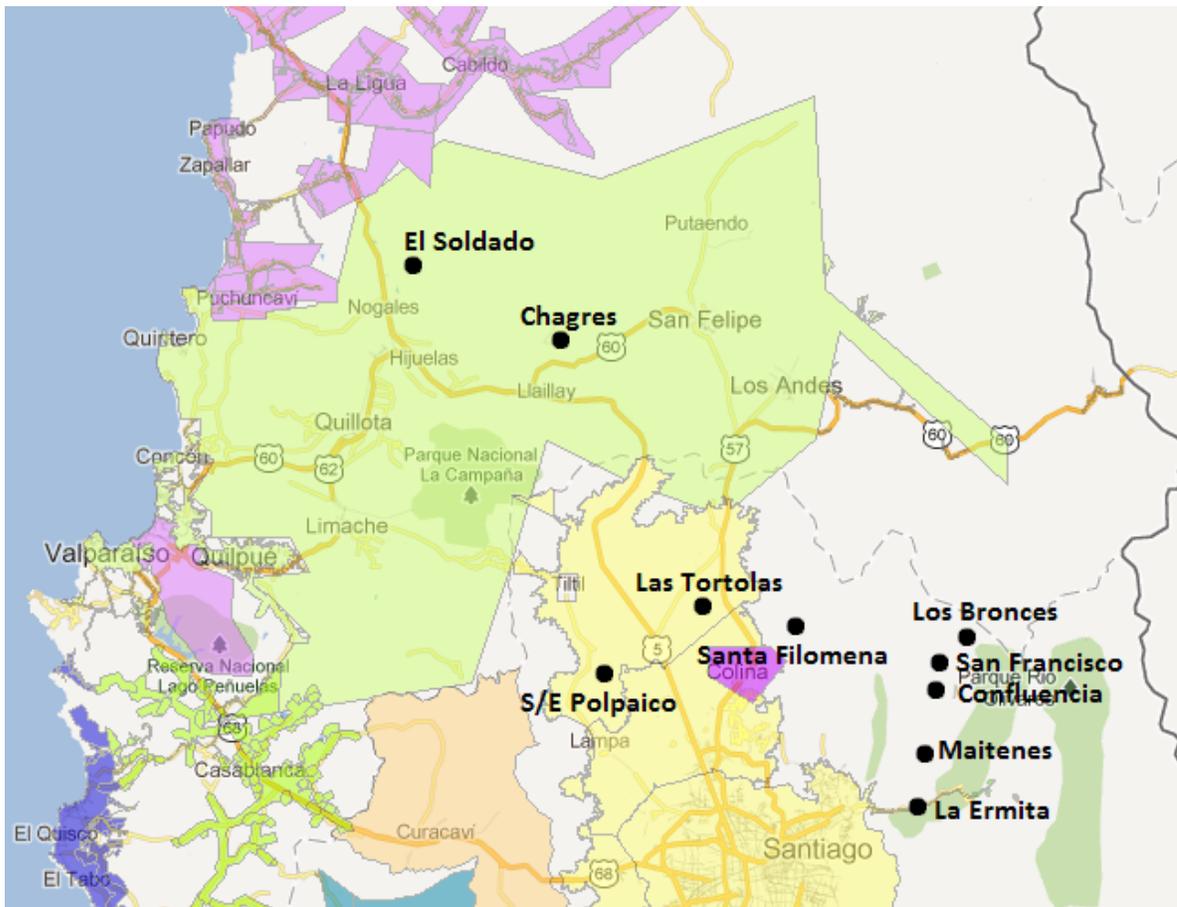


Figura 12. Mapa de concesiones de empresas distribuidoras, V región y RM.

Además, de la misma figura anterior, es posible notar cuáles son las líneas que están dentro de las zonas de concesión de empresas distribuidoras (teniendo en cuenta que todas las líneas son adicionales, pertenecientes a Anglo American, a excepción de las líneas Polpaico – Las Tórtolas 220kV y Las Tórtolas – Maitenes 220kV, que son propiedad de Colbún).

Respecto a la distribución en Los Bronces esta se logra por medio de transformadores en las subestaciones San Francisco, Las Tórtolas, Santa Filomena, Maitenes, Confluencia y Los Bronces. En el caso de Maitenes, los transformadores son para bajar el nivel de tensión de las líneas y no para consumos directamente.

La energía retirada en Polpaico 220kV y La Ermita 220kV, de acuerdo a la información disponible para el año 2011 y parte del 2012 es la siguiente:

Tabla 8. Consumos año 2011 - 2012 en división Los Bronces.

Mes	Consumo Polpaico 220kV		Consumo La Ermita 220kV		Retiro Total	
	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]
may-11	69.592	93,5	0	0,0	69.592	93,5
jun-11	65.975	91,6	0	0,0	65.975	91,6
jul-11	71.758	96,4	0	0,0	71.758	96,4
ago-11	70.981	95,4	0	0,0	70.981	95,4
sep-11	65.396	90,8	0	0,0	65.396	90,8
oct-11	99.063	133,1	0	0,0	99.063	133,1
nov-11	119.156	165,5	0	0,0	119.156	165,5
dic-11	132.048	177,5	0	0,0	132.048	177,5
Total/Promedio	974.068	111,1	0	0,0	974.068	111,1
ene-12	85.893	115,4	50.706	68,2	136.599	183,6
feb-12	82.406	118,4	53.237	76,5	135.643	194,9
mar-12	82.654	111,1	58.133	78,1	140.787	189,2
abr-12	90.294	125,4	55.438	77,0	145.732	202,4
Total/Promedio	341.247	117,6	217.514	74,9	558.761	192,5

Se agregaron datos del año 2012 ya que en septiembre del 2011 se puso en marcha el Proyecto de Desarrollo Los Bronces, proyecto que duplicó prácticamente el consumo en la división. Respecto a algún proyecto de ampliación, existe uno llamado distrito Los Bronces, pero aún no es claro si utilizará el sistema de transmisión existente o uno nuevo.

El sistema de transmisión asociado a la división Los Bronces se muestra a continuación:

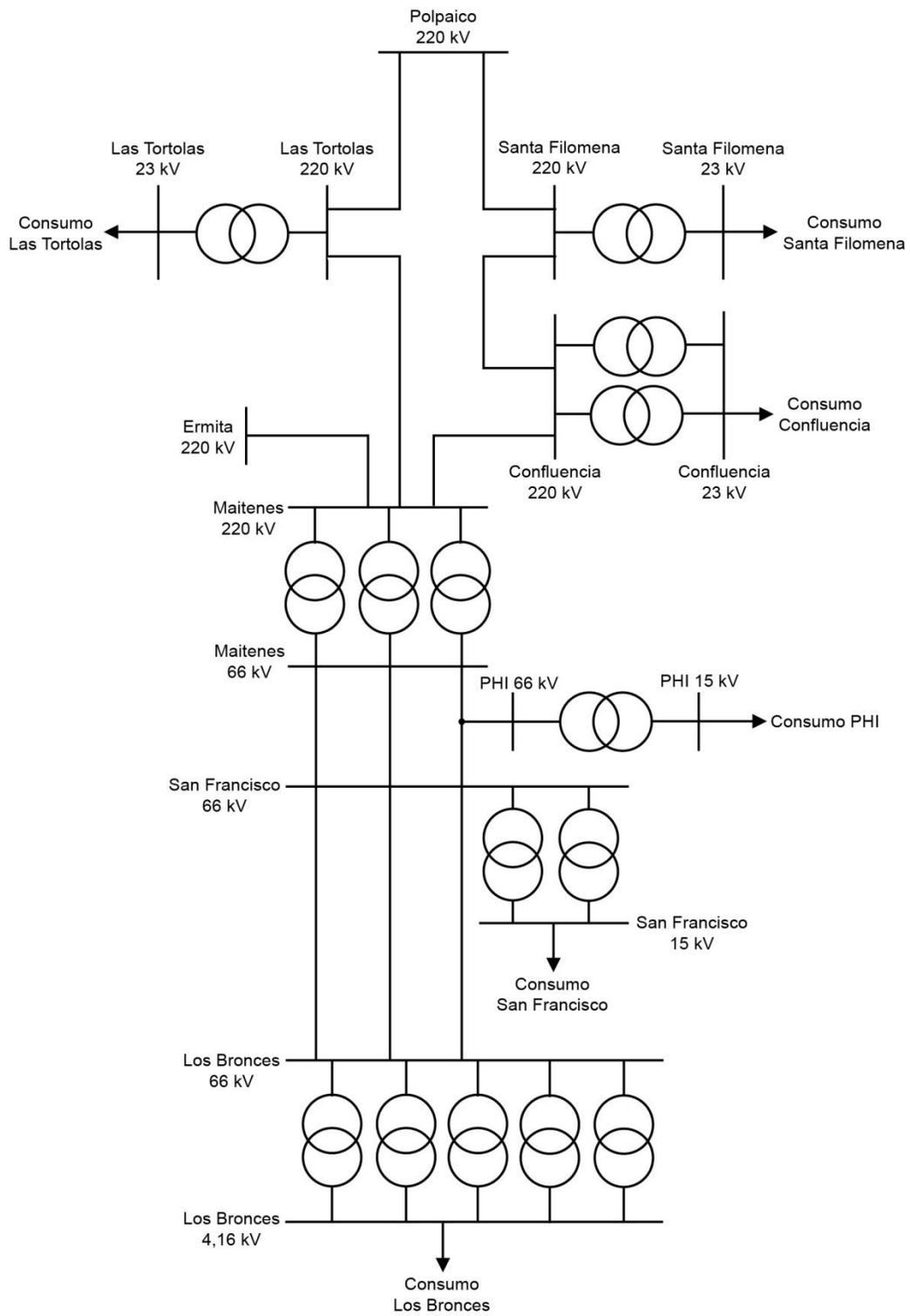


Figura 13. Unilínea sistema de transmisión Los Bronces.

4 DEFINICIÓN DE ESCENARIOS Y ALTERNATIVAS

4.1 Escenarios generales

A partir de lo establecido en el marco regulatorio, se pueden definir los siguientes escenarios:

- Caso N°1 “Caso Base”: En este caso se considera que dentro de todo el horizonte de evaluación no existe un tercero que quiera hacer uso de servidumbres o interconectarse a líneas pertenecientes a Anglo American Chile. La finalidad de este escenario es valorizar todos los activos de Anglo American Chile en sistemas de transmisión para determinar cuanto es lo que se debiese pagar por peaje en caso de vender un activo, o bien verificar si lo que se está pagando por este concepto en líneas de terceros es adecuado según la valorización realizada. Además busca establecer cuáles son las ampliaciones requeridas dentro del horizonte de evaluación para distintos escenarios de demanda.
- Caso N°2 “Interconexión a un sistema de subtransmisión: Este escenario es válido en aquellos tramos adicionales que estén en zona de concesión de empresas distribuidoras y eventualmente pudieran llegar a ser de subtransmisión, por la interconexión de un tercero. La finalidad de este escenario es evaluar si es necesario cambiar el modelo de negocio respecto de la solución determinada en el caso base, frente a esta nueva contingencia.
- Caso N°3 “Interconexión a un sistema de transmisión adicional: Este escenario es válido en aquellos tramos que sean de transmisión adicional y que estén fuera de zonas de concesión de empresas distribuidoras. La finalidad de este escenario es evaluar si es necesario cambiar el modelo de negocio respecto de la solución determinada en el caso base, frente a esta nueva contingencia.

Adicionalmente, para cada caso se utilizarán tres escenarios de demanda: “Demanda Baja”, “Demanda Esperada” y “Demanda Alta”. A continuación se describe cada uno de ellos de forma general:

- Demanda Esperada: Considera los proyectos de expansión ya aprobados (o que estén en estudio) más un crecimiento propio de cada faena de acuerdo a la información disponible.

En el caso de no existir proyectos de expansión y/o información disponible, se considerará sólo un crecimiento vegetativo estimado del 2%.

- Demanda Baja: Considera la demanda proyectada (vegetativa) y que los proyectos de expansión no entran durante el horizonte de evaluación. En el caso que no existan proyectos de expansión, se considerará un crecimiento vegetativo menor al proyectado por la empresa y menor al 2% en caso de no tener información. Si la continuidad de una división dependa del proyecto de expansión, se considerará que ésta cierra sus operaciones.
- Demanda Alta: Considera lo mismo establecido en la “Demanda Esperada”, pero se añade un aumento de consumo de tipo minero (escalón de potencia) para un año futuro dentro del horizonte de evaluación. Para simplificar y estandarizar el escenario, se considerará una ampliación igual (en potencia) a la última expansión realizada en la división, ya sea antes o durante el horizonte de evaluación, y la fecha de entrada que no sea menor a 15 años desde esa última expansión.

Dependiendo de la situación particular de cada línea en su respectiva división, se analizarán algunos casos y escenarios, la totalidad de ellos o incluso ninguno.

4.2 Alternativas generales

Dadas las características del mercado, la regulación existente y la proyectada, se determinan las siguientes alternativas de negocios:

- Alternativa N°1 “Mantener/Comprar propiedad de la línea y operación propia”: En el caso que Anglo American sea el propietario de la línea y esté bajo su operación, esta alternativa consiste en que se mantenga así durante todo el horizonte de evaluación. Por el contrario, si la propiedad y operación de la instalación pertenecen a un tercero, esta alternativa consiste en hacerse de la propiedad de la línea y de la operación de la misma durante todo el horizonte de evaluación.

- Alternativa N°2 “Mantener/Vender propiedad de la línea y operación por tercero”: En el caso que un tercero sea el propietario de la línea y esté bajo su operación, esta alternativa consiste en que se mantenga así durante todo el horizonte de evaluación. Por el contrario, si la propiedad y operación de la instalación pertenecen a Anglo American, esta alternativa consiste en vender la línea y que la operación la realice un tercero, durante todo el horizonte de evaluación.
- Alternativa N°3 “Mantener/Comprar propiedad de la línea y operación dentro del horizonte de evaluación”: En el caso que la línea sea de Anglo American, esta alternativa consiste en mantener la propiedad y la operación. Por el contrario, si la propiedad y operación de la instalación pertenecen a un tercero, esta alternativa consiste en comprar la línea y la operación de la misma en algún momento del horizonte de evaluación.
- Alternativa N°4 “Mantener/Vender propiedad de la línea y operación dentro del horizonte de evaluación”: En el caso que la línea sea de Anglo American, esta alternativa consiste en vender la propiedad y la operación a un tercero en algún momento dentro del horizonte de evaluación. Por el contrario, si la propiedad y operación de la instalación pertenecen a un tercero, esta alternativa consiste en que continúe de esta forma.
- Alternativa N°5 “Mantener/Comprar propiedad de la línea y operación por tercero”: En el caso que Anglo American sea el propietario de la línea y esté bajo su operación, esta alternativa consiste en que se mantenga la propiedad, pero que la operación la realice un tercero durante todo el horizonte de evaluación. Por el contrario, si la propiedad y operación de la instalación pertenecen a un tercero, esta alternativa consiste en hacerse de la propiedad de la línea y que la operación la siga realizando ese tercero.
- Alternativa N°6 “Comprar propiedad de la línea y operación por tercero dentro del horizonte de evaluación”: En el caso que Anglo American compre la propiedad de la línea dentro del horizonte de evaluación, esta alternativa consiste en que sólo se compre la propiedad de la línea y que la operación sea realizada por un tercero.

4.3 Horizonte de evaluación

Se utilizarán 3 horizontes de evaluación fijos para todos los escenarios y alternativas, con el fin de poder realizar una mejor comparación. Estos horizontes serán de 10, 20 y 30 años.

4.4 Consideraciones y supuestos generales

Para determinar los pagos que se deben realizar por el uso de sistemas de transmisión adicional se utilizará el concepto de AVI+COMA prorrateado por todos los usuarios (incluido el dueño de las líneas si es que hace uso de ellas), utilizando para esto último las potencias máximas de cada uno y el total de la línea en cuestión.

Para calcular el AVI+COMA primero es necesario determinar el Valor de Inversión (VI) de las líneas involucradas en la evaluación. Cómo se determina este valor se detallará en el capítulo “Módulos de costos e ingresos asociados”.

Respecto a la determinación del AVI, se utilizará la definición entregada por el proyecto de transmisión adicional, considerando que es muy probable que entre en vigencia durante el horizonte de evaluación (además de ser más clara que la definición actual). Se utilizará una tasa de descuento del 10%, una vida útil de 30 años, un Valor Residual Adicional (VRA) igual a cero y el periodo T para efectos de calcular el valor residual se considerará como 30 años. En caso que se realice una transacción durante el periodo de evaluación se considerará que la depreciación ocurre en el último año, es decir, durante todo el horizonte de tiempo mantiene su valor y en el último año vale cero. Podría eventualmente agregarse una depreciación lineal en caso que se quiera analizar alguna sensibilidad respecto a esta variable.

Por otra parte, el COMA se calculará a partir del VI, como un porcentaje de este último, el cual se estimará a partir de la estadística disponible para las instalaciones de transmisión troncal y subtransmisión.

Para las líneas de transmisión adicional pertenecientes a Anglo American no se considerará un COMA, ya que el personal que realiza la operación y mantenimiento es gente contratada por

Anglo American directamente y que parte de sus tareas son la operación y mantención de las líneas, por lo que el cambio de propiedad sólo significaría un aumento o disminución en las labores, pero no necesariamente un aumento o disminución de los costos asociados (salarios de los trabajadores). Para considerar este efecto existen las Alternativas N°5 y N°6.

Cuando existan ampliaciones o nuevas instalaciones, para efectos de calcular el AVI y el COMA, se utilizarán los mismos criterios de prorrateo, valor de inversión, valor residual, vida útil, etc. Quien debe hacerse cargo de las ampliaciones dependerá de lo establecido en la normativa para cada caso. Sin embargo, aunque la responsabilidad de la ampliación es por parte del que se interconecta en el Caso N°3 y del dueño de la línea en el Caso N°2, se analizan las dos posibilidades en ambos casos. Además, si existe cambio de propiedad después de una ampliación, la compra o venta incluye dicha ampliación. En caso contrario, si la fecha de la ampliación es posterior a la fecha de cambio de propiedad, la ampliación es de propiedad del que la realiza, independiente de la transacción previa.

En los Casos N°2 y N°3, para efectos de la interconexión, se entenderá que existe capacidad disponible si es que, durante todo el horizonte de evaluación, la potencia máxima transitada por la línea (o líneas) en cuestión es menor al 90% de la capacidad máxima de la misma (considerando la demanda máxima del interesado en la interconexión). Esto se debe realizar para el escenario de Demanda Baja, Demanda Alta y Demanda Esperada. Si se determinara para algún escenario de demanda que no existe capacidad disponible, las ampliaciones las debe realizar el responsable de acuerdo a lo señalado en el párrafo anterior.

Para efectos de obtener la potencia activa en función de la potencia aparente, se utilizará el factor de potencia permitido por la norma técnica dependiendo del nivel de tensión de la línea. De similar manera, la potencia máxima de un consumo se determinará a partir de la potencia media (que corresponde a la energía dividida por las horas) utilizando un factor de carga igual a 0,877 para consumos mineros (como todos los de Anglo American) y 0,75 para consumos vegetativos (en el caso de un consumo de un tercero). Esto aplica en ambos sentidos (si se quiere determinar la potencia media a partir de la máxima, se utiliza el mismo factor).

La fecha de entrada de los consumos en los Casos N°2 y N°3, será en el año 1 de evaluación, el cual corresponde al año 2013. Se analizará la instancia que el consumo sea el 25% y el 75% del consumo inicial de Anglo American en el punto de interconexión. Además, se considera que crecerá de forma fija en un 3% anual. De todas formas, se pueden agregar sensibilidades respecto a la fecha de entrada y al tamaño del consumo si es que fuera necesario de evaluar (por ejemplo la entrada del consumo antes o después de un proyecto de expansión de Anglo American o el ingreso de un consumo mayor al de Anglo American).

En el Caso N°2 se descartó la posibilidad de conexión de un tercero a un sistema de subtransmisión por el hecho que Anglo American no posee activos de ese tipo y no tiene interés en adquirirlos. Sin embargo, sí se analizará la posibilidad que un activo de transmisión adicional perteneciente a Anglo American pase a ser de subtransmisión (en caso que sea factible dicho cambio de definición) y cual sería la mejor alternativa.

En las Alternativas N°1, N°2 y N°5 se entiende que el cambio de propiedad y todos sus efectos ocurren en el año 0 de evaluación (año 2012). Sólo las Alternativas N°3, N°4 y N°6 tienen variabilidad respecto al año en que ocurre el cambio de propiedad. Para estas últimas alternativas, con el fin de reducir la cantidad de casos, se podrá realizar el cambio de propiedad sólo una vez durante todo el horizonte de evaluación y el año en que ocurre dicho cambio será en el año 10 y año 20 (se analizarán ambos casos).

Las Alternativas aplican al conjunto de líneas que se usan en común. Por ejemplo, si se analiza la Alternativa N°1 (comprar/mantener propiedad) para un tramo compuesto por dos líneas, uno de Anglo American y el otro de un tercero, el resultado es comprar la línea del tercero y mantener la propiedad de la otra línea.

A continuación se describen los casos, escenarios, proyecciones y alternativas factibles para cada división y sistema de transmisión asociado.

4.5 División Mantos Blancos

4.5.1 Escenarios posibles

En función de los antecedentes presentados en el capítulo anterior, en esta división no existe ningún escenario viable. Si bien a la división le restan 8 años de vida y si se lleva a cabo un proyecto de desarrollo (que está en carpeta) puede llegar a 20 años más, las líneas asociadas a la división son demasiado grandes en capacidad respecto al nivel de consumo de la misma, por lo que no tendría sentido adquirir alguna de ellas (tomaría mucho tiempo recuperar la inversión). Además están alimentando otros grandes consumidores.

4.5.2 Proyección de demanda

Dado que no existen escenarios a evaluar, no es necesario proyectar la demanda.

4.5.3 Alternativas aplicables

Dado que no existen escenarios a evaluar, tampoco existen alternativas aplicables.

4.6 División Mantoverde

4.6.1 Escenarios posibles

En esta división si hay escenarios factibles. Sin embargo, de acuerdo a lo establecido en las consideraciones y supuestos generales, las líneas de subtransmisión no son consideradas para la evaluación (por no pertenecer a Anglo American), por lo que los escenarios sólo aplican a las líneas adicionales existentes y proyectadas.

La planta desaladora entra en operación el año 2013 con certeza, por lo que en todos los escenarios de demanda se considerará este aumento en la capacidad (junto con el ingreso de las líneas Mantoverde 110kV – Estación de Bombeo N°2 110kV y Estación de Bombeo N°2 – Planta Desaladora 110kV).

Además, por su ubicación, es posible que cambie de clasificación si es que se conecta una empresa distribuidora. Por lo tanto, son aplicables los Casos N°1, N°2 y N°3, para todas las líneas.

4.6.2 Proyección de demanda

Para el escenario de “Demanda Esperada” se considera una potencia máxima inicial de 23,1[MW] y un crecimiento vegetativo del 2% en la S/E Mantoverde 110kV. En esa misma S/E se considera un aumento de consumo en el año 2017 que llega hasta los 36,4[MW] de potencia máxima (y sigue creciendo en un 2% vegetativo anual). Con la entrada de la planta desaladora en el año 2013 aparece en la S/E Bombas N°2 un consumo máximo de 0,8[MW] sin crecimiento vegetativo, el cual aumenta a 1,8[MW] de potencia máxima en el año 2017 (también sin crecimiento vegetativo). Lo mismo ocurre en la S/E Planta Desaladora, con potencias máximas de 2,6[MW] (año 2013) y 4,6[MW] (año 2017).

Para el escenario de “Demanda Baja” se considera lo mismo que en el escenario anterior, con la salvedad que en el año 2018 la planta termina con sus operaciones (ya que no entra el proyecto de desarrollo), por lo que todos los consumos a partir de ese año son nulos.

Para el escenario de “Demanda Alta” se considera lo mismo que en el escenario de demanda esperada, pero en el año 2033 se produce un aumento en la potencia, igual al aumento producido en el año 2017 (en [MW]) y en todas las subestaciones.

El detalle de la energía, potencia media y potencia máxima para cada escenario, cada subestación y cada año se puede ver en el Anexo A.

4.6.3 Alternativas aplicables

Como las líneas que entran en la evaluación pertenecen a Anglo American, las Alternativas N°3 y N°6 quedan descartadas. El resto aplica en todos los casos.

4.6.4 Resumen

En definitiva, se tienen los siguientes escenarios y alternativas:

Tabla 9. Resumen de escenarios y alternativas Manto Verde

Punto de interconexión tercero	Líneas involucradas	Escenarios	Casos	Alternativas
Mantoverde 110kV	Diego de Almagro - Mantoverde 110kV	Demanda Baja	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5
		Demanda Esperada	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5
		Demanda Alta	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5
Bombas N°2 110kV	Diego de Almagro - Mantoverde 110kV; Mantoverde - Bombas N°2 110kV	Demanda Baja	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5
		Demanda Esperada	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5
		Demanda Alta	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5
Planta Desaladora 110kV	Diego de Almagro - Mantoverde 110kV; Mantoverde - Bombas N°2 110kV; Bombas N°2 - Planta Desaladora 110kV	Demanda Baja	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5
		Demanda Esperada	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5
		Demanda Alta	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5

4.7 División Chagres

4.7.1 Escenarios posibles

En función de los antecedentes presentados en el capítulo anterior, en esta división no existe ningún escenario viable, ya que no existen líneas adicionales entre el consumo y el punto de retiro. Solo existe la línea Polpaico - Los Maquis 220kV, pero está ubicada antes del sistema de subtransmisión (del cual hace uso la división), es de propiedad de un tercero y además alimenta otros consumos, por lo que no es de interés analizarla.

4.7.2 Proyección de demanda

Dado que no existen escenarios a evaluar, no es necesario proyectar la demanda.

4.7.3 Alternativas aplicables

Dado que no existen escenarios a evaluar, tampoco existen alternativas aplicables.

4.8 División El Soldado

4.8.1 Escenarios posibles

En esta división, sí hay escenarios factibles. Sin embargo, de acuerdo a lo establecido en las consideraciones y supuestos generales, las líneas de subtransmisión no son consideradas para la evaluación (por no pertenecer a Anglo American), por lo que los escenarios sólo aplican a las líneas adicionales existentes y proyectadas, que en este caso sólo es la línea La Calera – El Cobre 110kV (y sus eventuales ampliaciones o nuevas instalaciones).

Además, por su ubicación, es posible que cambie de clasificación si es que se conecta una empresa distribuidora. Por lo tanto, son aplicables los Casos N°1, N°2 y N°3.

4.8.2 Proyección de demanda

Para el escenario de “Demanda Esperada” se considera una potencia máxima inicial de 34,3[MW] sin crecimiento vegetativo en la S/E El Cobre. Además considera un aumento de

12,9[MW] en el año 2018 y luego, en el año 2036, un aumento de 0,94[MW] de potencia máxima.

Para el escenario de “Demanda Baja”, se considera que sólo aumenta en 3,2[MW] de potencia máxima en el año 2018 y tampoco tiene crecimiento vegetativo.

Para el escenario de “Demanda Alta” se consideran los mismos aumentos de potencia máxima que en escenario de demanda esperada, pero se agrega un aumento de 9,1[MW] en el año 2014.

El detalle de la energía, potencia media y potencia máxima para cada escenario y cada año se puede ver en el Anexo A.

4.8.3 Alternativas aplicables

Como las líneas que entran en la evaluación pertenecen a Anglo American (correspondiente a la línea La Calera – El Cobre 110kV), las Alternativas N°3 y N°6 quedan descartadas. El resto aplica en todos los casos.

4.8.4 Resumen

En definitiva, se tienen los siguientes escenarios y alternativas:

Tabla 10. Resumen de escenarios y alternativas El Soldado

Punto de interconexión tercero	Líneas involucradas	Escenarios	Casos	Alternativas
El Cobre 110kV	La Calera - El Cobre 110kV	Demanda Baja	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5
		Demanda Esperada	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5
		Demanda Alta	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5

4.9 División Los Bronces

4.9.1 Escenarios posibles

A diferencia de los casos anteriores, la división Los Bronces se caracteriza por tener mayor cantidad de líneas de transmisión (todas ellas adicionales) en su propiedad. De acuerdo al mapa de concesiones eléctricas de distribuidoras (ver Figura 12), sólo dos líneas tienen posibilidades de llegar a ser de subtransmisión: Polpaico - Las Tórtolas 220kV y Polpaico - Santa Filomena 220kV. Sólo en estos casos aplican todos los escenarios. Para las demás líneas, se considerarán los Casos N°1 y N°3.

4.9.2 Proyección de demanda

En el caso particular de esta división, lo que se hace es estimar la demanda global de la división y luego repartirla por SS/EE de acuerdo al porcentaje que representa cada una respecto del total de Los Bronces. Dichos porcentajes se muestran a continuación:

Tabla 11. Distribución de consumos división Los Bronces

Distribución de consumos				
Subestación	Potencia Máxima [MW]	Potencia Media [MW]	Energía Anual [MWh]	Porcentaje del Total
Las Tórtolas	47,06	41,27	361.539	18,6%
Santa Filomena	19,51	17,11	149.886	7,7%
Confluencia	84,27	73,90	647.406	52,7%*
Maitenes	0	0,00	0	0,0%
San Francisco	49,11	43,07	377.289	0,0%*
Los Bronces	52,97	46,45	406.943	20,9%
Total División	252,92	221,81	1.943.063	100,0%

El porcentaje de San Francisco se considera nulo debido a que, por motivos técnicos, el consumo de dicha subestación se traspasa íntegramente a la subestación Confluencia, que se encuentra físicamente cerca. Los motivos técnicos mencionados, corresponden a las limitaciones de

transmisión en las líneas Maitenes – San Francisco 66kV y la imposibilidad de construir nuevas líneas en ese tramo. Por este motivo, no se analiza el caso en que la interconexión del tercero ocurra en la subestación San Francisco o Los Bronces, por no existir capacidad técnica disponible y tampoco posibilidad de ampliación (además estas líneas están sobre predios propios de Anglo American, por lo que se puede negar el acceso).

Además, por simplificación, el consumo de la S/E PHI se agrega al consumo de la S/E San Francisco (que en definitiva es la S/E Confluencia) y, por condiciones de operación, la línea Ermita – Maitenes 220kV no se considera en la evaluación (por ser una vía de suministro de emergencia y estar normalmente abierta).

Para el escenario de “Demanda Esperada” se considera una potencia máxima inicial de 252,9 [MW] con un crecimiento vegetativo del 2% y sin proyectos de expansión durante el horizonte de evaluación.

Para el escenario de “Demanda Baja” se considera la misma potencia inicial máxima (252,9[MW]) y un crecimiento vegetativo del 0,5%.

Para el escenario de “Demanda Alta” se considera la misma potencia inicial máxima (252,9[MW]), un crecimiento vegetativo del 2% y además un aumento global de 114[MW] de potencia máxima en el año 2027, producto de un nuevo proyecto de desarrollo (que bien podría ser el proyecto denominado Distrito Los Bronces).

El detalle de la energía, potencia media y potencia máxima para cada escenario y cada año se puede ver en el Anexo A.

4.9.3 Alternativas aplicables

De acuerdo a lo establecido en la proyección de demanda, la interconexión del tercero puede ocurrir en cuatro SS/EE: S/E Las Tórtolas, S/E Santa Filomena, S/E Maitenes y S/E Confluencia. Cuando el tercero se conecta en la S/E Las Tórtolas o en la S/E Maitenes, aplican todas las alternativas con la excepción de la Alternativa N°4, ya que las líneas Polpaico – Las Tórtolas

220kV y Las Tórtolas – Maitenes 220kV pertenecen a un tercero. Cuando el tercero se conecta en la S/E Santa Filomena, las Alternativas N°3 y N°6 no aplican, porque la línea Polpaico – Santa Filomena 220kV pertenece a Anglo American. Finalmente, cuando el tercero se conecta en la S/E Confluencia aplican todas las alternativas, ya que hace uso de líneas propias y de terceros.

4.9.4 Resumen

En definitiva, se tienen los siguientes escenarios y alternativas:

Tabla 12. Resumen de escenarios y alternativas Los Bronces

Punto de interconexión tercero	Líneas involucradas	Escenarios	Casos	Alternativas
Las Tórtolas 220kV	Polpaico - Las Tórtolas 220kV	Demanda Baja	Caso N°1	N°1,2,3,5,6
			Caso N°2	N°1,2,3,5,6
			Caso N°3	N°1,2,3,5,6
		Demanda Esperada	Caso N°1	N°1,2,3,5,6
			Caso N°2	N°1,2,3,5,6
			Caso N°3	N°1,2,3,5,6
		Demanda Alta	Caso N°1	N°1,2,3,5,6
			Caso N°2	N°1,2,3,5,6
			Caso N°3	N°1,2,3,5,6
Santa Filomena 220kV	Polpaico - Santa Filomena 220kV	Demanda Baja	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5
		Demanda Esperada	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5
		Demanda Alta	Caso N°1	N°1,2,4,5
			Caso N°2	N°1,2,4,5
			Caso N°3	N°1,2,4,5
Maitenes 220kV	Polpaico - Las Tórtolas 220kV; Las Tórtolas - Maitenes 220kV.	Demanda Baja	Caso N°1	N°1,2,3,5,6
			Caso N°3	N°1,2,3,5,6
		Demanda Esperada	Caso N°1	N°1,2,3,5,6
			Caso N°3	N°1,2,3,5,6
		Demanda Alta	Caso N°1	N°1,2,3,5,6
			Caso N°3	N°1,2,3,5,6
Confluencia 220kV	Tramo 1: Polpaico - Las Tórtolas 220kV; Las Tórtolas - Maitenes 220kV;	Demanda Baja	Caso N°1	Todas
			Caso N°3	Todas
		Demanda	Caso N°1	Todas

	<p style="text-align: center;">Confluencia - Maitenes 220kV</p> <p style="text-align: center;">Tramo 2: Polpaico - Santa Filomena 220kV; Santa Filomena - Confluencia 220kV;</p>	Esperada	Caso N°3	Todas
		Demanda Alta	Caso N°1	Todas
			Caso N°3	Todas

5 MÓDULOS DE COSTOS E INGRESOS ASOCIADOS

5.1 Valorización de instalaciones

Para valorizar las instalaciones, ya sean líneas, equipos primarios o secundarios de subestaciones, se optó por el método utilizado en los estudios de subtransmisión. El Valor de Inversión (VI) de un tramo queda definido por la siguiente expresión [11]:

$$VI = \{[CME \cdot (1 + FB + B + FO) + MO] \cdot (1 + Ing + Gg) + T\} \cdot (1 + Int) \cdot (1 + BI + CE) \quad (15)$$

Donde:

- CME: Costo de materiales y equipos [US\$]
- FB: Recargo por flete a bodegaje [%]
- B: Recargo por bodegaje [%]
- FO: Recargo por flete a obra [%]
- MO: Costo por montaje [US\$]
- Ing: Recargo por ingeniería [%]
- Gg: Recargo por gastos generales [%]
- T: Valor de terrenos y/o servidumbres [US\$]
- Int: Intereses intercalarios [%]
- BI: Bienes intangibles [%]⁵
- CE: Capital de explotación [%]⁵

⁵ En la fórmula original estos valores están expresados como costos (en unidad de dinero) y no porcentual. Sin embargo, para todas las instalaciones dentro de un subsistema, el porcentaje de BI y CE respecto del total calculado previamente es fijo, por lo que se prefiere esta nueva definición.

Los valores utilizados para cada uno de estos componentes se obtienen a partir de la estadística disponible en la página de la CNE [14], en los estudios de subtransmisión [15] y transmisión troncal [16], además de la información disponible en el CDEC-SIC [17] y CDEC-SING [18], dependiendo del caso.

En general, se realiza una separación por nivel de tensión. Es decir, se tienen valores estándar para cada nivel de tensión (niveles de interés).

A continuación se detallan los valores utilizados para cada caso.

5.1.1 Costos de materiales y equipos (CME)

En el caso de las líneas propiamente tal, los equipos involucrados son: el cable conductor, el cable de guardia, las estructuras de suspensión y las de anclaje. Los costos unitarios asociados se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 13. Costo unitario estructuras de líneas

	Precio [US\$/u]		
	66 [kV]	110 [kV]	220 [kV]
Estructura de Anclaje	8.094,87	20.516,37	43.792,48
Estructura de Suspensión	3.641,45	10.147,36	25.183,23

Tabla 14. Costos conductores [US\$/km]

Conductor	Precio [US\$/km]
AAAC - Amherst	836,89
AAAC - Cairo	1.938,6
AAAC - Flint	3.191,4
AAAC - 630 mm ²	5.317,0
ACSR - Linnet 336,4 MCM	3.035,9
ACSR - Grosbeak 636 MCM	5.716,7
CU - 3/0 AWG	6.812,2
Cable de acero EHS 3/8"	981,2

La tabla anterior sólo muestra conductores existentes en las líneas de interés, o de dimensiones similares a los existentes (en el caso que no hay antecedentes sobre los conductores reales). En este último caso, el valor del conductor se obtiene por medio de la siguiente fórmula:

$$C_1 = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^n \cdot C_2 \quad (16)$$

Donde:

- C_1 : Característica del elemento 1
- P_1 : Precio del elemento 1
- C_2 : Característica del elemento 2
- P_2 : Precio del elemento 2
- n : Factor crecimiento del precio respecto a la característica.

Esta fórmula aplica a cualquier elemento del cual no se tenga un precio, pero sí se tenga el de un elemento de características similares. En el caso particular de los conductores, la característica que se utiliza es la sección en [mm²]. El valor de “n”, en este caso, se considera igual a 1 (es decir, el precio aumenta linealmente con la sección del cable).

Por otro lado, por la cantidad de factores involucrados, el valor de los paños se determina según su función y nivel de tensión, utilizando valores promedio de configuraciones estándares y considerando equipos como: interruptores, desconectadores, transformadores de corriente y potencial, protecciones, control, telecomunicaciones, trampas de onda, aisladores de pedestal, pararrayos, estructuras de soporte, etc. e incluso el prorrateo de instalaciones comunes dentro de una subestación. En definitiva, los valores de los equipos y materiales de cada tipo de paño se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 15. Costos de equipos y materiales para distintos tipos de paños.

Tipo de Paño	Costo [US\$/u]		
	66 [kV]	110 [kV]	220 [kV]
Paño de línea	386.610,80	402.457,58	705.444,72
Paño de transformador	312.970,65	306.947,83	466.505,42
Paño barra de transferencia	312.970,65	252.632,53	215.702,12

Paño seccionador de barra	312.970,65	252.632,53	205.893,84
---------------------------	------------	------------	------------

Además, los valores de transformadores de poder se pueden ver en la siguiente tabla:

Tabla 16. Costos unitarios transformadores de poder.

Transformadores de Poder	Precio [US\$/u]
3 ϕ , 66/13,2 KV, 10 MVA, C/CDBC, OA/FA	240.000,00
3 ϕ , 66/13,2 KV, 20 MVA, C/CDBC, OA/FA	410.000,00
3 ϕ , 66/13,2 KV, 25 MVA, C/CDBC, OA/FA1/FA2	495.000,00
3 ϕ , 66/13,2 KV, 30 MVA, C/CDBC, OA/FA1/FA2	580.000,00
3 ϕ , 110/13,2 KV, 20 MVA, C/CDBC, OA/FA	500.000,00
3 ϕ , 110/66/13,2 KV, 33 MVA, C/CDBC, OA/FA1/FA2	762.300,00
3 ϕ , 220/23 KV, 20 MVA, C/CDBC, OA/FA	689.000,00
3 ϕ , 220/23 KV, 67 MVA, C/CDBC, OA/FA1/FA2	1.378.000,00
3 ϕ , 220/66/13,2 KV, 60 MVA, C/CDBC, OA/FA1/FA2	1.414.000,00

Al igual que los conductores, los precios de transformadores que se muestran en la Tabla 16 son los de transformadores existentes o similares a los existentes. La característica que se emplea para determinar el precio con la Ecuación 16, en caso que se utilice un transformador similar, es la potencia (en [MVA]) y el valor del factor “n” es igual a 1.

5.1.2 Costo por montaje (MO)

En el caso de conductores se tienen costos de montaje por [km]. Para el resto de los equipos los costos son por unidad. En las siguientes tablas se muestran dichos valores:

Tabla 17. Costos por montaje unitarios.

	Costo [US\$/u]		
	66 [kV]	110 [kV]	220 [kV]
Estructuras de Anclaje	17.026,21	16.739,00	37.704,06
Estructuras de Suspensión	6.940,47	9.614,44	19.289,73
Paño de línea	55.230,11	57.493,94	100.777,82
Paño de transformador	44.710,09	43.849,69	66.643,63
Paño barra de transferencia	44.710,09	36.090,36	30.814,59
Paño seccionador de barra	44.710,09	36.090,36	29.413,41
Transformador de Poder 3 ϕ	5.476,98	10.582,69	10.582,69

Tabla 18. Costo montaje de conductores por km.

	Costo [US\$/km]		
	66 [kV]	110 [kV]	220 [kV]
Conductor	25.449,61	16.889,69	24.850,95

5.1.3 Terrenos o servidumbres (T)

El valor de terrenos o de servidumbres varía mucho de un lugar a otro, por lo que se hace difícil de determinar con precisión a través de módulos o valores estándar. Sin embargo, es necesario incluir un costo asociado a este ítem aunque no refleje en un cien por ciento la realidad. Los valores se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 19. Costo de terreno por [km]

	Costo [US\$/km]		
	66 [kV]	110 [kV]	220 [kV]
Terreno	21.180,95	27.806,58	26.432,35

5.1.4 Recargos

Los porcentajes para los distintos recargos presentes en el cálculo del Valor de Inversión son:

Tabla 20. Porcentajes de recargos asociados al valor de inversión.

Ítem	Porcentaje
Flete a bodega (FB)	1,55%
Bodegaje (B)	3,64%
Flete a obra (FO)	0,70%
Ingeniería (Ing)	8,87%
Gastos Generales (Gg)	6,94%
Intereses Intercalarios (Int)	7,65%
Bienes Intangibles (BI)	0,65%
Capital de Explotación (CE)	0,63%

5.2 Costos de ampliación

Las alternativas de ampliación a considerar son:

- Construcción de una nueva línea
- Repotenciamiento de línea existente
- Cambio de conductor

En cada caso, la forma de determinar el costo asociado se realiza utilizando la misma fórmula empleada para el VI, pero con distintos porcentajes en cada ítem. Por ejemplo, en el caso de un cambio de conductor, todos los costos asociados a estructuras, equipos y terrenos no aplican, pero los costos asociados al conductor nuevo (tanto en costo de material como en montaje) si lo hacen. Los valores de los recargos se mantienen para todas las alternativas.

En la siguiente tabla se resumen los porcentajes asociados a cada alternativa de ampliación, respecto de los valores unitarios establecidos en el Título 5.1:

		Alternativas de ampliación		
		Nueva línea	Repotenciamiento	Cambio Conductor
Costo Materiales y Equipos (CME)	Conductor	100%	0%	100% del nuevo
	Estructura de Anclaje	100%	50%	0%
	Estructura de Suspensión	100%	50%	0%
	Paño de línea	100%	0%	0%
	Paño de transformador	100% *	0%	0%
	Paño barra de transferencia	100% *	0%	0%
	Paño seccionador de barra	100% *	0%	0%
	Transformador de Poder 3ϕ	100% *	0%	0%
Costo Montaje (MO)	Conductor	100%	50%	200%
	Estructura de Anclaje	100%	50%	0%
	Estructura de Suspensión	100%	50%	0%
	Paño de línea	100%	0%	0%
	Paño de transformador	100% *	0%	0%
	Paño barra de transferencia	100% *	0%	0%
	Paño seccionador de barra	100% *	0%	0%
	Transformador de Poder 3ϕ	100% *	0%	0%
Terreno (T)	Terreno o servidumbre	100%	0%	0%
	Aumento de capacidad línea	100%	25%	Relativo

La alternativa de una línea nueva considera una línea igual a la existente, tanto en características físicas como eléctricas. Los porcentajes con asterisco dependen de la existencia de dichos elementos en la línea original.

La alternativa de repotenciamiento consiste en agregar torres y tensar el cable conductor. El definir el costo unitario de materiales y montaje en un 50%, es equivalente a decir que se necesitan la mitad de estructuras existentes en la línea y el tensado del cable se realiza en la mitad de ella. Esto es una aproximación, ya que el valor real del repotenciamiento depende mucho de la geografía a lo largo del trazado, la separación entre las torres, etc.

La alternativa de cambio de conductor considera el desmontaje del cable antiguo y el montaje del cable nuevo (por eso corresponde un 200% del costo de montaje en el conductor). La nueva capacidad de la línea está dada directamente por el nuevo conductor.

Cabe destacar que en ningún caso se consideran las consecuencias que tienen cada una de las ampliaciones, como por ejemplo, las pérdidas monetarias debidas a la no producción durante el tiempo que éstas se llevan a cabo. Es por esto, que se tiene que analizar para cada división de Anglo American y cada tramo en particular, cuáles alternativas de ampliación son factibles y cuáles no (por el alto costo que tiene dejar de producir).

5.3 Costos de operación y mantenimiento (COMA)

Los costos asociados a la operación y mantenimiento se consideran como un porcentaje fijo del valor de inversión. Este porcentaje varía para distintos valores de tensión como se muestra a continuación:

Tabla 21. Porcentaje de COMA respecto al VI

	66 [kV]	110 [kV]	220 [kV]
COMA/VI	4,05%	3,49%	2,93%

Estos porcentajes aplican tanto a las instalaciones existentes, como a las posibles ampliaciones.

5.4 Ingresos asociados a la transmisión adicional

5.4.1 Ingresos por peajes

Los ingresos por peajes corresponden al AVI+COMA de cada tramo adicional perteneciente a Anglo American, prorrateados en función de la transferencia máxima de potencia de cada usuario que no sea Anglo American.

El AVI se determina a partir del VI de cada tramo y los valores establecidos en el Título 4.4. El COMA se determina a partir del VI de cada tramo y los porcentajes establecidos en el Título 5.3.

El prorrateo de un tercero se determina como la transferencia de potencia máxima de ese tercero, dividido por la transferencia de potencia máxima total del tramo adicional en cuestión. El detalle de cómo se determina la transferencia de cada usuario y el prorrateo se detalla en el Anexo B.

5.5 Costos asociados a la transmisión adicional

5.5.1 Pagos por peajes

Los costos por peajes corresponden al AVI+COMA de cada tramo adicional que no pertenecen a Anglo American, prorrateados en función de la transferencia máxima de potencia de Anglo American.

El AVI se determina a partir del VI de cada tramo y los valores establecidos en el Título 4.4. El COMA se determina a partir del VI de cada tramo y los porcentajes establecidos en el Título 5.3.

El prorrateo en este caso se determina como la transferencia de potencia máxima de Anglo American, dividido por la transferencia de potencia máxima total del tramo adicional en cuestión. El detalle de cómo se determina la transferencia de cada usuario y el prorrateo se detalla en el Anexo B.

5.5.2 Pagos por pérdidas de energía

De acuerdo a lo establecido en la normativa, específicamente en el DS N°327 Reglamento Eléctrico, y como se mencionó en el Título 2.4.1, todo perjuicio que se produjera en las instalaciones al momento de establecer la servidumbre de paso, será responsabilidad del interesado en realizar la conexión.

Amparándose en la ambigüedad de la normativa, el aumento de las pérdidas en las líneas adicionales pertenecientes a Anglo American provocado por la conexión de un tercero, se consideran de cargo de este último, por lo que no hay costos asociados a dicho aumento. Sin embargo, en las líneas que no pertenezcan a Anglo American, este aumento debe ser prorrateado entre los usuarios de la línea. A modo de simplificación, el prorrateo es equivalente al que se realiza para el pago de los peajes⁶, es decir, a través de la transferencia propia y total de la línea. Los detalles sobre las transferencias, cálculo de pérdidas y los prorrateos se pueden ver en el Anexo B.

Cabe destacar que el costo asociado a las pérdidas es respecto al aumento en ellas. Es decir, la diferencia entre las pérdidas con interconexión de un tercero y sin interconexión de éste.

5.5.3 Costos por operación y mantenimiento de un tercero

En el caso que un tramo sea de Anglo American y se quiera que la operación y la mantención la realice un tercero, el costo asociado corresponde al COMA de dicho tramo, calculado a partir de su VI y el porcentaje correspondiente según lo establecido en el Título 5.3. Este costo lo paga completamente Anglo American, independiente de si existe un tercero ocupando la línea (ya que si existe un tercero, el peaje que cobra Anglo American a este usuario incluye su parte del COMA). Además es independiente del tipo de transmisión (si es adicional o subtransmisión) y es opcional (es decir, aplica sólo si se evalúa la alternativa que pase a un tercero la operación y mantenimiento de la línea).

⁶ Es una simplificación, ya que el aumento en las pérdidas es cuadrático respecto al aumento lineal de la potencia.

5.6 Ingresos asociados a la subtransmisión

Tanto los ingresos por energía como los ingresos por potencia, dependen del Factor de Distribución de Ingresos (FDI) dentro del subsistema que le corresponda a Anglo American, dependiendo de la ubicación de los tramos involucrados. Además, existen ingresos asociados a las pérdidas, pero el Factor de Distribución de Pérdidas de Energía (FDPE) y el Factor de Distribución de Pérdidas de Potencia (FDPP) varían mes a mes y dependen fuertemente de la operación del sistema, por lo que para efectos de la evaluación se consideran nulos (no hay ingresos por este concepto).

Los tramos a los que se hace mención para determinar el FDI, corresponden a aquellos tramos adicionales de Anglo American que se encuentran dentro de zonas de concesión de distribuidoras y que, por interconexión de un tercero, dejan de ser adicionales y pasan a ser de subtransmisión.

Para determinar el FDI de Anglo American en cada subsistema, es necesario conocer el AVI+COMA de los subsistemas de interés y la evolución en el tiempo. En las tablas siguientes se muestran los valores mencionados:

Tabla 22. Valor histórico AVI+COMA sistemas de subtransmisión

	(AVI+COMA) [US\$]		
	SIC 1	SIC 2	SIC 3
feb-09	34.545.384	37.922.148	88.913.047
ago-09	34.723.882	37.979.759	89.156.596
feb-10	35.166.799	38.188.715	89.666.887
ago-10	35.523.160	38.376.164	89.885.602
feb-11	35.599.294	38.648.087	90.316.583
ago-11	36.206.736	38.715.142	90.773.853
feb-12	36.666.837	38.782.318	91.406.038
Valor actual	45.531.476	48.127.896	121.913.115

Tabla 23. Crecimiento histórico promedio AVI+COMA sistemas de subtransmisión.

	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Crecimiento	2,01%	0,75%	0,93%

Los valores históricos en la Tabla 22 están referidos al año 2005. El valor actual está referido al año 2012 y corresponde al valor de febrero del 2012 presentado en dicha tabla, multiplicado por un factor de indexación. Por otra parte, el crecimiento promedio presentado corresponde a un crecimiento anual.

Finalmente, el FDI de Anglo American dentro de cada subsistema esta dado por:

$$FDI_Anglo_{SIC_i} = \frac{(AVI + COMA)_{Lineas\ Anglo\ SIC_i}}{(AVI + COMA)_{SIC_i}} \quad (17)$$

5.6.1 Ingresos por energía

Los ingresos por energía que le corresponden a Anglo American, se obtienen multiplicando su FDI por las recaudaciones totales debidas al VASTxE dentro del subsistema que se encuentre. Los valores históricos de las recaudaciones en cada subsistema de interés y su evolución en el tiempo se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 24. Recaudaciones históricas por VASTxE de cada subsistema de subtransmisión.

	Recaudación por VASTxE [US\$]		
	SIC 1	SIC 2	SIC 3
2009	24.826.773	25.466.266	52.202.070
2010	25.856.235	26.191.812	54.099.303
2011	28.862.990	27.266.158	59.474.546

Tabla 25. Crecimiento recaudaciones por VASTxE de cada subsistema de subtransmisión.

	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Crecimiento	7,89%	3,48%	6,79%

5.6.2 Ingresos por potencia

Los ingresos por potencia que le corresponden a Anglo American, se obtienen multiplicando su FDI por las recaudaciones totales debidas al VASTxP dentro del subsistema que se encuentre. Los valores históricos de las recaudaciones en cada subsistema de interés y su evolución en el tiempo se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 26. Recaudaciones históricas por VASTxP de cada subsistema de subtransmisión.

	Recaudación por VASTxP [US\$]		
	SIC 1	SIC 2	SIC 3
2009	24.099.675	21.837.050	52.479.659
2010	24.557.906	22.245.808	55.505.488
2011	27.687.556	23.290.328	61.703.202

Tabla 27. Crecimiento recaudaciones por VASTxP de cada subsistema de subtransmisión.

	SIC 1	SIC 2	SIC 3
Crecimiento	7,32%	3,28%	8,47%

5.7 Costos asociados a la subtransmisión

Los costos asociados a la subtransmisión que se consideran, son los generados por el cambio de definición de instalaciones de transmisión adicional (a subtransmisión). Es decir, si un consumo de Anglo American ya realiza pagos por subtransmisión (por el uso de tramos previos a las líneas adicionales que cambian de definición), sólo se considera como costo el pago extra que habría que realizar. En ese sentido, si un consumo ya realiza pagos por subtransmisión, el costo extra sólo considera los pagos por VASTxE y VASTxP de las nuevas líneas de subtransmisión y no por pérdidas ni de energía ni de potencia (por estar incluidos en el cobro original). Por el contrario, si no realiza pagos previos por subtransmisión, se consideran costos por todos los conceptos (VASTxE, VASTxP, pérdidas de energía y pérdidas de potencia) y desde el punto de retiro troncal.

En caso que exista más de una ruta para abastecer un consumo que empieza a pagar por subtransmisión, y por lo tanto, no tiene una ruta eléctrica mínima definida, ésta debe ser determinada para poder establecer los factores de perdidas de energía (FEPE) y de potencia (FEPP). El detalle de cómo se determina la ruta eléctrica mínima en este caso, se puede ver en el Anexo B.

5.7.1 Pagos por pérdidas de energía

Corresponden a pagos unitarios de energía y se obtienen a partir del primer término de la Ecuación 3. Para poder determinar este costo, es necesario conocer el Precio de Nudo de Energía (PNET) en la barra troncal más cercana eléctricamente, el Factor de Ajuste de Inyección de Energía (FAIE) (que varía mes a mes para cada subsistema) y el Factor de Expansión de Pérdidas de Energía (FEPE) asociado a las nuevas líneas de subtransmisión, el que se determina con la Ecuación 5.

En el caso del PNET, se considera un promedio de las últimas seis definiciones (desde el año 2009) sin un crecimiento en el tiempo, ya que no tiene una tendencia clara al alza. Los valores se muestran a continuación:

Tabla 28. Precio de Nudo de Energía (PNET) histórico y promedio.

	Precio de Nudo Energía [\$/kWh]		
	Diego de Almagro 220 [kV]	Quillota 220 [kV]	Polpaico 220 [kV]
abr-09	52,919	46,885	47,907
oct-09	44,775	40,139	40,143
abr-10	44,820	39,409	39,898
oct-10	50,943	45,094	45,775
abr-11	54,405	42,634	43,065
oct-11	59,770	43,243	43,118
Valor promedio	51,272	42,901	43,318

Como el resto de los valores establecidos hasta el momento están en dólar [US\$], se adjunta una tabla con los precios del dólar desde el año 2009 al 2011 y el promedio de éstos, para realizar la posterior conversión:

Tabla 29. Precio del dólar.

	Dólar [US\$]
2009	559,67
2010	510,38
2011	483,36
Promedio	517,80

En el caso del FAIE se considera el promedio de los últimos 36 meses desde el año 2009 (sin contar el año 2012). Los valores promedios para cada subsistema de interés se muestran en la tabla:

Tabla 30. Valor promedio FAIE por subsistema.

	SIC 1	SIC 2	SIC 3
FAIE promedio	0,9873	0,9763	0,9973

Por otro lado, el FEPE se determina con los valores establecidos en el DS N°320 para nuevas instalaciones o puntos de retiro y la Ecuación 5 mencionada previamente. En las siguientes tablas se muestran los valores mencionados:

Tabla 31. Factores de Expansión de Pérdidas de Energía por Transformación.

	FEPE _T [%]			
	a 154 [kV]	a 110 [kV]	a 100 - 30 [kV]	a Dx
SIC1		0,279%	0,288%	0,432%
SIC2		0,166%	0,176%	0,550%
SIC3		0,153%	0,153%	0,408%

Tabla 32. Factores de Expansión de Pérdidas de Energía por Transmisión.

	FEPE _{L-i} [%]				
	220 [kV]	154 [kV]	110 [kV]	100 - 30 [kV]	Dx
SIC1			0,085%	0,081%	0,236%
SIC2	0,031%		0,078%	0,082%	
SIC3	0,009%		0,041%	0,040%	

5.7.2 Pagos por pérdidas de potencia

Corresponden a pagos unitarios de potencia y se obtienen a partir del primer término de la Ecuación 4. Similar al costo anterior, para poder determinarlo es necesario conocer el Precio de Nudo de Potencia (PNPT) en la barra troncal más cercana eléctricamente, el Factor de Ajuste de Inyección de Potencia (FAIP), y el Factor de Expansión de Pérdidas de Energía (FEPP) asociado a las nuevas líneas de subtransmisión, el que se determina con la Ecuación 6.

En el caso del PNPT, se considera un promedio de las últimas seis definiciones (desde el 2009) sin un crecimiento en el tiempo, ya que no tiene una tendencia clara al alza. Los valores se muestran a continuación:

Tabla 33. Precio de Nudo de Potencia (PNPT) histórico y promedio.

	Precio de Nudo Potencia [\$/kW/mes]		
	Diego de Almagro 220 [kV]	Quillota 220 [kV]	Polpaico 220 [kV]
abr-09	5.746,96	5.130,28	5.234,98
oct-09	5.198,93	4.849,32	4.862,45
abr-10	5.208,94	4.565,20	4.724,66
oct-10	4.964,22	4.435,14	4.580,81
abr-11	5.168,99	4.329,68	4.529,43
oct-11	6.276,31	4.622,29	4.673,70
Valor promedio	5.427,39	4.655,32	4.767,67

Para realizar la conversión a dólar [US\$] se utiliza el valor señalado en la Tabla 29.

En el caso del FAIP se considera el promedio de los últimos 36 meses desde el año 2009 (sin contar el año 2012). Los valores promedios para cada subsistema de interés se muestran en la tabla:

Tabla 34. Valor promedio FAIP por subsistema.

	SIC 1	SIC 2	SIC 3
FAIP promedio	0,9916	0,9627	1,0036

Finalmente, el FEPP se determina con los valores establecidos en el DS N°320 para nuevas instalaciones o puntos de retiro y la Ecuación 6 mencionada previamente. En las siguientes tablas se muestran los valores mencionados:

Tabla 35. Factores de Expansión de Pérdidas de Potencia por Transformación.

	FEPP _T [%]			
	a 154 [kV]	a 110 [kV]	a 100 - 30 [kV]	a Dx
SIC1		0,282%	0,292%	0,494%
SIC2		0,100%	0,112%	0,555%
SIC3		0,170%	0,170%	0,463%

Tabla 36. Factores de Expansión de Pérdidas de Potencia por Transmisión.

	FEPP _{L-i} [%]				
	220 [kV]	154 [kV]	110 [kV]	100 - 30 [kV]	Dx
SIC1			0,083%	0,114%	0,190%
SIC2	0,036%		0,092%	0,092%	
SIC3	0,011%		0,046%	0,046%	

5.7.3 Pagos por VASTxE

Son pagos unitarios de energía y se obtienen a partir de lo establecido en el DS N°320 para nuevas instalaciones de subtransmisión o puntos de retiro y lo señalado en la Ecuación 7. Los valores mencionados previamente son los siguientes:

Tabla 37. Cargo Base de Energía por Transformación.

	CBTE _o [\$/kWh]			
	a 154 [kV]	a 110 [kV]	a 100 - 30 [kV]	a Dx
SIC1		0,525	0,629	1,367
SIC2		0,332	0,476	1,451
SIC3		0,205	0,210	1,032

Tabla 38. Cargo Base de Energía por Transmisión.

	CBLE _i [\$/kWh/km]				
	220 [kV]	154 [kV]	110 [kV]	100 - 30 [kV]	Dx
SIC1			0,035	0,208	0,096
SIC2	0,015		0,047	0,176	
SIC3	0,012		0,046	0,107	

La conversión a dólar [US\$], al igual que en casos anteriores, se realiza utilizando los valores señalados en la Tabla 29.

5.7.4 Pagos por VASTxP

Son pagos unitarios por potencia y se obtienen a partir de lo establecido en el DS N°320 para nuevas instalaciones de subtransmisión o puntos de retiro y lo señalado en la Ecuación 8. Los valores mencionados previamente son los siguientes:

Tabla 39. Cargo Base de Potencia por Transformación.

	CBTP _o [\$/kW/mes]			
	a 154 [kV]	a 110 [kV]	a 100 - 30 [kV]	a Dx
SIC1		373,940	448,160	973,250
SIC2		174,350	249,360	760,660
SIC3		106,270	108,970	535,950

Tabla 40. Cargo Base de Potencia por Transmisión.

	CBLP _i [\$/kW/mes]				
	220 [kV]	154 [kV]	110 [kV]	100 - 30 [kV]	Dx
SIC1			24,870	124,380	57,500
SIC2	7,800		25,110	88,420	
SIC3	6,040		23,730	55,390	

La conversión a dólar [US\$], al igual que en casos anteriores, se realiza utilizando los valores señalados en la Tabla 29.

5.7.5 Costos por operación y mantenimiento de un tercero

En el caso que un tramo sea de Anglo American y se quiera que la operación y la mantención la realice un tercero, el costo asociado se estima igual al COMA de dicho tramo, calculado a partir de su VI y el porcentaje correspondiente según lo establecido en el Título 5.3. Este costo es independiente del tipo de transmisión (si es adicional o subtransmisión) y es opcional (es decir, aplica sólo si se evalúa la alternativa que pase a un tercero la operación y mantenimiento de la línea).

6 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

6.1 División Mantoverde

6.1.1 Antecedentes

Existen tres puntos de consumo en los cuales puede existir interconexión. Estos son la S/E Mantoverde 110kV, la S/E Bombas N°2 110kV y la S/E Planta Desaladora 110kV. Se descarta la S/E Impulsión por el cambio que existe en la impulsión de agua para la división, que a partir del año 2013 se realizará desde la Planta Desaladora.

Para efectos de pagos e ingresos por subtransmisión, se utilizan los módulos de costos establecidos en el capítulo anterior que aplican al subsistema SIC 1. El precio de nudo corresponde al de la barra Diego de Almagro 220kV.

Algunos datos de interés del sistema de transmisión de Mantoverde se presentan a continuación [19]:

Tabla 41. Antecedentes líneas Mantoverde.

	Diego de Almagro - Mantoverde 110 kV	Mantoverde - Bombas N°2 110 kV	Bombas N°2 - Planta Desaladora 110 kV
Propiedad	Anglo American	Anglo American	Anglo American
Tipo de Transmisión	Adicional	Adicional	Adicional
Tensión [kV]	110	110	110
Capacidad [MW]	46	40	40
Estructuras de Suspensión	97	78	87
Estructuras de Anclaje	23	18	22
Largo del Trazado [km]	43,8	18,7	22,3
Conductor	1xAAAC Cairo	1xAAAC Alliance	1xAAAC Alliance
Cable de guardia	No tiene	OPWG	OPWG
Tipo de Torres	Torre de acero	Postes	Postes
Paño de línea	2	2	2
Paño de transformador	0	0	0
Paño barra de transferencia	0	0	0
Paño seccionador de barra	0	0	0
Transformador de Poder	0	0	0

Si bien existen transformadores de poder en todas las SS/EE de esta división, estos no están asociados directamente a la línea, si no que a los consumos mismos.

6.1.2 Valor de inversión instalaciones de transmisión

A partir de los datos de la Tabla 41 y los módulos de costos establecidos en el capítulo anterior se tienen los siguientes resultados:

Tabla 42. Valor de inversión instalaciones de transmisión Mantoverde.

Línea de Transmisión	VI [US\$]				Total
	Línea	Paños Línea	Transformador asociado	Paños Transformador	
Diego de Almagro - Mantoverde 110kV	6.027.691	1.205.943	0	0	7.233.634
Mantoverde - Bombas N°2 110kV	3.072.839	1.205.943	0	0	4.278.782
Bombas N°2 - Planta Desaladora 110kV	3.704.591	1.205.943	0	0	4.910.534

El VI de los transformadores de poder asociados a los consumos y el de sus respectivos paños se muestran en la siguiente tabla sólo para tener una referencia, ya que no son incorporados al momento de la evaluación (se asume la interconexión del tercero en un nivel de transmisión, es decir, sobre 23kV).

Tabla 43. Valor de inversión instalaciones asociadas al consumo de Mantoverde.

Trasformador Consumo	VI [US\$]		
	Transformador	Paño Transformador	Total
Mantoverde 110/13.8kV_16-21MVA_1	673.257	459.876	1.133.133
Mantoverde 110/13.8kV_16-21MVA_2	673.257	459.876	1.133.133
Bombas N°2 110/4.16kV_15MVA	541.244	459.876	1.001.121
Planta Desaladora 110/4.16kV_15MVA	541.244	459.876	1.001.121

6.1.3 Resultados interconexión en S/E Mantoverde 110kV

6.1.3.1 Ampliaciones

Al existir sólo una línea para alimentar el consumo en la S/E Mantoverde 110kV, no es posible interrumpir el suministro, por lo que, en una primera instancia, las alternativas de cambio de conductor y repotenciamiento quedan descartadas. Sin embargo, al incorporar una nueva línea,

éstas alternativas vuelven a ser factibles. El detalle de las alternativas y los costos asociados se pueden ver en el Anexo C.

En función de la demanda propia y la del tercero que se interconecta (cuando corresponda) y los crecimientos asociados a cada uno, durante el horizonte de evaluación es necesario realizar las siguientes ampliaciones para cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta:

Tabla 44. Ampliaciones por interconexión de un tercero en S/E Mantoverde 110kV.

Ampliaciones Mantoverde 110kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	No necesita ampliación	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	25	No necesita ampliación	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017 y en el año 2032
	75	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2013	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2013 y en el año 2034	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2013 y en el año 2032
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	No necesita ampliación	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017 y en el año 2032
	75	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2013	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2013 y en el año 2034	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2013 y en el año 2032

El porcentaje del consumo de un tercero es respecto del consumo en la S/E Mantoverde 110kV al inicio del periodo, el cual corresponde a 23,1 [MW].

6.1.3.2 Mejor alternativa

La mejor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 45. Mejor alternativa interconexión en S/E Mantoverde 110kV.

Mejor Alternativa Mantoverde 110kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°4: vender en el año 10 de evaluación	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	25	N°1: No vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
	75	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	N°1: No vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
	75	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American

Estas alternativas aplican a todas las instalaciones que se utilizan hasta el punto de interconexión, que en este caso corresponden sólo a la línea Diego de Almagro – Mantoverde 110kV.

6.1.3.3 Peor alternativa

Por otro lado, la peor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta corresponde a:

Tabla 46. Peor alternativa interconexión en S/E Mantoverde 110kV.

Peor Alternativa Mantoverde 110kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°5: No vender y mantenimiento por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	25	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
	75	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
N°3: Interconexión de tercero y sigue	25	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero

adicional	75	Nº2: Vender, ampliación por Tercero	Nº2: Vender, ampliación por Tercero	Nº2: Vender, ampliación por Tercero
-----------	----	-------------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------

Estas alternativas, al igual que las mejores, aplican sólo a la línea Diego de Almagro – Mantoverde 110kV.

6.1.3.4 Beneficios

En la siguiente gráfica se pueden apreciar los beneficios para la mejor y peor alternativa, en cada escenario, caso y tamaño del consumo que se interconecta, correspondiente al valor presente neto para el periodo de 30 años.

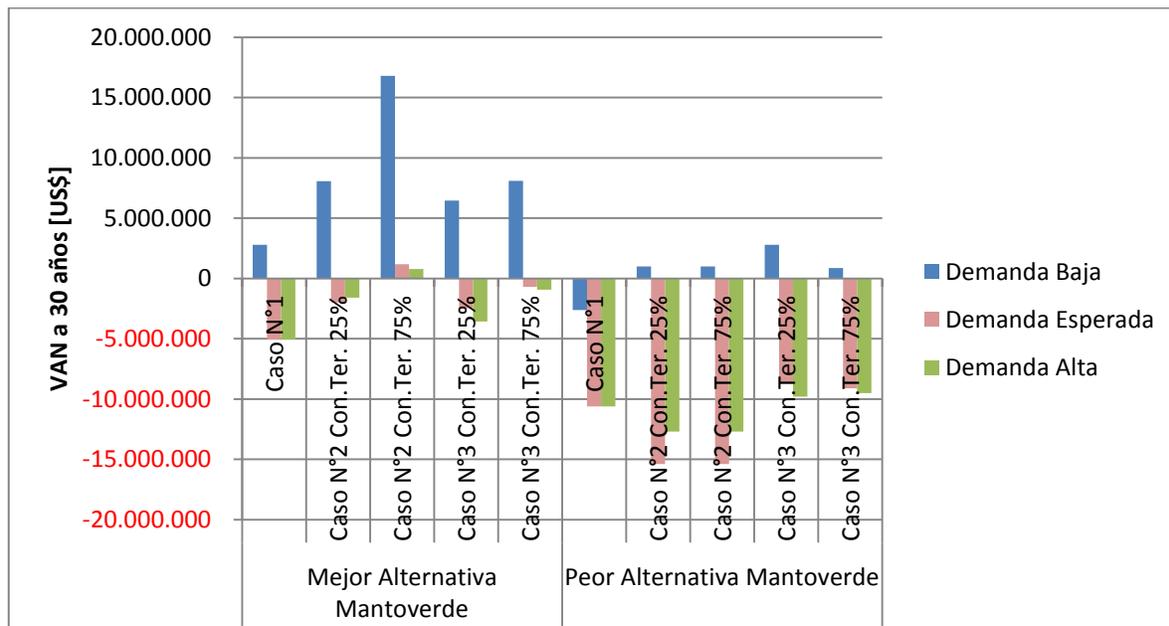


Figura 14. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Mantoverde 110kV.

6.1.3.5 Comentarios

El detalle de los resultados se puede ver en el Anexo D.

Respecto a las ampliaciones, dado que para realizar una repotencialización o un cambio de conductor es necesario tener criterio n-1 (para no detener la producción, lo cual significa mucho dinero), estas alternativas debiesen realizarse junto con la construcción de la primera nueva línea,

lo cual significaría realizar una inversión mucho antes de lo requerido y no necesariamente cubren la falta de transmisión durante todo el horizonte. Por este motivo se prefirió sólo la alternativa de ampliación de línea nueva (después de la primera ampliación).

En cuanto a los resultados mismos, como se puede observar, la alternativa de no vender y que las ampliaciones las realice Anglo American son la mejor opción en la totalidad de los casos estudiados, con la excepción del escenario de demanda baja sin interconexión de un tercero, en el cual la mejor alternativa es vender en el año 10 de evaluación. Esta “anomalía” se debe principalmente al hecho que el escenario de demanda baja considera el cierre de la división en el año 2017, por lo que a partir de ese año no tendría que pagar peaje por transmisión adicional, en caso que pase a manos de un tercero. El resultado final es el valor presente de lo obtenido en la venta del activo, versus el ingreso nulo que existiría al mantener la propiedad. Es más, el resultado óptimo sería vender en el año 2017 (año 5 de evaluación) y no en el año 2022 (año 10 de evaluación). Sin embargo, si no existe una interconexión de un tercero, nadie estaría dispuesto a comprar una línea que no va ser utilizada, por lo que se hace inviable dicha alternativa.

Al igual que la mejor alternativa, también existe prácticamente una unanimidad respecto a la peor opción, que corresponde a vender al inicio del periodo y que las ampliaciones las realice un tercero, por lo que existe una concordancia con la mejor alternativa. Nuevamente la excepción se da en el escenario de demanda baja sin interconexión de un tercero, en el cual la peor opción es no vender y que la mantención y operación la realice un tercero. Esto se debe básicamente a que, como no existe otro consumo, no hay ingresos por peajes y sólo existen gastos producto de la mantención y operación.

Por otro lado, al observar los resultados en detalle, se puede apreciar que, independiente del escenario de demanda y del tipo de transmisión de la línea en análisis, es mejor que se interconecte un tercero, ya que al existir ampliaciones que se deben realizar dentro del horizonte con o sin interconexión, todo lo que se recibe como peaje alcanza a cubrir la inversión (incluso si es que hubiese que realizar una inversión que no esta prevista sin interconexión) o disminuyen la pérdida que ésta genera.

Finalmente, cabe destacar que la elección de “mejor” y “peor” alternativa, en este caso y en los que vienen más adelante, está basada en el largo plazo, es decir, considerando el horizonte de evaluación de 30 años.

6.1.4 Resultados interconexión en S/E Bombas N°2 110kV

6.1.4.1 Ampliaciones

Dado el nivel de consumo de la S/E Bombas N°2 (0,8 MW) respecto del total de la línea Mantoverde – Bombas N°2 (40MW), no es necesario realizar ampliaciones en dicho tramo. Sin embargo, en caso que sea necesario ampliar la línea Diego de Almagro – Mantoverde 110kV aplica lo mismo establecido para la interconexión en la S/E Mantoverde 110kV, respecto a las ampliaciones.

En función de la demanda propia y la del tercero que se interconecta (cuando corresponda) y los crecimientos asociados a cada uno, durante el horizonte de evaluación es necesario realizar las siguientes ampliaciones para cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta:

Tabla 47. Ampliaciones por interconexión de un tercero en S/E Bombas N°2 110kV.

Ampliaciones Bombas N°2 110kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	No necesita ampliación	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	50	No necesita ampliación	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017
	150	No necesita ampliación	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	50	No necesita ampliación	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017
	150	No necesita ampliación	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017

El porcentaje del consumo de un tercero es respecto del consumo en la S/E Bombas N°2 110kV al inicio del periodo, el cual corresponde a 0,8 [MW].

6.1.4.2 Mejor alternativa

La mejor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 48. Mejor alternativa interconexión en S/E Bombas N°2 110kV.

Mejor Alternativa Bombas N°2 110kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°4: vender en el año 10 de evaluación	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	50	N°1: No vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
	150	N°1: No vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	50	N°1: No vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
	150	N°1: No vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American

Estas alternativas aplican a todos los tramos utilizados hasta el punto de interconexión, que en este caso corresponde a los tramos Diego de Almagro – Mantoverde 110kV y Mantoverde – Bombas N°2 110kV.

6.1.4.3 Peor alternativa

Por otro lado, la peor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta corresponde a:

Tabla 49. Peor Alternativa por interconexión en S/E Bombas N°2 110kV.

Peor Alternativa Bombas N°2 110kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°5: No vender y mantenimiento por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	50	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
	150	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	50	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
	150	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero

Al igual que antes, estas peores alternativas aplican a los tramos Diego de Almagro – Mantoverde 110kV y Mantoverde – Bombas N°2 110kV.

6.1.4.4 Beneficios

En la siguiente gráfica se pueden apreciar los beneficios para la mejor y peor alternativa, en cada escenario, caso y tamaño del consumo que se interconecta, correspondiente al valor presente neto para el periodo de 30 años.

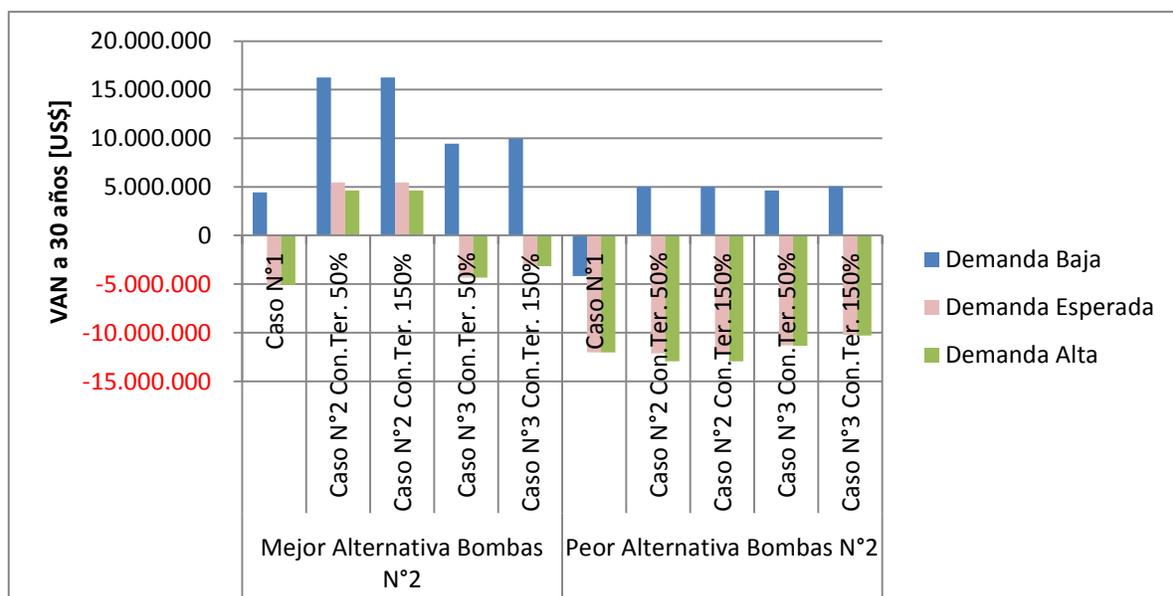


Figura 15. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Bombas N°2 110kV.

6.1.4.5 Comentarios

El detalle de los resultados se puede ver en el Anexo D.

En este caso particular se optó por analizar la interconexión de consumos que representan 50% y 150% del consumo en la S/E Bombas N°2, debido principalmente a la gran capacidad de la línea (respecto a los consumos). Además permite analizar la instancia en que el prorrateo del tercero es mayor que el de Anglo American (al menos en el tramo Mantoverde – Bombas 110kV). Sin embargo, los resultados en lo que a mejor y peor alternativa se refieren, fueron los mismos que en el caso de interconexión en la S/E Mantoverde 110kV.

Al ver el detalle de los resultados, lo más destacable está en el Caso N°2, cuando las líneas de transmisión adicional pasan ser de subtransmisión por la interconexión del tercero. Por ejemplo, la diferencia monetaria que existe entre la mejor y la peor alternativa es abismal (alrededor de los US\$17.000.000 en los escenarios de demanda esperada y alta y cerca de los US\$11.000.000 en el escenario de demanda baja). Estos resultados reflejan lo mucho que se paga en subtransmisión, ya que lo único que tienen en común ambas alternativas (mejor y peor), es justamente este pago. O, visto de otra manera, refleja lo mucho que se puede recibir al ser dueño de instalaciones de subtransmisión. Sin embargo, la peor alternativa en el Caso N°2 no dista mucho, porcentualmente hablando, de la peor alternativa en el Caso N°3, en que la línea sigue siendo de transmisión adicional. Dicha diferencia varía entre el 7% y el 20%, dependiendo del escenario de demanda y del tamaño de consumo del tercero, mientras que la diferencia entre las mejores alternativas de los Casos N°2 y N°3 alcanzan una variación del 200% aproximadamente, siendo mayor la ganancia en el Caso N°2.

Considerando lo establecido en el párrafo anterior y el hecho que la interconexión de un tercero genera mayor ganancia (o menores pérdidas), independiente del tipo de transmisión de las líneas bajo análisis, lo más conveniente para Anglo American es que la transmisión cambie de adicional a subtransmisión, aunque dicha calificación dependa de las autoridades eléctricas. Lo que sí depende de Anglo American, es la alternativa a elegir, la cual es transversal a los casos que se puedan dar (es la misma en todos ellos).

6.1.5 Resultados interconexión en S/E Planta Desaladora 110kV

6.1.5.1 Ampliaciones

En este caso sucede algo similar a cuando la interconexión ocurre en la S/E Bombas N°2 110kV, ya que el consumo en la S/E Planta Desaladora (2,6 [MW]) es bastante inferior a la capacidad máxima de la línea conformada por los tramos Mantoverde – Bombas N°2 110kV y Bombas N°2 – Planta Desaladora 110kV, ambas de 40 [MW], por lo que no es necesario realizar ampliaciones ahí. Para el tramo Diego de Almagro – Mantoverde 110kV aplica lo ya establecido.

En función de la demanda propia y la del tercero que se interconecta (cuando corresponda) y los crecimientos asociados a cada uno, durante el horizonte de evaluación es necesario realizar las siguientes ampliaciones para cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta:

Tabla 50. Ampliaciones por interconexión de un tercero en S/E Planta Desaladora 110kV.

Ampliaciones Planta Desaladora 110kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	No necesita ampliación	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	50	No necesita ampliación	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017
	150	No necesita ampliación	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	50	No necesita ampliación	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017
	150	No necesita ampliación	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017	Nueva línea Diego de Almagro - Mantoverde 110kV en el año 2017

El porcentaje del consumo de un tercero es respecto del consumo en la S/E Planta Desaladora 110kV al inicio del periodo que, como se mencionó, corresponde a 2,6 [MW].

6.1.5.2 Mejor alternativa

La mejor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 51. Mejor alternativa interconexión en S/E Planta Desaladora 110kV.

Mejor Alternativa Planta Desaladora 110kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°2: Vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	50	N°1: No vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
	150	N°1: No vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	50	N°1: No vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
	150	N°1: No vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American

Estas alternativas aplican a todas las instalaciones que se utilizan hasta el punto de interconexión, es decir, los tramos Diego de Almagro – Mantoverde 110kV, Mantoverde – Bombas N°2 110kV y Bombas N°2 – Planta Desaladora 110kV.

6.1.5.3 Peor alternativa

Por otro lado, la peor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta corresponde a:

Tabla 52. . Peor alternativa interconexión en S/E Planta Desaladora 110kV.

Peor Alternativa Planta Desaladora 110kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta

N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°5: No vender y mantenimiento por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	50	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
	150	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	50	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
	150	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero

6.1.5.4 Beneficios

En la siguiente gráfica se pueden apreciar los beneficios para la mejor y peor alternativa, en cada escenario, caso y tamaño del consumo que se interconecta, correspondiente al valor presente neto para el periodo de 30 años.

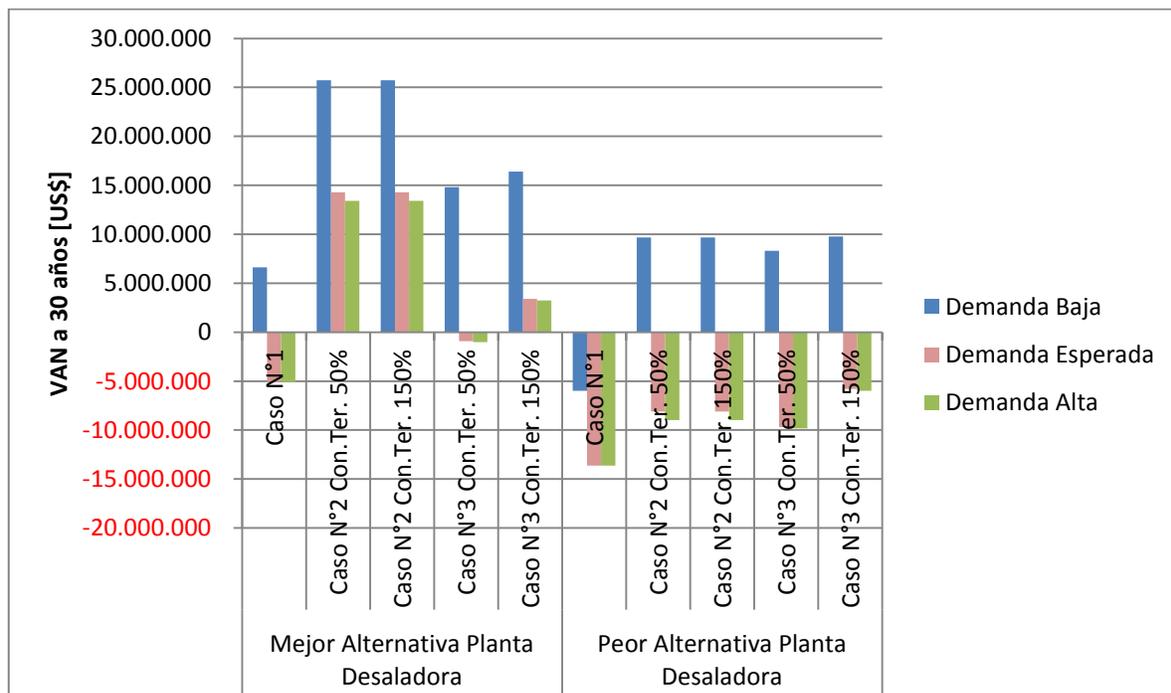


Figura 16. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Planta Desaladora 110kV.

6.1.5.5 Comentarios

El detalle de los resultados se puede ver en el Anexo D.

Nuevamente, los resultados de mejor y peor alternativa no distan mucho de lo que ya se ha dado para las otras interconexiones. La única diferencia se da en la mejor alternativa para el escenario de demanda baja sin interconexión. Lo que quiere decir este hecho, es que el peaje que debe pagar Anglo American durante los primeros 5 años (hasta el 2017) es menor a la diferencia entre el valor de los activos en el año 2022 (año 10 de evaluación) y el valor de los activos en el año 2012 (año 0 de evaluación), por el efecto de la tasa de descuento. Independiente de esto último, esta alternativa sigue siendo inviable por lo argumentado en el caso de interconexión en Mantoverde 110kV.

Por otro lado, las ganancias (o disminución de pérdidas) vuelven a aumentar con la interconexión del tercero, lo cual es lógico ya que se está pagando peaje por un tramo más largo, pero la diferencia radica en el motivo del aumento. Mientras en el Caso N°2 el aumento se debe a las instalaciones que son propiedad de Anglo American, en el Caso N°3 el aumento se debe al tamaño del consumo del tercero. Para una misma alternativa y un mismo responsable en la ampliación, las diferencias entre un consumo de tercero y otro (50% y 150% del consumo en la Planta Desaladora 110kV respectivamente), es bastante notoria. En general, esta diferencia es del orden de los US\$4.000.000 y varía muy poco entre escenarios y alternativas.

6.2 División El Soldado

6.2.1 Antecedentes

El único punto de consumo de El Soldado corresponde al situado en la S/E El Cobre 110kV, por lo que sólo se evalúa la posibilidad de interconexión de un tercero en dicho punto.

Para efectos de pagos e ingresos por subtransmisión, se utilizan los módulos de costos establecidos en el capítulo anterior que aplican al subsistema SIC 2. El precio de nudo corresponde al de la barra Quillota 220kV.

Algunos datos de interés del sistema de transmisión de El Soldado se presentan a continuación [19]:

Tabla 53. Antecedentes líneas El Soldado.

	La Calera - El Cobre 110 kV
Propiedad	Anglo American
Tipo de Transmisión	Adicional
Tensión [kV]	110
Capacidad [MW]	57
Estructuras de Suspensión	27
Estructuras de Anclaje	22
Largo del Trazado [km]	19,2
Conductor	1xAAAC Cairo
Cable de guardia	Acero 3/8"
Tipo de Torres	Torre de acero
Paño de línea	2
Paño de transformador	0
Paño barra de transferencia	0
Paño seccionador de barra	0
Transformador de Poder	0

Si bien existen dos transformadores de poder en la división El Soldado, estos no están asociados directamente a la línea, si no que más bien al consumo mismo.

6.2.2 Valor de inversión instalaciones de transmisión

A partir de los datos de la Tabla 53 y los módulos de costos establecidos en el capítulo anterior, se tienen los siguientes resultados:

Tabla 54. Valor de inversión instalaciones de transmisión El Soldado.

Línea de Transmisión	VI [US\$]				
	Línea	Paños Línea	Transformador asociado	Paños Transformador	Total
La Calera - El Cobre 110 kV	2.848.280	1.205.943	0	0	4.054.223

El VI de los transformadores de poder asociados al consumo (y el de sus respectivos paños) se muestran en la siguiente tabla sólo para tener una referencia, ya que al igual que en la división Mantoverde, no son incorporados al momento de la evaluación.

Tabla 55. Valor de inversión instalaciones asociadas al consumo El Soldado.

Trasformador Consumo	VI [US\$]		
	Transformador	Paño Transformador	Total
El Cobre 110/15/4,16 kV 48MVA N°1	1.019.526	459.876	1.479.403
El Cobre 110/15/4,16 kV 48MVA N°2	1.019.526	459.876	1.479.403

6.2.3 Resultados interconexión en S/E El Cobre 110kV

6.2.3.1 Ampliaciones

Al existir sólo una línea para alimentar el consumo en El Soldado, no es posible interrumpir el suministro, por lo que en una primera instancia, las alternativas de cambio de conductor y repotenciamiento quedan descartadas. Sin embargo, al incorporar una nueva línea, éstas alternativas vuelven a ser factibles. El detalle de las alternativas y los costos asociados se pueden ver en el Anexo C.

En función de la demanda propia y la del tercero que se interconecta (cuando corresponda) y los crecimientos asociados a cada uno, durante el horizonte de evaluación es necesario realizar las siguientes ampliaciones para cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta:

Ampliaciones El Cobre 110kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	No necesita ampliación	No necesita ampliación	Nueva línea La Calera - El Cobre110kV en el año 2017
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	25	Nueva línea La Calera - El Cobre110kV en el año 2027	Nueva línea La Calera - El Cobre110kV en el año 2017	Nueva línea La Calera - El Cobre110kV en el año 2013
	75	Nueva línea La Calera - El Cobre110kV en el año 2013	Nueva línea La Calera - El Cobre110kV en el año 2013 y en el año	Nueva línea La Calera - El Cobre110kV en el año 2013 y en el año

			2037	2032
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	Nueva línea La Calera - El Cobre 110kV en el año 2027	Nueva línea La Calera - El Cobre 110kV en el año 2017	Nueva línea La Calera - El Cobre 110kV en el año 2013
	75	Nueva línea La Calera - El Cobre 110kV en el año 2013	Nueva línea La Calera - El Cobre 110kV en el año 2013 y en el año 2037	Nueva línea La Calera - El Cobre 110kV en el año 2013 y en el año 2032

El porcentaje del consumo de un tercero es respecto del consumo en la S/E El Cobre 110kV al inicio del periodo, el cual corresponde a 34,3 [MW].

6.2.3.2 Mejor alternativa

La mejor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 56. Mejor alternativa interconexión en S/E El Cobre 110kV.

Mejor Alternativa El Cobre 110kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°1: No vender	N°1: No vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	25	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
	75	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
	75	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American	N°1: No vender, ampliación por Anglo American

En este caso es evidente que la mejor alternativa aplica sólo a la línea La Calera – El Cobre 110kV.

6.2.3.3 Peor alternativa

Por otro lado, la peor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta corresponde a:

Peor Alternativa El Cobre 110kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°2: Vender	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Tercero
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	25	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
	75	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero
	75	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero	N°2: Vender, ampliación por Tercero

6.2.3.4 Beneficios

En la siguiente gráfica se pueden apreciar los beneficios para la mejor y peor alternativa, en cada escenario, caso y tamaño del consumo que se interconecta, correspondiente al valor presente neto para el periodo de 30 años.

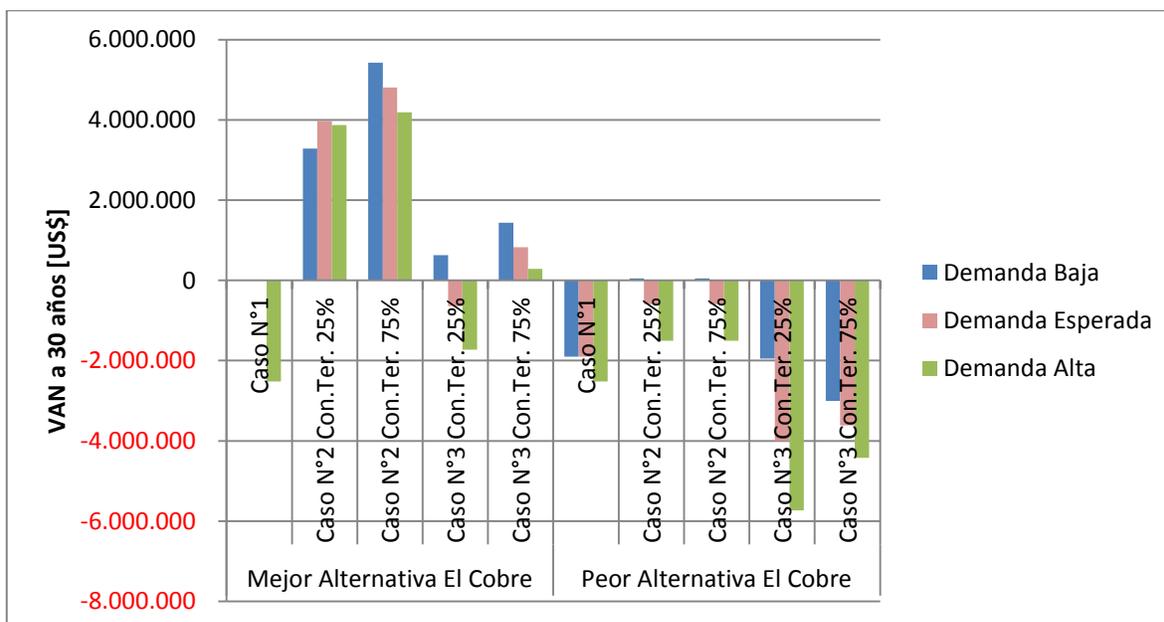


Figura 17. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E El Cobre 110kV.

6.2.3.5 Comentarios

El detalle de los resultados se puede ver en el Anexo D.

Respecto a las ampliaciones, sucede algo similar a lo que se comentó para la interconexión en la división Mantoverde. Dado que tampoco es posible detener la producción en esta división, el repotenciamiento o un cambio de conductor debiese realizarse junto con la construcción de la primera nueva línea, lo cual a largo plazo no es la mejor opción técnica (por la poca capacidad que se agrega) o económica (por el hecho de adelantar la ampliación). Por este motivo se prefirió sólo la alternativa de ampliación de línea nueva, después de la primera ampliación.

En cuanto a los resultados no hay sorpresas, sólo unanimidad total. Mejor opción: no vender y que Anglo American realice las ampliaciones. Peor opción: vender y que las ampliaciones las realice un tercero. Sin embargo, hay algo que no se ha discutido hasta el momento y es el hecho que, de acuerdo a la normativa actual y proyectada, en el caso que se interconecte un tercero y la línea siga siendo de transmisión adicional (Caso N°3), las ampliaciones las debe realizar el interesado en la interconexión. Bajo esa perspectiva, la mejor alternativa quizás podría ser otra, pero al mirar el detalle de los resultados es posible apreciar que, aunque las ganancias (disminución de pérdidas) no son las mismas, sigue siendo la mejor opción mantener la propiedad

de la línea. Esto le da mayor flexibilidad a la alternativa elegida, ya que si por algún motivo Anglo American decidiera no realizar una ampliación, producto del aumento de consumo de un tercero, aun así estaría realizando la mejor elección.

Lo anterior se menciona debido a la cantidad de ampliaciones que se requieren al momento de existir una interconexión, respecto del caso en que no existe ésta (Caso N°1). Además, estas ampliaciones no están previstas por Anglo American.

Lo otro que se puede mencionar al ver los resultados detallados, es que no hay una postura clara respecto a si es conveniente la interconexión o no, al menos en el Caso N°3, ya que depende mucho del escenario y del tamaño del consumo que se interconecte (mientras mayor sea, mejor). Distinto es si se diera el Caso N°2, ya que bajo cualquier escenario, e incluso bajo cualquier alternativa, es mejor la interconexión. Esto permite ciertas libertades, como por ejemplo, mantener la propiedad de la instalación y dejar la operación, mantenimiento, estudios de expansión y cualquier responsabilidad adicional que se les exija a un subtransmisor, en manos de un tercero y aun así obtener ganancias.

Finalmente, al observar la Alternativa N°2 del Caso N°1 de demanda esperada en los resultados detallados, se puede apreciar (al no existir ampliaciones) que durante los primeros 10 años se pierde, mediante el pago de peaje, todo lo que se recibió por la venta del activo. Esto puede presentar un precedente en el caso que se quiera invertir en una nueva línea, en la conveniencia de que la realice Anglo American y no un tercero.

6.3 División Los Bronces

6.3.1 Antecedentes

Se analizan sólo cuatro puntos de interconexión: S/E Las Tórtolas 220kV, S/E Santa Filomena 220kV, S/E Maitenes 220kV y S/E Confluencia 220kV. Como ya se ha mencionado, el consumo de San Francisco y PHI fue traspasado a Confluencia y, por limitaciones técnicas, no se considera interconexión en la S/E Los Bronces 66kV.

Para efectos de pagos e ingresos por subtransmisión, se utilizan los módulos de costos establecidos en el capítulo anterior que aplican al subsistema SIC 3. El precio de nudo corresponde al de la barra Polpaico 220kV.

Algunos datos de interés del sistema de transmisión de Los Bronces se presentan a continuación [19]:

Tabla 57. Antecedentes líneas Los Bronces.

	La Ermita - Los Maitenes 220kV	Polpaico - Las Tórtolas 220kV	Las Tórtolas - Maitenes 220kV
Propiedad	Anglo American	Colbún	Colbún
Tipo de Transmisión	Adicional	Adicional	Adicional
Tensión [kV]	220	220	220
Capacidad [MW]	242	296	148
Estructuras de Suspensión	23	35	85
Estructuras de Anclaje	16	20	47
Largo del Trazado [km]	8,8	16,9	40,8
Conductor	1xASCR Drake	2xAAAC Flint	1xAAAC Flint
Cable de guardia	Acero 3/8"	Acero 3/8"	Acero 3/8"
Tipo de Torres	Torre de acero	Torre de acero	Torre de acero
Paño de línea	2	2	2
Paño de transformador	0	0	0
Paño barra de transferencia	0	0	0
Paño seccionador de barra	0	0	0
Transformador de Poder	0	0	0
	Polpaico - Santa Filomena 220kV	Santa Filomena - Confluencia 220kV	Confluencia - Maitenes 220kV
Propiedad	Anglo American	Anglo American	Anglo American
Tipo de Transmisión	Adicional	Adicional	Adicional
Tensión [kV]	220	220	220
Capacidad [MW]	297	297	297
Estructuras de Suspensión	52	34	17
Estructuras de Anclaje	46	59	38
Largo del Trazado [km]	32,9	28,3	16,6
Conductor	1xAAAC Tetro	1xAAAC Tetro	1xAAAC Tetro
Cable de guardia	Acero 3/8"	Acero 3/8"	Acero 3/8"
Tipo de Torres	Torre de acero	Torre de acero	Torre de acero
Paño de línea	2	2	2
Paño de transformador	0	0	0
Paño barra de transferencia	0	0	0

Paño seccionador de barra	0	0	0
Transformador de Poder	0	0	0
	Maitenes - San Francisco 66kV N°1	Maitenes - San Francisco 66kV N°4 y N°5	San Francisco - Los Bronces 66kV N°2 y N°6
Propiedad	Anglo American	Anglo American	Anglo American
Tipo de Transmisión	Adicional	Adicional	Adicional
Tensión [kV]	66	66	66
Capacidad [MW]	35	35	35
Estructuras de Suspensión	52	32	8
Estructuras de Anclaje	23	28	30
Largo del Trazado [km]	15,2	15,2	6,6
Conductor	1xASCR Patridge	1xASCR Patridge	1xASCR Patridge
Cable de guardia	Acero 3/8"	Acero 3/8"	Acero 3/8"
Tipo de Torres	Torre de acero	Torre de acero	Torre de acero
Paño de línea	2	2	2
Paño de transformador	2	2	0
Paño barra de transferencia	0	0	0
Paño seccionador de barra	0	0	0
Transformador de Poder	1	1	0
	San Francisco - Los Bronces 66kV N°3	Tap Phi - S/E Phi 66kV	
Propiedad	Anglo American	Anglo American	
Tipo de Transmisión	Adicional	Adicional	
Tensión [kV]	66	66	
Capacidad [MW]	35	33	
Estructuras de Suspensión	14	0	
Estructuras de Anclaje	15	16	
Largo del Trazado [km]	6,6	0,2	
Conductor	1xASCR Patridge	1xCu 3/0 AWG	
Cable de guardia	Acero 3/8"	Acero 3/8"	
Tipo de Torres	Torre de acero	Torre de acero	
Paño de línea	2	2	
Paño de transformador	0	0	
Paño barra de transferencia	0	0	
Paño seccionador de barra	0	0	
Transformador de Poder	0	0	

6.3.2 Valor de inversión instalaciones de transmisión

A partir de los datos de la Tabla 57 y los módulos de costos establecidos en el capítulo anterior, se tienen los siguientes resultados:

Tabla 58. Valor de inversión instalaciones de transmisión Los Bronces.

Línea de Transmisión	VI [US\$]				Total
	Línea	Paños Línea	Transformador asociado	Paños Transformador	
Tap La Ermita - Los Maitenes 220kV	3.673.197	2.113.828	0	0	5.787.025
Polpaico - Las Tórtolas 220kV	5.916.903	2.113.828	0	0	8.030.731
Las Tórtolas - Maitenes 220kV	14.177.475	2.113.828	0	0	16.291.303
Polpaico - Santa Filomena 220kV	10.201.593	2.113.828	0	0	12.315.420
Santa Filomena - Confluencia 220kV	10.215.395	2.113.828	0	0	12.329.223
Confluencia - Maitenes 220kV	6.181.374	2.113.828	0	0	8.295.202
Maitenes - San Francisco 66kV N°1	2.382.750	1.158.459	1.879.854	1.167.829	6.588.892
Maitenes - San Francisco 66kV N°4	2.271.720	1.158.459	1.879.854	1.167.829	6.477.862
Maitenes - San Francisco 66kV N°5	2.271.720	1.158.459	1.879.854	1.167.829	6.477.862
San Francisco - Los Bronces 66kV N°2	1.482.699	1.158.459	0	0	2.641.158
San Francisco - Los Bronces 66kV N°6	1.482.699	1.158.459	0	0	2.641.158
San Francisco - Los Bronces 66kV N°3	1.079.695	1.158.459	0	0	2.238.154
Tap Phi - S/E Phi 66kV	530.581	1.158.459	0	0	1.689.040

El VI de los transformadores de poder asociados a los consumos (y el de sus respectivos paños) se muestran en la siguiente tabla sólo para tener una referencia, ya que al igual que en las divisiones anteriores, no son incorporados al momento de la evaluación:

Tabla 59. Valor de inversión instalaciones asociadas a los consumos en división Los Bronces.

Trasformador Consumo	VI [US\$]		
	Transformador	Paño Transformador	Total
Confluencia 220/23kV_60/80/100MVA_1	1.832.329	698.929	2.531.258
Confluencia 220/23kV_60/80/100MVA_2	1.832.329	698.929	2.531.258

Santa Filomena 220/23kV_30/40MVA	1.377.545	698.929	2.076.474
Las Tórtolas 220/23kV_30/40MVA_1	1.377.545	698.929	2.076.474
Las Tórtolas 220/25kV_40MVA_2	1.377.545	698.929	2.076.474
Las Tórtolas 220/25kV_40MVA_3	1.377.545	698.929	2.076.474
San Francisco 66/15kV_25-30MVA_1	660.291	468.900	1.129.191
San Francisco 66/15kV_25-30MVA_2	660.291	468.900	1.129.191
Los Bronces 66/4.16kV_11.2MVA_1A	323.659	468.900	792.559
Los Bronces 66/4.16kV_11.2MVA_1B	323.659	468.900	792.559
Los Bronces 66/4.16kV_20MVA_1	548.080	468.900	1.016.980
Los Bronces 66/4.16kV_20MVA_2	548.080	468.900	1.016.980
Los Bronces 66/4.16kV_23MVA_3	548.080	468.900	1.016.980

6.3.3 Resultados interconexión en S/E Las Tórtolas 220kV

6.3.3.1 Ampliaciones

Al existir la posibilidad de suministro a través de la S/E La Ermita, las alternativas de cambio de conductor y repotenciamiento son factibles. El detalle de las alternativas y los costos asociados se pueden ver en el Anexo C.

En función de la demanda propia y la del tercero que se interconecta (cuando corresponda) y los crecimientos asociados a cada uno, durante el horizonte de evaluación es necesario realizar las siguientes ampliaciones para cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta:

Tabla 60. Ampliaciones por interconexión de un tercero en S/E Las Tórtolas 220kV.

Ampliaciones Las Tórtolas 220kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
Nº1: Sin interconexión de tercero	0	No necesita ampliación	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2036 y nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV en el año 2039

N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	25	No necesita ampliación	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico - Las Tórtolas 220kV en el año 2034 y nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2039
	75	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico - Las Tórtolas 220kV en el año 2037	Nueva línea Polpaico - Las Tórtolas 220kV en el año 2029 y nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2038
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	No necesita ampliación	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico - Las Tórtolas 220kV en el año 2034 y nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2039
	75	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico - Las Tórtolas 220kV en el año 2037	Nueva línea Polpaico - Las Tórtolas 220kV en el año 2029 y nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2038

El porcentaje del consumo de un tercero es respecto del consumo en la S/E Las Tórtolas 220kV al inicio del periodo, el cual corresponde a 47,1 [MW].

6.3.3.2 Mejor alternativa

La mejor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 61. Mejor alternativa interconexión en S/E Las Tórtolas 220kV.

Mejor Alternativa Las Tórtolas 220kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°1: Comprar	N°1: Comprar	N°1: Comprar, ampliación por Anglo American
N°2: Interconexión de tercero y cambio a	25	N°1: Comprar	N°1: Comprar	N°1: Comprar, ampliación por Anglo American

subtransmisión	75	N°1: Comprar	N°1: Comprar, ampliación por Anglo American	N°1: Comprar, ampliación por Anglo American
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	N°1: Comprar	N°1: Comprar	N°1: Comprar, ampliación por Anglo American
	75	N°1: Comprar	N°1: Comprar, ampliación por Anglo American	N°1: Comprar, ampliación por Anglo American

Estas alternativas aplican sólo a la línea Polpaico – Las Tórtolas 220kV.

6.3.3.3 Peor alternativa

Por otro lado, la peor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta corresponde a:

Tabla 62. Peor alternativa interconexión en S/E Las Tórtolas 220kV.

Peor Alternativa Las Tórtolas 220kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación y mantenimiento por tercero	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación y mantenimiento por tercero	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación, mantenimiento por tercero y ampliación por Anglo American
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	25	N°2: No comprar	N°2: No comprar	N°2: No comprar, ampliación por Tercero
	75	N°2: No comprar	N°2: No comprar, ampliación por Tercero	N°2: No comprar, ampliación por Tercero
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación y mantenimiento por tercero	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación y mantenimiento por tercero	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación, mantenimiento por tercero y ampliación por Anglo American
	75	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación y mantenimiento por tercero	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación, mantenimiento por tercero y ampliación por Anglo American	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación, mantenimiento por tercero y ampliación por Anglo American

Al igual que la mejor alternativa, éstas aplican sólo a la línea Polpaico – Las Tórtolas 220kV.

6.3.3.4 Beneficios

En la siguiente gráfica se pueden apreciar los beneficios para la mejor y peor alternativa, en cada escenario, caso y tamaño del consumo que se interconecta, correspondiente al valor presente neto para el periodo de 30 años.

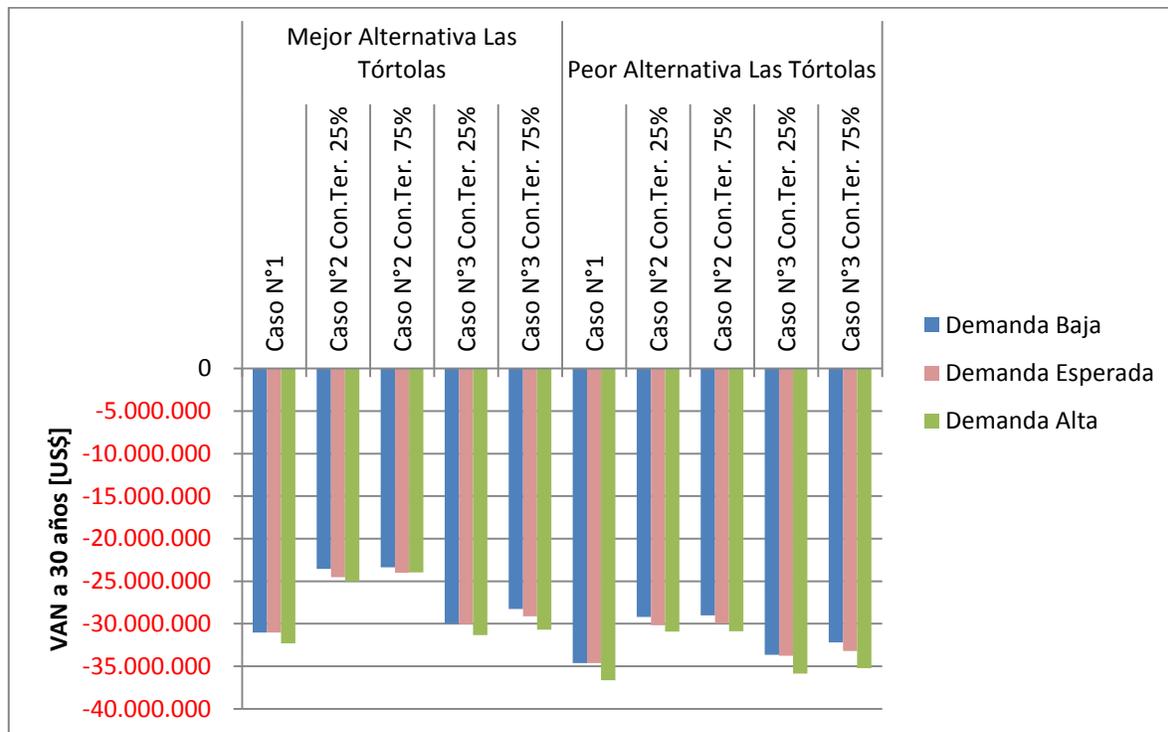


Figura 18. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Las Tórtolas 220kV.

6.3.3.5 Comentarios

El detalle de los resultados se puede ver en el Anexo D.

Respecto a las ampliaciones, si bien en este caso es posible realizarlas sin cortar el suministro, por la vía de emergencia que representa la S/E La Ermita, el tamaño de los consumos involucrados y sus crecimientos, ameritan la construcción de nuevas líneas, ya que el repotenciamiento o cambio de conductor no es suficiente para suplir la demanda durante todo el horizonte. Quizás, en el caso de ampliaciones cerca del final de la evaluación, si bien podía ser una solución factible el repotenciamiento o cambio de conductor, se optó por la línea nueva,

considerando que en un par de años más (fuera del horizonte de evaluación) va a ser necesario construir de todas formas una nueva línea. Además, como son obras tan lejanas en el tiempo, su valor presente no incide mayormente.

En cuanto a las alternativas, en este caso particular se da una situación no antes vista: una línea perteneciente a un tercero. Nuevamente la mejor alternativa es transversal a escenarios y casos, aunque si se mira el detalle, las diferencias son muy pequeñas entre unas y otras. Esta mejor alternativa es comprar la línea en el año 0 de evaluación (2012) y que las ampliaciones las realice Anglo American. Por el lado de la peor alternativa, sigue siendo transversal a escenarios de demanda, pero difiere entre cada caso. En el Caso N°1 y N°3 la peor alternativa es comprar en el año 20 de evaluación (año 2032), que las ampliaciones las realice Anglo American (cuando corresponda) y que la operación y mantenimiento la realice un tercero. Quiere decir que, durante los últimos 10 años de evaluación, es preferible pagar peaje y que las ampliaciones las realice un tercero, antes que comprar los activos, los mantenga un tercero y las ampliaciones las realice Anglo American. Esto puede deberse a la fecha en que se realizan las ampliaciones, que es muy cercana al límite de la evaluación. Por otro lado, en el Caso N°2, la peor alternativa corresponde a no comprar y que las ampliaciones las realice un tercero, lo cual tiene sentido de acuerdo a lo que se ha venido comentando, que mientras más instalaciones de subtransmisión se tenga (o mayor sea su valor), más ganancias se tienen.

Como se comentó, las diferencias entre las alternativas para los distintos escenarios y casos son bastante pequeñas, lo cual se debe en gran parte a lo que representa la línea en análisis, (Polpaico – Las Tórtolas 220kV) respecto del total de líneas que conforman el sistema de transmisión de la división Los Bronces.

Actualmente Anglo American paga un peaje por el uso de la línea Polpaico – Las Tórtolas, cuyo valor es privado. El peaje utilizado en esta evaluación ha sido determinado a partir de un Valor de Inversión de la línea en cuestión y de un COMA en función del VI, el cual se muestra a continuación para efectos de comparación interna:

Línea Polpaico – Las Tórtolas 220kV:

$$AVI + COMA [US\$] = 1.087.194$$

6.3.4 Resultados interconexión en S/E Santa Filomena 220kV

6.3.4.1 Ampliaciones

Al existir la posibilidad de suministro a través de la S/E La Ermita, las alternativas de cambio de conductor y repotenciamiento son factibles. El detalle de las alternativas y los costos asociados se pueden ver en el Anexo C.

En función de la demanda propia y la del tercero que se interconecta (cuando corresponda) y los crecimientos asociados a cada uno, durante el horizonte de evaluación es necesario realizar las siguientes ampliaciones para cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta:

Tabla 63. Ampliaciones por interconexión de un tercero en S/E Santa Filomena 220kV.

Ampliaciones Santa Filomena 220kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	No necesita ampliación	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2036 y nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV en el año 2039
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	25	No necesita ampliación	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2034 y nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV en el año 2039
	75	No necesita ampliación	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2029 y nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV en el año 2038

N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	No necesita ampliación	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2034 y nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV en el año 2039
	75	No necesita ampliación	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2029 y nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV en el año 2038

El porcentaje del consumo de un tercero es respecto del consumo en la S/E Santa Filomena 220kV al inicio del periodo, el cual corresponde a 19,5 [MW].

6.3.4.2 Mejor alternativa

La mejor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 64. Mejor alternativa interconexión en S/E Santa Filomena 220kV.

Mejor Alternativa Santa Filomena 220kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°4: vender en el año 20 de evaluación	N°4: vender en el año 20 de evaluación	N°4: vender en el año 20 de evaluación, ampliación por tercero
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	25	N°1: No vender	N°1: No vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
	75	N°1: No vender	N°1: No vender	N°1: No vender, ampliación por Anglo American
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	N°4: vender en el año 20 de evaluación	N°4: vender en el año 20 de evaluación	N°4: vender en el año 20 de evaluación, ampliación por tercero
	75	N°4: vender en el año 20 de evaluación	N°1: No vender	N°4: vender en el año 20 de evaluación, ampliación por tercero

En este caso, las alternativas aplican al tramo Polpaico – Santa Filomena 220kV.

6.3.4.3 Peor alternativa

Por otro lado, la peor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta corresponde a:

Peor Alternativa Santa Filomena 220kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°2: Vender	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Anglo American
N°2: Interconexión de tercero y cambio a subtransmisión	25	N°2: Vender	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Tercero
	75	N°2: Vender	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Tercero
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	N°2: Vender	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Anglo American
	75	N°2: Vender	N°2: Vender	N°2: Vender, ampliación por Anglo American

Estas alternativas, al igual que las mejores, aplican sólo a la línea Polpaico – Santa Filomena 220kV.

6.3.4.4 Beneficios

En la siguiente gráfica se pueden apreciar los beneficios para la mejor y peor alternativa, en cada escenario, caso y tamaño del consumo que se interconecta, correspondiente al valor presente neto para el periodo de 30 años.

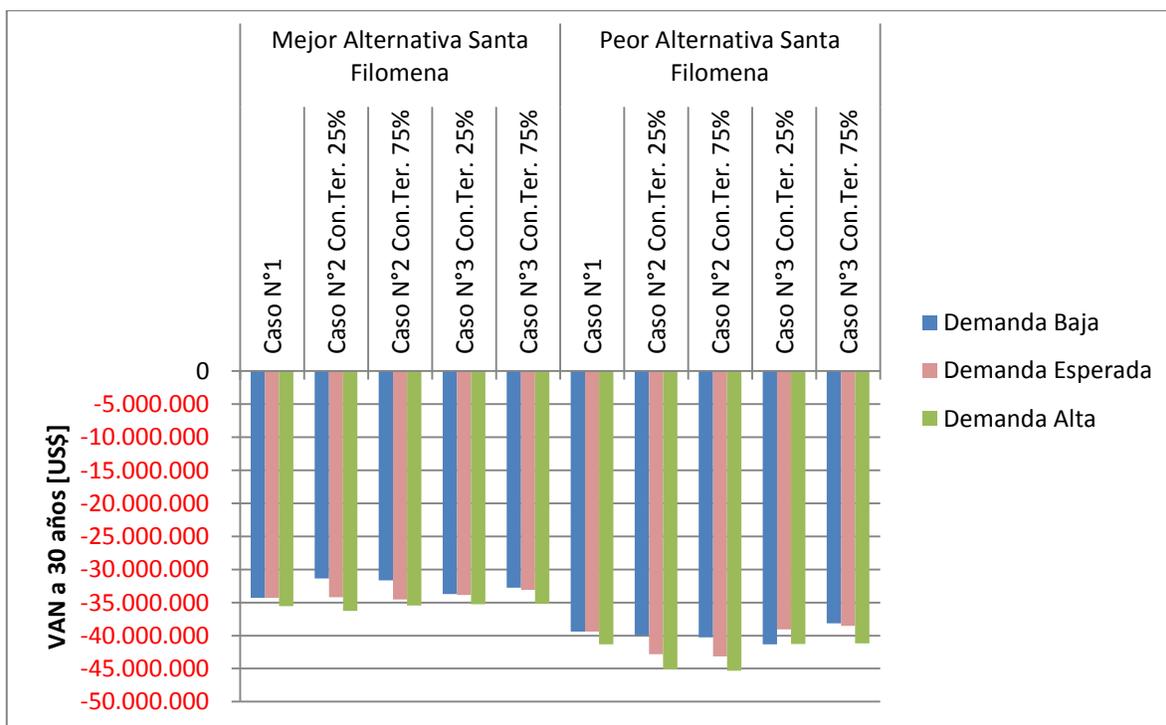


Figura 19. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Santa Filomena 220kV.

6.3.4.5 Comentarios

El detalle de los resultados se puede ver en el Anexo D.

Este caso resulta bastante peculiar, ya que se obtiene una mejor alternativa para los Casos N°1 y N°3 que no se había obtenido antes. Esta alternativa es vender la línea bajo análisis en el año 20 de evaluación y que la ampliación la realice un tercero. El hecho que sea mejor la ampliación realizada por un tercero, radica en la fecha. Pero que sea mejor vender en el año 20 a mantener la propiedad durante todo el horizonte, indica que el peaje que se debe pagar esos últimos 10 años es menor que los beneficios que trae vender el activo.

Al observar los resultados detallados, se puede apreciar que la diferencia entre todas las alternativas en general es muy pequeña y que, a diferencia de interconexiones anteriores, el Caso N°2 no presenta mayores beneficios que el Caso N°1 o N°3. Es más, en este caso lo mejor sería evitar una interconexión (si es que es posible).

6.3.5 Resultados interconexión en S/E Maitenes 220kV

6.3.5.1 Ampliaciones

Al existir la posibilidad de suministro a través de la S/E La Ermita, las alternativas de cambio de conductor y repotenciamiento son factibles. El detalle de las alternativas y los costos asociados se pueden ver en el Anexo C.

En función de la demanda propia y la del tercero que se interconecta (cuando corresponda) y los crecimientos asociados a cada uno, durante el horizonte de evaluación es necesario realizar las siguientes ampliaciones para cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta:

Tabla 65. Ampliaciones por interconexión de un tercero en S/E Maitenes 220kV.

Ampliaciones Los Maitenes 220kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	No necesita ampliación	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2036 y nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV en el año 2039
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	No necesita ampliación	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2034, nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV en el año 2038 y nueva línea Polpaico - Las Tórtolas 220kV en el año 2036
	75	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2039 y nueva línea Polpaico - Las Tórtolas 220kV en el año 2041	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2029, nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV en el año 2033 y nueva línea Polpaico - Las Tórtolas 220kV en el año 2031

En este caso, como la S/E Maitenes no tiene asociado directamente un consumo, se utiliza el consumo de la S/E Los Bronces para determinar el porcentaje del consumo de un tercero que se interconecta. El consumo de la S/E Los Bronces al inicio de la evaluación es de 53[MW].

6.3.5.2 Mejor alternativa

La mejor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 66. Mejor alternativa interconexión en S/E Maitenes 220kV.

Mejor Alternativa Los Maitenes 220kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°1: Comprar	N°1: Comprar	N°1: Comprar, ampliación por Tercero
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	N°1: Comprar	N°1: Comprar	N°1: Comprar, ampliación por Tercero
	75	N°1: Comprar	N°1: Comprar, ampliación por Tercero	N°1: Comprar, ampliación por Anglo American

En este caso, las alternativas aplican para los tramos Polpaico – Las Tórtolas 220kV y Las Tórtolas – Maitenes 220kV.

6.3.5.3 Peor alternativa

Por otro lado, la peor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta corresponde a:

Tabla 67. Peor alternativa interconexión en S/E Maitenes 220kV.

Peor Alternativa Los Maitenes 220kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta

N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación y mantenimiento por tercero	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación y mantenimiento por tercero	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación, mantenimiento por tercero y ampliación por Anglo American
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación y mantenimiento por tercero	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación y mantenimiento por tercero	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación, mantenimiento por tercero y ampliación por Anglo American
	75	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación y mantenimiento por tercero	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación, mantenimiento por tercero y ampliación por Anglo American	N°6: Comprar en el año 20 de evaluación, mantenimiento y ampliación por tercero

Estas peores alternativas aplican a los mismos tramos mencionados en la mejor alternativa, los tramos Polpaico – Las Tórtolas 220kV y Las Tórtolas – Maitenes 220kV.

6.3.5.4 Beneficios

En la siguiente gráfica se pueden apreciar los beneficios para la mejor y peor alternativa, en cada escenario, caso y tamaño del consumo que se interconecta, correspondiente al valor presente neto para el periodo de 30 años.

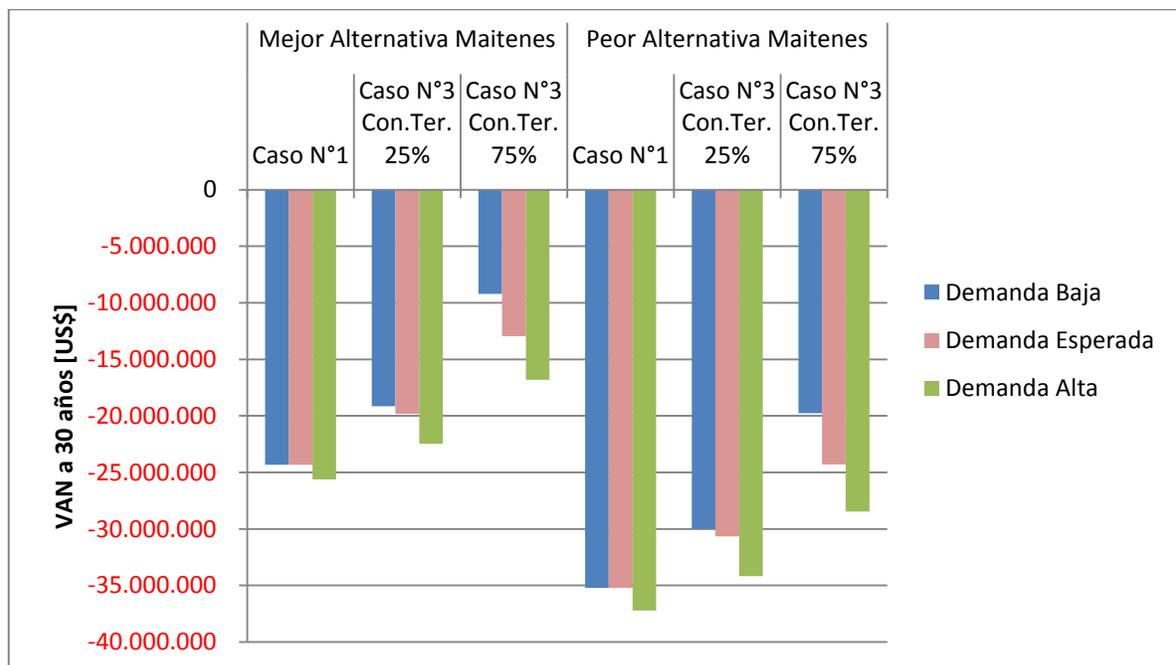


Figura 20. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Maitenes 220kV.

6.3.5.5 Comentarios

El detalle de los resultados se puede ver en el Anexo D.

Este es uno de los casos de mayor interés para Anglo American, ya que evalúa la posibilidad de obtener los dos activos que pertenecen a un tercero y que en estos momentos les produce gastos por peajes. Para poder realizar una comparación interna, a continuación se muestran los valores de peajes utilizados en la evaluación:

Línea Polpaico – Las Tórtolas 220kV:

$$AVI + COMA [US\$] = 1.087.194$$

Línea Las Tórtolas – Maitenes 220kV:

$$AVI + COMA [US\$] = 2.205.504$$

Los resultados son categóricos, la mejor alternativa es comprar estos activos ahora (año 0 de evaluación). Se hace énfasis en que sea ahora, ya que las peores alternativas corresponden a comprar en el año 20 de evaluación (aunque consideran también la operación y mantenimiento por un tercero). Al observar los resultados detallados es posible ver la gran diferencia que existe entre la alternativa de comprar en el año 0 y el resto de las alternativas (que en general son muy similares entre sí). Esta diferencia se mantiene para todos los escenarios de demanda.

Respecto a si es conveniente la interconexión de un tercero, esto es cierto bajo todos los escenarios de demanda.

6.3.6 Resultados interconexión en S/E Confluencia 220kV

6.3.6.1 Ampliaciones

Al existir la posibilidad de suministro a través de la S/E La Ermita, las alternativas de cambio de conductor y repotenciamiento son factibles. El detalle de las alternativas y los costos asociados se pueden ver en el Anexo C.

En función de la demanda propia y la del tercero que se interconecta (cuando corresponda) y los crecimientos asociados a cada uno, durante el horizonte de evaluación es necesario realizar las siguientes ampliaciones para cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta:

Tabla 68. Ampliaciones por interconexión de tercero en S/E Confluencia 220kV.

Ampliaciones Confluencia 220kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	No necesita ampliación	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2036 y nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV en el año 2039
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	No necesita ampliación	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2039 y nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV en el año 2040	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV en el año 2029 y nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV en el año 2031
	75	Nueva línea Polpaico - Santa Filomena 220kV y nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV, ambas en el año 2035	Nueva línea Polpaico - Santa Filomena 220kV y nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV, ambas en el año 2026	Nueva línea Polpaico – Santa Filomena 220kV, nueva línea Santa Filomena - Confluencia 220kV ambas en el año 2026 y nueva línea Polpaico - Las Tórtolas 220kV en el año 2040

El porcentaje del consumo de un tercero es respecto del consumo en la S/E Confluencia 220kV al inicio del periodo, el cual corresponde a 133,4 [MW] (incluyendo PHI y San Francisco).

6.3.6.2 Mejor alternativa

La mejor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 69. Mejor alternativa interconexión en S/E Confluencia 220kV.

Mejor Alternativa Confluencia 220kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°1: No vender y comprar	N°1: No vender y comprar	N°1: No vender y comprar, ampliación por tercero
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	N°1: No vender y comprar	N°1: No vender y comprar, ampliación por tercero	N°1: No vender y comprar, ampliación por Anglo American
	75	N°1: No vender y comprar, ampliación por tercero	N°1: No vender y comprar, ampliación por Anglo American	N°1: No vender y comprar, ampliación por Anglo American

En este caso, las alternativas aplican a dos líneas compuestas por los siguientes tramos: Polpaico – Las Tórtolas 220kV, Las Tórtolas – Maitenes 220kV y Maitenes – Confluencia 220kV componen la primera línea y Polpaico – Santa Filomena 220kV junto a Santa Filomena – Confluencia 220kV componen la segunda línea. Si se compra o vende depende de la propiedad inicial del tramo.

6.3.6.3 Peor alternativa

Por otro lado, la peor alternativa en cada escenario, caso y tamaño de consumo que se interconecta corresponde a:

Tabla 70. Peor alternativa interconexión en S/E Confluencia 220kV.

Peor Alternativa Confluencia 220kV				
Caso	Consumo tercero [%]	Demanda Baja	Demanda Esperada	Demanda Alta
N°1: Sin interconexión de tercero	0	N°2: Vender y no comprar	N°2: Vender y no comprar	N°2: Vender y no comprar, ampliación por Anglo American
N°3: Interconexión de tercero y sigue adicional	25	N°2: Vender y no comprar	N°2: Vender y no comprar, ampliación por Anglo American	N°2: Vender y no comprar, ampliación por Tercero
	75	N°2: Vender y no comprar, ampliación por Anglo American	N°2: Vender y no comprar, ampliación por Tercero	N°2: Vender y no comprar, ampliación por Tercero

Estas alternativas aplican a las mismas líneas descritas para la mejor alternativa.

6.3.6.4 Beneficios

En la siguiente gráfica se pueden apreciar los beneficios para la mejor y peor alternativa, en cada escenario, caso y tamaño del consumo que se interconecta, correspondiente al valor presente neto para el periodo de 30 años.

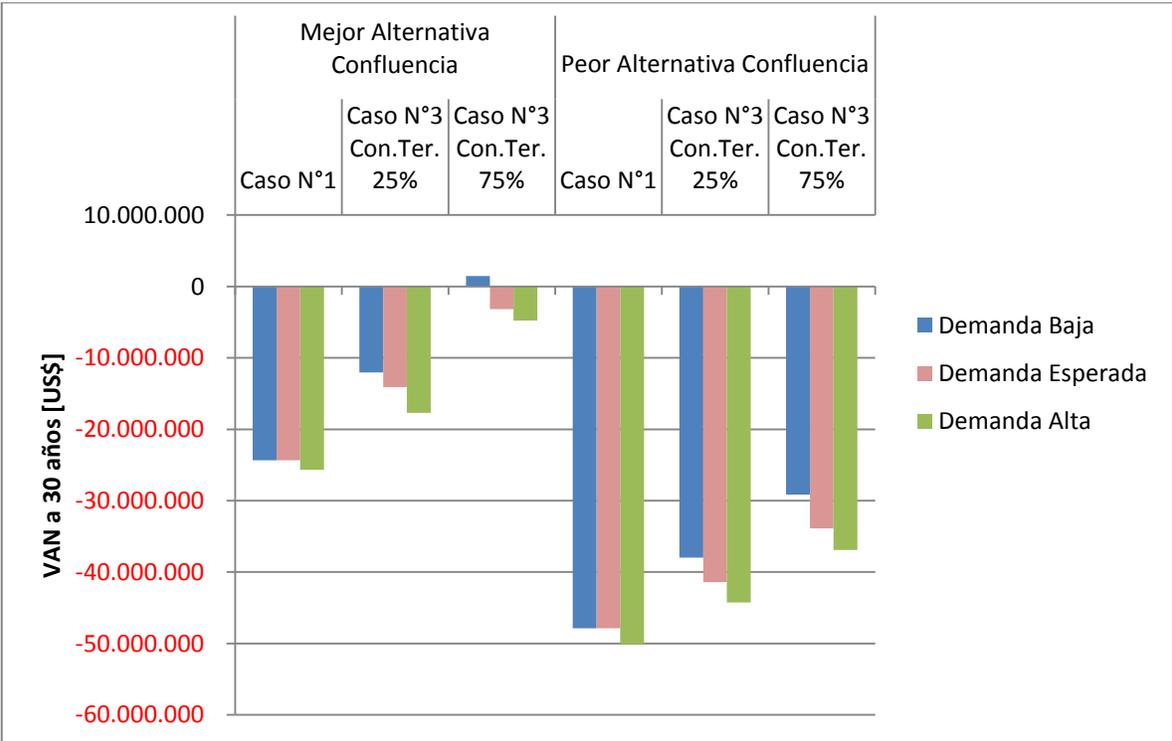


Figura 21. Beneficios mejor y peor alternativa interconexión en S/E Confluencia 220kV.

6.3.6.5 Comentarios

El detalle de los resultados se puede ver en el Anexo D.

En este caso, se analiza la totalidad de las líneas de transmisión que conforman el anillo en 220kV y nuevamente los resultados son claros. Las salvedades están en quien debe ser el responsable de las ampliaciones, hecho que se ha comentado antes y que corresponde a la fecha

en que se realizan las ampliaciones. Al observar los resultados detallados, se puede apreciar que la diferencia entre la alternativa de comprar y no vender (es decir, que todas las líneas pertenezcan a Anglo American) respecto de las otras alternativas, es aún mayor que el caso en que la interconexión ocurría en la S/E Maitenes (donde también se adquirirían todos los activos de terceros). Este efecto se debe al incremento en el prorrateo del tercero en el pago de la transmisión, por el aumento en su consumo y el uso de las líneas (respecto del caso Maitenes), lo que lleva a aumentar los beneficios (o disminuir las pérdidas).

Nuevamente, lo más conveniente es que se interconecte un tercero y que sea lo más grande posible. Sin embargo, al ser el caso en que el consumo que se interconecta es el más grande de los evaluados hasta el momento (alrededor de 100 [MW] en el caso 75%), hay que tener en cuenta la seguridad del sistema. Una interconexión de este tipo puede provocar variaciones en la tensión y/o frecuencia, cayendo fuera del rango permitido por la NTSyCS (por ejemplo, en casos de fallas en las líneas o la salida repentina de un gran bloque de demanda). Se recomienda realizar estudios sistémicos para determinar cuál es el mayor consumo aceptable, de forma tal que no comprometa la seguridad de la división.

7 CONCLUSIONES

En este trabajo se analizó la normativa vigente y proyectada en lo que a transmisión adicional se refiere. Como la clasificación de los sistemas de transmisión (y en consecuencia la aparición de la transmisión adicional) es relativamente nueva, ya que se introdujo con la Ley 19.940 (o Ley Corta I) en el año 2004, se ha generado desde entonces una escasez de regulación que ha sido suplida en parte por el DS N°327 (Reglamento eléctrico). Sin embargo, con la ausencia de reglamentos apropiados se generan vacíos legales que favorecen a los que tienen mayor poder de negociación, y que se ven manifiestos en, por ejemplo, cobros excesivos por peajes o no permitiendo el acceso abierto cuando corresponde.

En lo que al acceso abierto se refiere, la normativa vigente es bastante clara salvo en un aspecto clave: la capacidad técnica disponible. La LGSE establece que el acceso abierto en la transmisión adicional se debe otorgar mientras exista capacidad técnica disponible, la cual debe ser determinada de acuerdo a lo que se establece en el reglamento. Sin embargo, en el reglamento no

se menciona nada al respecto (DS N°327). Al no existir un procedimiento o reglamento que determine cómo calcular esta capacidad, un propietario de transmisión adicional puede declarar que no tiene capacidad técnica disponible, obligando al interesado en interconectarse a realizar una ampliación que puede llegar a ser imposible de hacer, por no ser rentable para él.

Por otra parte, respecto a las responsabilidades en las ampliaciones, la normativa vigente no es clara en establecerlas para cada tipo de transmisión. Sí las establece en el caso de servidumbres de paso, pero nuevamente sin hacer distinciones entre tipos de transmisión.

Respecto a la remuneración, la ley establece que el peaje a que da derecho el transporte de energía por sistemas de transmisión adicional, se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación y mantenimiento, más los costos de administración, conforme se disponga en el reglamento. Nuevamente, en el reglamento actual no hay nada al respecto.

Situaciones como las anteriores son las que el nuevo proyecto de Reglamento de Transmisión Adicional trata de eliminar o aclarar. Este proyecto está actualmente en poder de la CNE y aún no ha sido enviado a la Contraloría General de la República, ya que se está a la espera de la promulgación del reglamento de Servicios Complementarios. Dentro de lo nuevo que ofrece este proyecto de reglamento está la definición de un tramo adicional, el cual está constituido por extremos (que incluyen desde interruptores hasta los elementos comunes de patio de una subestación), líneas y/o transformadores. También se destaca la definición de capacidad técnica disponible, la cual corresponde al 90% de la capacidad máxima de la línea. Además, se menciona qué se debe considerar para determinarla dentro de un estudio realizado anualmente por el CDEC, como horizonte de evaluación (10 años), potencia contratada, uso esperado del sistema, proyectos de generación y aumentos de demanda, ampliaciones programadas dentro del horizonte, entre otras. También, especifica un poco más cómo se debe remunerar y establece responsabilidades en interconexiones y ampliaciones, haciendo diferencias en el tipo de transmisión involucrada.

A pesar de todas las nuevas incorporaciones y aclaraciones de este proyecto de reglamento, y luego de la evaluación realizada, se pueden hacer algunas observaciones. Estas son:

- Al establecer la capacidad técnica disponible como el 90% de la capacidad máxima de una línea, no da cabida a la existencia de criterio n-1 en transmisión adicional, el cual es parte de los criterios de diseño en muchas empresas mineras, lo que tiene una incidencia directa en la seguridad de un sistema. En el caso particular de Anglo American, se ve directamente afectada por esta situación, debido a que las interrupciones en el suministro significa mucho dinero por no producción. Entendiendo que lo que se busca con esta definición es un uso óptimo de las instalaciones, también se debe entender que la esencia de una línea de transmisión adicional es el abastecimiento o medio de inyección para unos pocos (o sólo uno), por lo que debiese haber cabida para establecer un criterio n-1 si es que un particular lo desease. La forma de implementar esto podría ser considerando como capacidad máxima de un tramo sólo la de una de sus líneas y sobre esa capacidad aplicar el criterio del 90%. Adicionalmente, se puede establecer que el usuario que se interconecta elija si desea tener criterio n-1 o no. En caso que no quiera, sólo debiera pagar peaje por una línea y en caso de falla se implementa algún sistema de EDAC para no afectar al consumo que sí tiene criterio n-1. Por el contrario, si desea tener la redundancia, debiera pagar por la totalidad de las instalaciones. De esta forma, ambas partes se ven beneficiadas.
- Al momento de una interconexión de un tercero, no se refiere al aumento en las pérdidas por concepto de energía que ocasiona al o los usuarios que ya hacen uso de una línea adicional. No se menciona si existirá algún procedimiento por parte de los CDEC para el prorrateo de estas pérdidas, cómo deben prorratearse o si serán de cargo del nuevo usuario.
- Respecto al Valor de Inversión en transmisión adicional dice que debe ser realizada por los propietarios, respaldando dicha valorización con la entrega de los antecedentes utilizados. Sin embargo, no señala una metodología para realizar la valorización (como se hace en las bases técnicas de los estudios de transmisión troncal y de subtransmisión) y tampoco señala si el CDEC dispondrá de algún procedimiento para ello. Pensando en los casos que no existan antecedentes para respaldar la valorización, se puede volver a las prácticas de sobrevalorar los activos, por lo que debiese existir un procedimiento o al menos establecer

los ítems que componen el Valor de Inversión, tratando de homogenizar respecto de los valores obtenidos para la transmisión troncal y subtransmisión.

- Si bien señala las responsabilidades en las ampliaciones al momento de una interconexión, no menciona nada respecto al uso compartido de líneas adicionales. Por ejemplo, si existen dos o más usuarios y uno de ellos es el dueño de la línea, no menciona quien debe hacerse responsable por la ampliación que requiera la línea, producto del aumento en los consumos. Debido al uso compartido, no se puede apuntar a uno u otro consumo como responsable por la falta de capacidad en la línea (a menos que sea evidente el aumento, como un escalón de demanda). En ese caso, ¿debiese ser responsable de la ampliación el dueño de la línea o el usuario mayoritario? Y los costos de ésta, ¿debiesen prorratearse de acuerdo al uso o los asume íntegramente el responsable? Esto debe ser aclarado, para que no sigan existiendo vacíos como los que hay en la actualidad.

Gracias al estudio que se hizo de la normativa y la evaluación que se realizó para las distintas divisiones de Anglo American, se logró llegar a estas observaciones. Respecto a la evaluación misma, los resultados obtenidos en general fueron bastante categóricos. La mejor alternativa en los casos que las líneas pertenecían desde un comienzo a Anglo American, es mantener la propiedad de ellas y en el caso contrario, en que las líneas pertenecían desde un comienzo a un tercero, la mejor opción es comprarlas lo antes posible. En cuanto a la peor alternativa no hubo tanta homogeneidad, pero si hubo una tendencia. La peor alternativa en el caso de ser propietario es vender al inicio del periodo, mientras que en los casos que las líneas eran de terceros, lo peor es comprarlas en el año 20 de evaluación (2033) y que la operación y mantenimiento la realice un tercero. Cabe señalar que la mejor y peor alternativa están pensadas en el largo plazo, es decir, con un horizonte de 30 años. Para los horizontes de 10 y 20 años, las mejores alternativas son vender en el año 10 y 20 respectivamente. Por el lado de las ampliaciones, independiente de lo que la normativa diga al respecto, la mejor opción en los casos que hay interconexión, es que las realice Anglo American, siempre y cuando se tenga un horizonte de al menos 10 años por delante, para poder obtener beneficios.

Respecto a la conveniencia de que exista interconexión de un tercero o no, depende del tipo de transmisión que se haga uso, pero en términos generales depende de la cantidad de activos que

utilice el nuevo consumo. Mientras más activos, más peaje paga. Sin embargo, hay otros factores que tienen mayor incidencia en el beneficio en cada caso.

En el caso que sean líneas de subtransmisión, el factor principal es el valor de los activos, ya que mientras mayor sea éste, mas grande es el FDI dentro del subsistema de subtransmisión al cual pertenezca, y en consecuencia, mayores serán los beneficios. Además, mientras menor sea el consumo propio, menor será el pago que debe realizar Anglo American por concepto de subtransmisión (recordando que independiente de ser dueño de la instalación de subtransmisión, debe realizar un pago por el uso). Por otro lado, existe mucha dependencia de valores del mercado o agentes externos, como por ejemplo los precios de nudo en las barras troncales y el aumento de instalaciones de subtransmisión dentro del subsistema al que pertenezca. El primer factor aumenta los pagos y el segundo disminuye el FDI, por lo que disminuyen los ingresos. En este sentido, la variabilidad que presenta tener activos de subtransmisión es muy alta y está condicionada por efectos externos. Además es necesario tener en consideración, que al poseer activos de subtransmisión, es probable que Anglo American deba generar un nuevo giro como empresa eléctrica, hecho que no debiese tener mayores costos, pero que debe ser analizado desde el punto de vista tributario y legal.

En el caso que sean líneas de transmisión adicional, el factor principal es el tamaño de los consumos que se interconecten. Mientras más grandes sean estos en relación al consumo propio de Anglo American, mayor es el prorrateo que le corresponde al tercero y, en definitiva, mayor es el pago que debe realizar por concepto de peajes. A diferencia del caso en que las líneas son de subtransmisión, las líneas adicionales no dependen de factores de mercado o agentes externos, solo de su valorización, la que es realizada por el mismo dueño. En ese sentido, la única variabilidad presente en tener activos de transmisión adicional, radica en la magnitud de los consumos propios y del que se interconecta.

Sea cual sea el caso que se presente, en ambos existen limitaciones de seguridad, dados principalmente por el tamaño del consumo que se interconecta. Mientras más grande sea éste, mas posibilidades hay que se presenten inestabilidades en frecuencia y/o tensión. Para evitar esto último, se recomienda hacer estudios sistémicos, con el fin de determinar cuál es el tamaño

máximo de consumo que se puede interconectar en cada división, sin alterar mayormente la seguridad del sistema.

Dependiendo de la situación particular que se presente, se obtendrán distintos beneficios o pérdidas, pero lo que sí es claro y transversal a todo escenario, tipo de transmisión y consumo, es que siempre es mejor ser dueño de activos de transmisión. Incluso en proyectos nuevos, ya que como se vio en uno de los casos de estudios, en que no existían ampliaciones ni interconexiones, al cabo de 10 años de pago de peaje por un activo se costea el valor total de la línea y un poco más.

Finalmente, señalar que este trabajo puede servir como referencia para el resto de los clientes libres que son usuarios o dueños de líneas de transmisión adicional, para efectos de ver las vulnerabilidades y oportunidades en este sector de la transmisión. Adicionalmente en el futuro, se puede estudiar la incidencia del nuevo proyecto de ley de carretera eléctrica, en el cual nuevas líneas que actualmente son calificadas como adicionales, pueden llegar a ser troncales (dependiendo de los consumos y generadores que interconecten y si es un grupo importante), lo que podría generar nuevos beneficios o riesgos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Hermansen y F. A. Leo., EM736 Análisis Técnico Económico del Sector Eléctrico en Chile, 2011.
- [2] Decreto con Fuerza de Ley N°4, Ley General de Servicios Eléctricos, 2007.
- [3] Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicios (NTSyCS), 2009.
- [4] Decreto Supremo N°61, Definición instalaciones del sistema de transmisión troncal, 2010.
- [5] Decreto Exento N°134, que modifica Decreto Exento N°121, Calificación de Instalaciones del Sistema de Subtransmisión., 2010.
- [6] Ley 19.940, Ley Corta I, 2004.
- [7] Decreto Supremo N°327, Reglamento Eléctrico, 1998.
- [8] «Proyecto de Reglamento para Sistemas de Transmisión,» [En línea]. Available: https://www.cdec-sic.cl/contenido_es.php?categoria_id=2&contenido_id=000065.
- [9] Procedimientos DO, Requisitos mínimos de instalaciones que se interconectan al SIC/SING., 2010.
- [10] Resolución Exenta N°605, Bases definitivas para estudio de Transmisión Troncal, 2005.
- [11] Resolución Exenta N°75, Bases definitivas para estudio de Subtransmisión, 2010.
- [12] Decreto Supremo N°320, Fija tarifas de subtransmisión, 2008.
- [13] «Anglo American Chile,» [En línea]. Available: <http://www.angloamerican-chile.cl/>.
- [14] «Comisión Nacional de Energía,» [En línea]. Available: www.cne.cl.
- [15] «Estudios de Subtransmisión periodo 2011-2014,» [En línea]. Available: <http://www.cne.cl/tarifacion/electricidad/proceso-de-tarifacion-de-subtransmision/498-estudios-presentados>.

- [16] «Estudio de Transmisión Troncal,» [En línea]. Available:
<http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/proceso-de-tarificacion-troncal/470-informes>.
- [17] «Centro de Despacho Económico de Carga del SIC,» [En línea]. Available: www.cdec-sic.cl.
- [18] «Centro de Despacho Económico de Carga del SING,» [En línea]. Available: www.cdec-sing.cl.
- [19] Información proporcionada por Anglo American, 2012.

ANEXOS

Anexo A: Demanda proyectada divisiones Anglo American

Demanda proyectada división Mantoverde

Manto Verde 110kV									
Año	Demanda Esperada			Demanda Baja			Demanda Alta		
	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]
2011	173.851	19,8	22,6	173.851	19,8	22,6	173.851	19,8	22,6
2012	177.328	20,2	23,1	177.328	20,2	23,1	177.328	20,2	23,1
2013	180.875	20,6	23,5	180.875	20,6	23,5	180.875	20,6	23,5
2014	184.492	21,1	24,0	184.492	21,1	24,0	184.492	21,1	24,0
2015	188.182	21,5	24,5	188.182	21,5	24,5	188.182	21,5	24,5
2016	191.946	21,9	25,0	191.946	21,9	25,0	191.946	21,9	25,0
2017	195.784	22,3	25,5	195.784	22,3	25,5	280.000	32,0	36,4
2018	280.000	32,0	36,4	0	0,0	0,0	285.600	32,6	37,2
2019	285.600	32,6	37,2	0	0,0	0,0	291.312	33,3	37,9
2020	291.312	33,3	37,9	0	0,0	0,0	297.138	33,9	38,7
2021	297.138	33,9	38,7	0	0,0	0,0	303.081	34,6	39,5
2022	303.081	34,6	39,5	0	0,0	0,0	309.143	35,3	40,2
2023	309.143	35,3	40,2	0	0,0	0,0	315.325	36,0	41,0
2024	315.325	36,0	41,0	0	0,0	0,0	321.632	36,7	41,9
2025	321.632	36,7	41,9	0	0,0	0,0	328.065	37,5	42,7
2026	328.065	37,5	42,7	0	0,0	0,0	334.626	38,2	43,6
2027	334.626	38,2	43,6	0	0,0	0,0	341.318	39,0	44,4
2028	341.318	39,0	44,4	0	0,0	0,0	348.145	39,7	45,3
2029	348.145	39,7	45,3	0	0,0	0,0	355.108	40,5	46,2
2030	355.108	40,5	46,2	0	0,0	0,0	362.210	41,3	47,1
2031	362.210	41,3	47,1	0	0,0	0,0	369.454	42,2	48,1
2032	369.454	42,2	48,1	0	0,0	0,0	376.843	43,0	49,1
2033	376.843	43,0	49,1	0	0,0	0,0	469.733	53,6	61,1
2034	384.380	43,9	50,0	0	0,0	0,0	479.127	54,7	62,4
2035	392.068	44,8	51,0	0	0,0	0,0	488.710	55,8	63,6
2036	399.909	45,7	52,1	0	0,0	0,0	498.484	56,9	64,9
2037	407.907	46,6	53,1	0	0,0	0,0	508.454	58,0	66,2
2038	416.065	47,5	54,2	0	0,0	0,0	518.623	59,2	67,5
2039	424.387	48,4	55,2	0	0,0	0,0	528.995	60,4	68,9
2040	432.874	49,4	56,3	0	0,0	0,0	539.575	61,6	70,2

2041	441.532	50,4	57,5	0	0,0	0,0	550.367	62,8	71,6
2042	450.362	51,4	58,6	0	0,0	0,0	561.374	64,1	73,1

Bombas N°2 110kV									
Año	Demanda Esperada			Demanda Baja			Demanda Alta		
	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]
2011	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
2012	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
2013	6.323	0,7	0,8	6.323	0,7	0,8	6.323	0,7	0,8
2014	6.323	0,7	0,8	6.323	0,7	0,8	6.323	0,7	0,8
2015	6.323	0,7	0,8	6.323	0,7	0,8	6.323	0,7	0,8
2016	6.323	0,7	0,8	6.323	0,7	0,8	6.323	0,7	0,8
2017	6.324	0,7	0,8	6.323	0,7	0,8	6.324	0,7	0,8
2018	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2019	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2020	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2021	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2022	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2023	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2024	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2025	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2026	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2027	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2028	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2029	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2030	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2031	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2032	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	13.902	1,6	1,8
2033	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	21.481	2,5	2,8
2034	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	21.481	2,5	2,8
2035	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	21.481	2,5	2,8
2036	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	21.481	2,5	2,8
2037	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	21.481	2,5	2,8
2038	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	21.481	2,5	2,8
2039	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	21.481	2,5	2,8
2040	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	21.481	2,5	2,8
2041	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	21.481	2,5	2,8
2042	13.902	1,6	1,8	0	0,0	0,0	21.481	2,5	2,8

Planta Desaladora 110kV

Año	Demanda Esperada			Demanda Baja			Demanda Alta		
	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]
2011	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
2012	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
2013	19.957	2,3	2,6	19.957	2,3	2,6	19.957	2,3	2,6
2014	19.957	2,3	2,6	19.957	2,3	2,6	19.957	2,3	2,6
2015	19.957	2,3	2,6	19.957	2,3	2,6	19.957	2,3	2,6
2016	19.957	2,3	2,6	19.957	2,3	2,6	19.957	2,3	2,6
2017	19.958	2,3	2,6	19.957	2,3	2,6	19.958	2,3	2,6
2018	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2019	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2020	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2021	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2022	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2023	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2024	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2025	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2026	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2027	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2028	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2029	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2030	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2031	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2032	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	35.429	4,0	4,6
2033	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	50.901	5,8	6,6
2034	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	50.901	5,8	6,6
2035	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	50.901	5,8	6,6
2036	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	50.901	5,8	6,6
2037	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	50.901	5,8	6,6
2038	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	50.901	5,8	6,6
2039	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	50.901	5,8	6,6
2040	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	50.901	5,8	6,6
2041	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	50.901	5,8	6,6
2042	35.429	4,0	4,6	0	0,0	0,0	50.901	5,8	6,6

Demanda proyectada división El Soldado

Año	Demanda Esperada	Demanda Baja	Demanda Alta
------------	-------------------------	---------------------	---------------------

	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]
2011	263.132	30,0	34,3	263.132	30,0	34,3	263.132	30,0	34,3
2012	263.132	30,0	34,3	263.132	30,0	34,3	263.132	30,0	34,3
2013	263.132	30,0	34,3	263.132	30,0	34,3	263.132	30,0	34,3
2014	263.132	30,0	34,3	263.132	30,0	34,3	333.212	38,0	43,4
2015	263.132	30,0	34,3	263.132	30,0	34,3	333.212	38,0	43,4
2016	263.132	30,0	34,3	263.132	30,0	34,3	333.212	38,0	43,4
2017	263.132	30,0	34,3	263.132	30,0	34,3	333.212	38,0	43,4
2018	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2019	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2020	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2021	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2022	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2023	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2024	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2025	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2026	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2027	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2028	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2029	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2030	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2031	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2032	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2033	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2034	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2035	362.225	41,3	47,1	287.764	32,8	37,5	432.305	49,3	56,3
2036	369.472	42,2	48,1	287.764	32,8	37,5	439.552	50,2	57,2
2037	369.472	42,2	48,1	287.764	32,8	37,5	439.552	50,2	57,2
2038	369.472	42,2	48,1	287.764	32,8	37,5	439.552	50,2	57,2
2039	369.472	42,2	48,1	287.764	32,8	37,5	439.552	50,2	57,2
2040	369.472	42,2	48,1	287.764	32,8	37,5	439.552	50,2	57,2
2041	369.472	42,2	48,1	287.764	32,8	37,5	439.552	50,2	57,2
2042	369.472	42,2	48,1	287.764	32,8	37,5	439.552	50,2	57,2
2043	369.472	42,2	48,1	287.764	32,8	37,5	439.552	50,2	57,2

Demanda proyectada división Los Bronces

Consumo Total División Los Bronces			
Año	Demanda Esperada	Demanda Baja	Demanda Alta

	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]
2011	1.850.536	211,2	240,9	1.850.536	211,2	240,9	1.850.536	211,2	240,9
2012	1.943.063	221,8	252,9	1.943.063	221,8	252,9	1.943.063	221,8	252,9
2013	1.981.924	226,2	258,0	1.952.778	222,9	254,2	1.981.924	226,2	258,0
2014	2.021.563	230,8	263,1	1.962.542	224,0	255,5	2.021.563	230,8	263,1
2015	2.061.994	235,4	268,4	1.972.355	225,2	256,7	2.061.994	235,4	268,4
2016	2.103.234	240,1	273,8	1.982.217	226,3	258,0	2.103.234	240,1	273,8
2017	2.145.299	244,9	279,2	1.992.128	227,4	259,3	2.145.299	244,9	279,2
2018	2.188.204	249,8	284,8	2.002.088	228,5	260,6	2.188.204	249,8	284,8
2019	2.231.969	254,8	290,5	2.012.099	229,7	261,9	2.231.969	254,8	290,5
2020	2.276.608	259,9	296,3	2.022.159	230,8	263,2	2.276.608	259,9	296,3
2021	2.322.140	265,1	302,3	2.032.270	232,0	264,5	2.322.140	265,1	302,3
2022	2.368.583	270,4	308,3	2.042.431	233,2	265,9	2.368.583	270,4	308,3
2023	2.415.955	275,8	314,5	2.052.644	234,3	267,2	2.415.955	275,8	314,5
2024	2.464.274	281,3	320,8	2.062.907	235,5	268,5	2.464.274	281,3	320,8
2025	2.513.559	286,9	327,2	2.073.221	236,7	269,9	2.513.559	286,9	327,2
2026	2.563.830	292,7	333,7	2.083.587	237,9	271,2	2.563.830	292,7	333,7
2027	2.615.107	298,5	340,4	2.094.005	239,0	272,6	3.491.107	398,5	454,4
2028	2.667.409	304,5	347,2	2.104.475	240,2	273,9	3.560.929	406,5	463,5
2029	2.720.757	310,6	354,1	2.114.998	241,4	275,3	3.632.148	414,6	472,8
2030	2.775.172	316,8	361,2	2.125.573	242,6	276,7	3.704.791	422,9	482,2
2031	2.830.676	323,1	368,5	2.136.201	243,9	278,1	3.778.886	431,4	491,9
2032	2.887.289	329,6	375,8	2.146.882	245,1	279,5	3.854.464	440,0	501,7
2033	2.945.035	336,2	383,3	2.157.616	246,3	280,8	3.931.553	448,8	511,8
2034	3.003.936	342,9	391,0	2.168.404	247,5	282,3	4.010.184	457,8	522,0
2035	3.064.015	349,8	398,8	2.179.246	248,8	283,7	4.090.388	466,9	532,4
2036	3.125.295	356,8	406,8	2.190.142	250,0	285,1	4.172.196	476,3	543,1
2037	3.187.801	363,9	414,9	2.201.093	251,3	286,5	4.255.640	485,8	553,9
2038	3.251.557	371,2	423,2	2.212.099	252,5	287,9	4.340.753	495,5	565,0
2039	3.316.588	378,6	431,7	2.223.159	253,8	289,4	4.427.568	505,4	576,3
2040	3.382.920	386,2	440,3	2.234.275	255,1	290,8	4.516.119	515,5	587,8
2041	3.450.578	393,9	449,1	2.245.446	256,3	292,3	4.606.441	525,8	599,6
2042	3.519.590	401,8	458,1	2.256.673	257,6	293,7	4.698.570	536,4	611,6
2043	3.589.981	409,8	467,3	2.267.957	258,9	295,2	4.792.542	547,1	623,8

Las Tórtolas 220kV									
Año	Demanda Esperada			Demanda Baja			Demanda Alta		
	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]
2011	344.323	39,3	44,8	344.323	39,3	44,8	344.323	39,3	44,8

2012	361.539	41,3	47,1	361.539	41,3	47,1	361.539	41,3	47,1
2013	368.770	42,1	48,0	363.347	41,5	47,3	368.770	42,1	48,0
2014	376.146	42,9	49,0	365.164	41,7	47,5	376.146	42,9	49,0
2015	383.668	43,8	49,9	366.990	41,9	47,8	383.668	43,8	49,9
2016	391.342	44,7	50,9	368.825	42,1	48,0	391.342	44,7	50,9
2017	399.169	45,6	52,0	370.669	42,3	48,2	399.169	45,6	52,0
2018	407.152	46,5	53,0	372.522	42,5	48,5	407.152	46,5	53,0
2019	415.295	47,4	54,1	374.385	42,7	48,7	415.295	47,4	54,1
2020	423.601	48,4	55,1	376.257	43,0	49,0	423.601	48,4	55,1
2021	432.073	49,3	56,2	378.138	43,2	49,2	432.073	49,3	56,2
2022	440.715	50,3	57,4	380.029	43,4	49,5	440.715	50,3	57,4
2023	449.529	51,3	58,5	381.929	43,6	49,7	449.529	51,3	58,5
2024	458.519	52,3	59,7	383.838	43,8	50,0	458.519	52,3	59,7
2025	467.690	53,4	60,9	385.758	44,0	50,2	467.690	53,4	60,9
2026	477.044	54,5	62,1	387.686	44,3	50,5	477.044	54,5	62,1
2027	486.584	55,5	63,3	389.625	44,5	50,7	649.579	74,2	84,6
2028	496.316	56,7	64,6	391.573	44,7	51,0	662.570	75,6	86,2
2029	506.242	57,8	65,9	393.531	44,9	51,2	675.822	77,1	88,0
2030	516.367	58,9	67,2	395.498	45,1	51,5	689.338	78,7	89,7
2031	526.695	60,1	68,6	397.476	45,4	51,7	703.125	80,3	91,5
2032	537.229	61,3	69,9	399.463	45,6	52,0	717.188	81,9	93,4
2033	547.973	62,6	71,3	401.461	45,8	52,3	731.531	83,5	95,2
2034	558.933	63,8	72,8	403.468	46,1	52,5	746.162	85,2	97,1
2035	570.111	65,1	74,2	405.485	46,3	52,8	761.085	86,9	99,1
2036	581.513	66,4	75,7	407.513	46,5	53,0	776.307	88,6	101,0
2037	593.144	67,7	77,2	409.550	46,8	53,3	791.833	90,4	103,1
2038	605.007	69,1	78,8	411.598	47,0	53,6	807.670	92,2	105,1
2039	617.107	70,4	80,3	413.656	47,2	53,8	823.823	94,0	107,2
2040	629.449	71,9	81,9	415.724	47,5	54,1	840.300	95,9	109,4
2041	642.038	73,3	83,6	417.803	47,7	54,4	857.106	97,8	111,6
2042	654.879	74,8	85,2	419.892	47,9	54,7	874.248	99,8	113,8
2043	667.976	76,3	86,9	421.991	48,2	54,9	891.733	101,8	116,1

Santa Filomena 220kV									
Año	Demanda Esperada			Demanda Baja			Demanda Alta		
	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]
2011	142.749	16,3	18,6	142.749	16,3	18,6	142.749	16,3	18,6
2012	149.886	17,1	19,5	149.886	17,1	19,5	149.886	17,1	19,5
2013	152.884	17,5	19,9	150.635	17,2	19,6	152.884	17,5	19,9
2014	155.941	17,8	20,3	151.389	17,3	19,7	155.941	17,8	20,3
2015	159.060	18,2	20,7	152.146	17,4	19,8	159.060	18,2	20,7

2016	162.241	18,5	21,1	152.906	17,5	19,9	162.241	18,5	21,1
2017	165.486	18,9	21,5	153.671	17,5	20,0	165.486	18,9	21,5
2018	168.796	19,3	22,0	154.439	17,6	20,1	168.796	19,3	22,0
2019	172.172	19,7	22,4	155.211	17,7	20,2	172.172	19,7	22,4
2020	175.615	20,0	22,9	155.987	17,8	20,3	175.615	20,0	22,9
2021	179.128	20,4	23,3	156.767	17,9	20,4	179.128	20,4	23,3
2022	182.710	20,9	23,8	157.551	18,0	20,5	182.710	20,9	23,8
2023	186.364	21,3	24,3	158.339	18,1	20,6	186.364	21,3	24,3
2024	190.092	21,7	24,7	159.131	18,2	20,7	190.092	21,7	24,7
2025	193.893	22,1	25,2	159.926	18,3	20,8	193.893	22,1	25,2
2026	197.771	22,6	25,7	160.726	18,3	20,9	197.771	22,6	25,7
2027	201.727	23,0	26,3	161.530	18,4	21,0	269.301	30,7	35,1
2028	205.761	23,5	26,8	162.337	18,5	21,1	274.687	31,4	35,8
2029	209.877	24,0	27,3	163.149	18,6	21,2	280.180	32,0	36,5
2030	214.074	24,4	27,9	163.965	18,7	21,3	285.784	32,6	37,2
2031	218.356	24,9	28,4	164.784	18,8	21,4	291.500	33,3	37,9
2032	222.723	25,4	29,0	165.608	18,9	21,6	297.330	33,9	38,7
2033	227.177	25,9	29,6	166.436	19,0	21,7	303.276	34,6	39,5
2034	231.721	26,5	30,2	167.269	19,1	21,8	309.342	35,3	40,3
2035	236.355	27,0	30,8	168.105	19,2	21,9	315.529	36,0	41,1
2036	241.082	27,5	31,4	168.945	19,3	22,0	321.839	36,7	41,9
2037	245.904	28,1	32,0	169.790	19,4	22,1	328.276	37,5	42,7
2038	250.822	28,6	32,6	170.639	19,5	22,2	334.841	38,2	43,6
2039	255.838	29,2	33,3	171.492	19,6	22,3	341.538	39,0	44,5
2040	260.955	29,8	34,0	172.350	19,7	22,4	348.369	39,8	45,3
2041	266.174	30,4	34,6	173.212	19,8	22,5	355.336	40,6	46,3
2042	271.498	31,0	35,3	174.078	19,9	22,7	362.443	41,4	47,2
2043	276.928	31,6	36,0	174.948	20,0	22,8	369.692	42,2	48,1

Confluencia 220kV (Incluye consumo de San Francisco y PHI)									
Año	Demanda Esperada			Demanda Baja			Demanda Alta		
	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]
2011	975.900	111,4	127,0	975.900	111,4	127,0	975.900	111,4	127,0
2012	1.024.695	117,0	133,4	1.024.695	117,0	133,4	1.024.695	117,0	133,4
2013	1.045.188	119,3	136,0	1.029.818	117,6	134,0	1.045.188	119,3	136,0
2014	1.066.092	121,7	138,8	1.034.967	118,1	134,7	1.066.092	121,7	138,8
2015	1.087.414	124,1	141,5	1.040.142	118,7	135,4	1.087.414	124,1	141,5
2016	1.109.162	126,6	144,4	1.045.343	119,3	136,1	1.109.162	126,6	144,4
2017	1.131.346	129,1	147,3	1.050.569	119,9	136,7	1.131.346	129,1	147,3
2018	1.153.972	131,7	150,2	1.055.822	120,5	137,4	1.153.972	131,7	150,2
2019	1.177.052	134,4	153,2	1.061.101	121,1	138,1	1.177.052	134,4	153,2

2020	1.200.593	137,1	156,3	1.066.407	121,7	138,8	1.200.593	137,1	156,3
2021	1.224.605	139,8	159,4	1.071.739	122,3	139,5	1.224.605	139,8	159,4
2022	1.249.097	142,6	162,6	1.077.098	123,0	140,2	1.249.097	142,6	162,6
2023	1.274.079	145,4	165,8	1.082.483	123,6	140,9	1.274.079	145,4	165,8
2024	1.299.560	148,4	169,2	1.087.895	124,2	141,6	1.299.560	148,4	169,2
2025	1.325.552	151,3	172,5	1.093.335	124,8	142,3	1.325.552	151,3	172,5
2026	1.352.063	154,3	176,0	1.098.802	125,4	143,0	1.352.063	154,3	176,0
2027	1.379.104	157,4	179,5	1.104.296	126,1	143,7	1.841.072	210,2	239,6
2028	1.406.686	160,6	183,1	1.109.817	126,7	144,5	1.877.893	214,4	244,4
2029	1.434.820	163,8	186,8	1.115.366	127,3	145,2	1.915.451	218,7	249,3
2030	1.463.516	167,1	190,5	1.120.943	128,0	145,9	1.953.760	223,0	254,3
2031	1.492.786	170,4	194,3	1.126.548	128,6	146,6	1.992.835	227,5	259,4
2032	1.522.642	173,8	198,2	1.132.180	129,2	147,4	2.032.692	232,0	264,6
2033	1.553.095	177,3	202,2	1.137.841	129,9	148,1	2.073.346	236,7	269,9
2034	1.584.157	180,8	206,2	1.143.531	130,5	148,8	2.114.813	241,4	275,3
2035	1.615.840	184,5	210,3	1.149.248	131,2	149,6	2.157.109	246,2	280,8
2036	1.648.157	188,1	214,5	1.154.994	131,8	150,3	2.200.251	251,2	286,4
2037	1.681.120	191,9	218,8	1.160.769	132,5	151,1	2.244.256	256,2	292,1
2038	1.714.742	195,7	223,2	1.166.573	133,2	151,8	2.289.141	261,3	298,0
2039	1.749.037	199,7	227,7	1.172.406	133,8	152,6	2.334.924	266,5	303,9
2040	1.784.018	203,7	232,2	1.178.268	134,5	153,4	2.381.622	271,9	310,0
2041	1.819.698	207,7	236,9	1.184.160	135,2	154,1	2.429.255	277,3	316,2
2042	1.856.092	211,9	241,6	1.190.080	135,9	154,9	2.477.840	282,9	322,5
2043	1.893.214	216,1	246,4	1.196.031	136,5	155,7	2.527.397	288,5	329,0

Los Bronces 66kV									
Año	Demanda Esperada			Demanda Baja			Demanda Alta		
	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]	Energía [MWh]	Potencia Media [MW]	Potencia Máxima [MW]
2011	387.565	44,2	50,4	387.565	44,2	50,4	387.565	44,2	50,4
2012	406.943	46,5	53,0	406.943	46,5	53,0	406.943	46,5	53,0
2013	415.082	47,4	54,0	408.978	46,7	53,2	415.082	47,4	54,0
2014	423.384	48,3	55,1	411.023	46,9	53,5	423.384	48,3	55,1
2015	431.851	49,3	56,2	413.078	47,2	53,8	431.851	49,3	56,2
2016	440.488	50,3	57,3	415.143	47,4	54,0	440.488	50,3	57,3
2017	449.298	51,3	58,5	417.219	47,6	54,3	449.298	51,3	58,5
2018	458.284	52,3	59,7	419.305	47,9	54,6	458.284	52,3	59,7
2019	467.450	53,4	60,8	421.402	48,1	54,9	467.450	53,4	60,8
2020	476.799	54,4	62,1	423.509	48,3	55,1	476.799	54,4	62,1
2021	486.335	55,5	63,3	425.626	48,6	55,4	486.335	55,5	63,3
2022	496.061	56,6	64,6	427.754	48,8	55,7	496.061	56,6	64,6
2023	505.983	57,8	65,9	429.893	49,1	56,0	505.983	57,8	65,9

2024	516.102	58,9	67,2	432.042	49,3	56,2	516.102	58,9	67,2
2025	526.424	60,1	68,5	434.203	49,6	56,5	526.424	60,1	68,5
2026	536.953	61,3	69,9	436.374	49,8	56,8	536.953	61,3	69,9
2027	547.692	62,5	71,3	438.556	50,1	57,1	547.692	62,5	71,3
2028	558.646	63,8	72,7	440.748	50,3	57,4	558.646	63,8	72,7
2029	569.819	65,0	74,2	442.952	50,6	57,7	569.819	65,0	74,2
2030	581.215	66,3	75,7	445.167	50,8	57,9	581.215	66,3	75,7
2031	592.839	67,7	77,2	447.393	51,1	58,2	592.839	67,7	77,2
2032	604.696	69,0	78,7	449.630	51,3	58,5	604.696	69,0	78,7
2033	616.790	70,4	80,3	451.878	51,6	58,8	616.790	70,4	80,3
2034	629.126	71,8	81,9	454.137	51,8	59,1	629.126	71,8	81,9
2035	641.708	73,3	83,5	456.408	52,1	59,4	641.708	73,3	83,5
2036	654.542	74,7	85,2	458.690	52,4	59,7	654.542	74,7	85,2
2037	667.633	76,2	86,9	460.983	52,6	60,0	667.633	76,2	86,9
2038	680.986	77,7	88,6	463.288	52,9	60,3	680.986	77,7	88,6
2039	694.606	79,3	90,4	465.605	53,2	60,6	694.606	79,3	90,4
2040	708.498	80,9	92,2	467.933	53,4	60,9	708.498	80,9	92,2
2041	722.668	82,5	94,1	470.272	53,7	61,2	722.668	82,5	94,1
2042	737.121	84,1	95,9	472.624	54,0	61,5	737.121	84,1	95,9
2043	751.863	85,8	97,9	474.987	54,2	61,8	751.863	85,8	97,9

Anexo B: Cálculo de Transferencia, Pérdidas y Prorratesos

Para determinar transferencias, corrientes, pérdidas y prorrateso por las líneas, éstas últimas se modelan de la misma forma en que se modelan para el despacho económico. Esto se realiza con el fin de simplificar cálculo. Los principales supuestos son:

- Sólo se considera la parte resistiva de las líneas (la parte reactiva es igual a cero).
- El cálculo se realiza en por unidad [p.u] y los voltajes en las barras involucradas se consideran igual a 1 [p.u].

Ecuaciones generales

Lo primero es como definir los valores bases para el cálculo en por unidad. Los valores bases se definen como:

$$\text{Potencia Base: } P_{base} [MW]$$

$$\text{Voltaje Base: } V_{base} [kV_{fase-fase}]$$

$$\text{Corriente Base: } I_{base} = \frac{P_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base}} [kA]$$

$$\text{Impedancia Base: } R_{base} = \frac{P_{base}}{V_{base}^2} [\Omega]$$

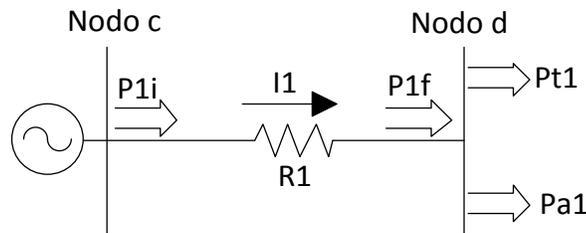
Con estas definiciones y las consideraciones previas se tiene que:

$$P_{perdidas}[p.u.] = R \cdot I^2 [p.u.]$$

$$I [p.u.] = \frac{P}{V} [p.u.] = P [p.u.]$$

Transferencia de potencia en configuración radial simple

Sea el caso de que se muestra en la figura:



Como el voltaje en por unidad en los nodos (nodo “c” y nodo “d”) es igual a 1, se presentan dos posibilidades: que la corriente I_1 sea igual P_{1f} o que I_1 sea igual a P_{1i} . En ambos casos la otra potencia se determina añadiendo la pérdida en la línea. Por comodidad y por un tema práctico a la hora de realizar los cálculos en la evaluación se elige la segunda opción ($I_1 = P_{1f}$). A partir de esta definición y asumiendo conocidos las potencias en la barra final (P_{t1} y P_{a1}) se tienen las siguientes relaciones:

$$I_1 = P_{1f} = P_{t1} + P_{a1}$$

$$P_{1i} = P_{1f} + R_1 \cdot I_1^2 = I_1 + R_1 \cdot I_1^2$$

Entonces, la transferencia por la línea “cd” es:

$$T_{1if} = P_{1i}$$

Por otro lado, la pérdida por la línea es:

$$P_{perd L1} = R_1 \cdot I_1^2$$

Finalmente, el prorrateo se define de la siguiente forma:

$$Prorrata_{L1a} = \frac{P_{a1}}{P_{1f}} = \frac{P_{a1}}{I_1}$$

$$Prorrata_{L1t} = \frac{P_{t1}}{P_{1f}} = \frac{P_{t1}}{I_1}$$

A partir de esta prorrata, se puede asociar transmisiones y pérdidas a cada uno de los usuarios finales (usuario “a” y usuario “t”)

$$P_{perd L1a} = Prorrata_{L1a} \cdot P_{perd L1}$$

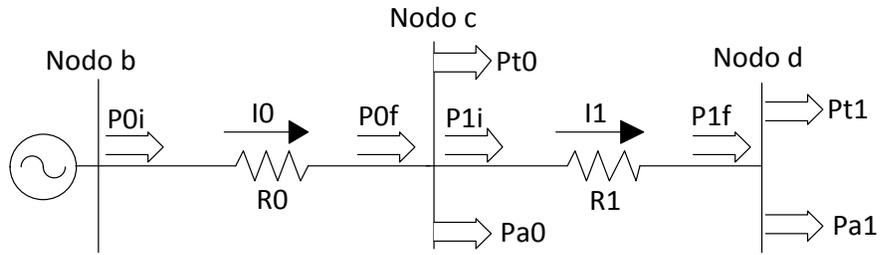
$$P_{perd L1t} = Prorrata_{L1t} \cdot P_{perd L1}$$

$$T_{1ifa} = Prorrata_{L1a} \cdot T_{1if}$$

$$T_{1ift} = Prorrata_{L1t} \cdot T_{1if}$$

Transferencia de potencia en configuración radial con consumo intermedio

Sea el caso de que se muestra en la figura:



Hasta el nodo “c” aplican las mismas definiciones de la parte anterior. De ahí hacia atrás se tiene lo siguiente:

$$I_0 = P_{0f} = P_{t0} + P_{a0} + T_{1if} = P_{t0} + P_{a0} + T_{1ifa} + T_{1ift}$$

$$P_{0i} = P_{0f} + R_0 \cdot I_0^2 = I_0 + R_0 \cdot I_0^2$$

Entonces, la transferencia por el tramo “bc” es:

$$T_{0if} = P_{0i}$$

Por otro lado, la pérdida por la línea es:

$$P_{perd\ LO} = R_0 \cdot I_0^2$$

Finalmente, el prorrateo por este nuevo tramo “bc” se define de la siguiente forma:

$$Prorrata_{L0a} = \frac{(P_{a0} + T_{1ifa})}{P_{0f}} = \frac{(P_{a0} + T_{1ifa})}{I_0}$$

$$Prorrata_{L0t} = \frac{(P_{t0} + T_{1ift})}{P_{0f}} = \frac{(P_{a0} + T_{1ifa})}{I_0}$$

A partir de esta prorrata, se puede asociar transmisiones y pérdidas a cada uno de los usuarios finales para este nuevo tramo (asumiendo que los consumos P_{t0} y P_{t1} pertenecen al usuario “t” y los consumos P_{a0} y P_{a1} pertenecen al usuario “a”)

$$P_{perd L0_a} = Prorrata_{L0_a} \cdot P_{perd L0}$$

$$P_{perd L0_t} = Prorrata_{L0_t} \cdot P_{perd L0}$$

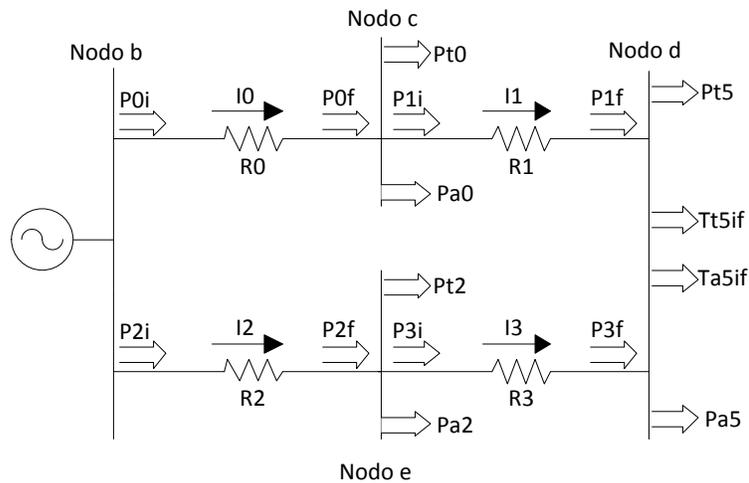
$$T_{0if_a} = Prorrata_{L0_a} \cdot T_{0if}$$

$$T_{0if_t} = Prorrata_{L0_t} \cdot T_{0if}$$

Con estas definiciones se pueden determinar infinitas barras hacia atrás, asumiendo conocidas las potencias en la barra final e intermedias ($P_{a1}, P_{t1}, P_{a0}, P_{t0}$, etc.)

Transferencia de potencia en configuración de anillo con consumo intermedio

Sea el caso de que se muestra en la figura:



Se asumen conocidas las potencias finales y en las barras intermedias ($P_{t5}, P_{a5}, T_{5if}, P_{t0}, P_{a0}, P_{t2}$ y P_{a0}). Las potencias T_{5if_a} y T_{5if_t} están asociadas a transferencias por líneas aguas abajo del nodo “d”.

Lo primero es determinar cómo se distribuyen los flujos entre ambos tramos (tramo “bcd” y tramo “bed”). Para ello se define lo siguiente:

$$P_5 = P_{t5} + P_{a5} + T_{5if_a} + T_{5if_t} = P_{1f} + P_{3f} = I_1 + I_3$$

$$P_{1f} = \alpha \cdot P_5$$

$$P_{3f} = (1 - \alpha) \cdot P_5$$

La variable α representa la distribución del flujo. Para poder determinar el valor de α se debe agregar un supuesto adicional a los ya utilizados. Este supuesto es no considerar las pérdidas en las líneas para determinar las corrientes por las mismas. Esto se hace para simplificar el cálculo y obtener de forma más simple la distribución (por lo demás, el error no es significativo).

Entonces, para calcular α , se igualan las diferencias de potencial entre los nodos “b” y “d”, utilizando la ley de Ohm, con lo que se tiene:

$$\Delta V_{bcd} = \Delta V_{bed}$$

$$R_0 I_0 + R_1 I_1 = R_2 I_2 + R_3 I_3$$

Además

$$I_3 = (1 - \alpha) \cdot P_5$$

$$I_1 = \alpha \cdot P_5$$

$$I_2 = I_3 + I_{a2} + I_{t2} = (1 - \alpha) \cdot P_5 + P_{a2} + P_{t2}$$

$$I_0 = I_1 + I_{a0} + I_{t0} = \alpha \cdot P_5 + P_{a0} + P_{t0}$$

Remplazando y despejando se tiene que:

$$\alpha = \frac{R_2 \cdot (P_5 + P_{a2} + P_{t2}) + R_3 \cdot P_5 - R_0(P_{a0} + P_{t0})}{P_5 \cdot (R_0 + R_1 + R_2 + R_3)}$$

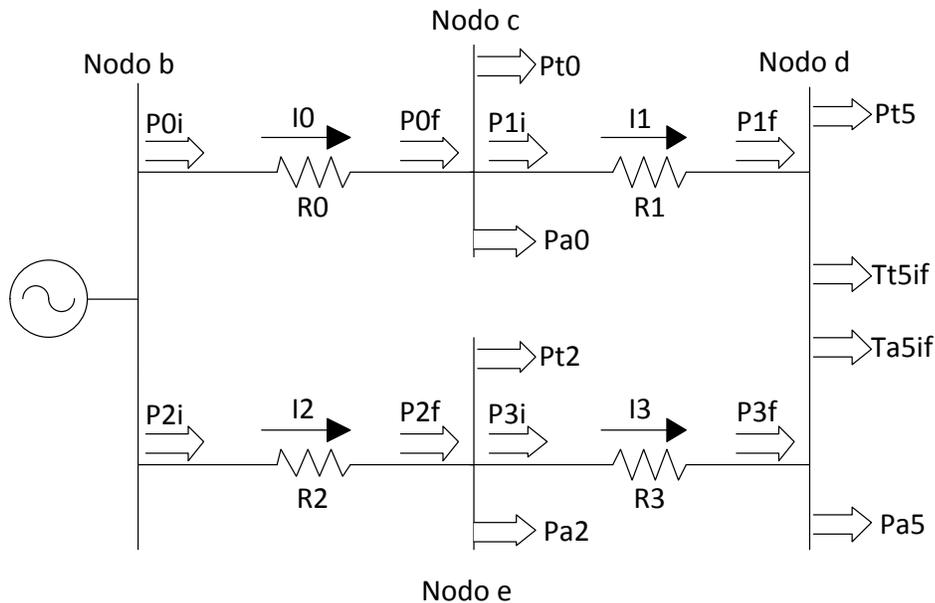
En caso que existan más consumos intermedios el valor de α cambia, pero la forma de determinarlo es la misma, igualando las diferencia de potencial entre los nodos comunes y determinando las corrientes en cada nodo.

Luego, la forma de proceder para determinar corrientes, transferencias, pérdidas y prorrates es equivalente al caso de configuración radial con consumos intermedios. Cabe destacar que las

corrientes deben ser recalculadas de acuerdo a lo establecido en la configuración mencionada previamente.

Ruta de mínima distancia eléctrica

Sea el caso de que se muestra en la figura, igual a la configuración anterior:



La ruta de mínima distancia eléctrica al nodo de generación para los consumos P_{t5} , P_{a5} y T_{5if} , esta dado por la distribución del flujo entre los nodos “b” y “d”, es decir, por el parámetro α . De acuerdo a la definición dada en la configuración de anillo con consumo intermedio se tiene que:

- Si $\alpha > 0.5$, entonces la ruta de mínima distancia eléctrica es el tramo “bcd”
- Si $\alpha < 0.5$, entonces la ruta de mínima distancia eléctrica es el tramo “bed”

Anexo C: Costos de ampliaciones

Ampliaciones división Mantoverde

Línea Nueva Diego de Almagro - Mantoverde 110kV

Tipo de Conductor	Costo Total [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
AAAC Cairo	8.179.628	57

Cambio de Conductor Diego de Almagro - Mantoverde 110kV				
Tipo de Conductor	Costo conductor [US\$]	Montaje y Desmontaje [US\$]	Costo Total [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
AAAC Rex	95.415	1.538.718	2.070.315	2
AAAC Remex	105.892	1.538.718	2.084.323	5
AAAC 600 MCM	113.750	1.538.718	2.094.828	7
AAAC Elgin	123.853	1.538.718	2.108.335	9

Repotenciamiento Diego de Almagro - Mantoverde 110kV		
Ítem	Costos [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
Estructuras de Anclaje	235.938	12
Estructuras de Suspensión	492.147	
Montaje Cable	384.679	
Montaje Est. Anclaje	192.499	
Montaje Est. Suspensión	466.300	
Total	2.290.898	

En todos los casos están aplicados los respectivos cargos (por ese motivo el total difiere de la suma directa de los costos planteados).

En el caso de la línea nueva, el valor total incluye el valor de paños de líneas, transformadores asociados y paños del transformador asociado, con sus respectivos recargos. Además, el valor de inversión para esta alternativa es distinto al valor de inversión de la línea existente, ya que se utilizan mayor cantidad de estructuras (de anclaje y suspensión) para poder obtener la capacidad máxima típica del cable a 50°C en el conductor. En otras palabras, la línea existente se calculó con una menor capacidad y por lo tanto con menor cantidad de torres.

Ampliaciones división El Soldado

Línea Nueva La Calera - El Cobre 110kV		
Tipo de Conductor	Costo Total [US\$]	Capacidad de la línea [MW]

AAAC Cairo	2.981.642	57
------------	-----------	----

Cambio de Conductor La Calera - El Cobre 110kV				
Tipo de Conductor	Costo conductor [US\$]	Montaje y Desmontaje [US\$]	Costo Total [US\$]	Capacidad de la línea [MW]
AAAC Rex	41.826	674.506	907.535	60
AAAC Remex	48.797	674.506	916.856	64
AAAC 600 MCM	53.085	674.506	922.589	66
AAAC Elgin	55.613	674.506	925.969	69

Repotenciamiento La Calera - El Cobre 110kV		
Ítem	Costos [US\$]	Capacidad de la línea [MW]
Estructuras de Anclaje	225.680	71,25
Estructuras de Suspensión	136.989	
Montaje Cable	168.627	
Montaje Est. Anclaje	184.129	
Montaje Est. Suspensión	129.795	
Total	1.094.135	

En todos los casos están aplicados los respectivos cargos (por ese motivo el total difiere de la suma directa de los costos planteados) y en el caso de la línea nueva, el valor total incluye el valor de paños de líneas, transformadores asociados y paños del transformador asociado, con sus respectivos recargos.

Ampliaciones división Los Bronces

Línea Nueva Polpaico - Las Tórtolas 220kV		
Tipo de Conductor	Costo Total [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
AAAC Flint	8.030.731	296

Cambio de Conductor Polpaico - Las Tórtolas 220kV				
Tipo de Conductor	Costo conductor [US\$]	Montaje y Desmontaje [US\$]	Costo Total [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
AAAC 750 MCM	113.680	1.747.121	2.357.860	2
AAAC 800 MCM	121.159	1.747.121	2.367.859	12
AAAC Sora	126.245	1.747.121	2.374.658	22
AAAC 900 MCM	136.416	1.747.121	2.388.257	32

Repotenciamiento Polpaico - Las Tórtolas 220kV		
Ítem	Costos [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
Estructuras de Anclaje	437.925	74
Estructuras de Suspensión	440.707	
Montaje Cable	436.780	
Montaje Est. Anclaje	377.041	
Montaje Est. Suspensión	337.570	
Total	2.628.422	

Línea Nueva Polpaico - Santa Filomena 220kV		
Tipo de Conductor	Costo Total [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
AAAC Tetro	12.315.420	297

Cambio de Conductor Polpaico - Santa Filomena 220kV				
Tipo de Conductor	Costo conductor [US\$]	Montaje y Desmontaje [US\$]	Costo Total [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
AAAC Taker	182.794	1.700.600	2.391.527	7
AAAC Taper	190.303	1.700.600	2.401.565	15
AAAC Tasset	204.741	1.700.600	2.420.869	27
AAAC Tenet	219.469	1.700.600	2.440.560	38

Repotenciamiento Polpaico - Santa Filomena 220kV		
Ítem	Costos [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
Estructuras de Anclaje	1.007.227	74
Estructuras de Suspensión	654.764	
Montaje Cable	425.150	
Montaje Est. Anclaje	867.193	
Montaje Est. Suspensión	501.533	
Total	4.486.936	

Línea Nueva Las Tórtolas - Maitenes 220kV		
Tipo de Conductor	Costo Total [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
AAAC Flint	16.291.303	296

Cambio de Conductor Las Tórtolas - Maitenes 220kV

Tipo de Conductor	Costo conductor [US\$]	Montaje y Desmontaje [US\$]	Costo Total [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
AAAC 750 MCM	137.223	2.108.951	2.846.174	1
AAAC 800 MCM	146.251	2.108.951	2.858.244	6
AAAC Sora	152.390	2.108.951	2.866.451	11
AAAC 900 MCM	164.668	2.108.951	2.882.866	16

Repotenciamiento Las Tórtolas - Maitenes 220kV		
Ítem	Costos [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
Estructuras de Anclaje	1.029.123	37
Estructuras de Suspensión	1.070.287	
Montaje Cable	527.238	
Montaje Est. Anclaje	886.045	
Montaje Est. Suspensión	819.814	
Total	5.626.302	

Línea Nueva Santa Filomena - Confluencia 220kV		
Tipo de Conductor	Costo Total [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
AAAC Tetro	12.329.223	297

Cambio de Conductor Santa Filomena - Confluencia 220kV				
Tipo de Conductor	Costo conductor [US\$]	Montaje y Desmontaje [US\$]	Costo Total [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
AAAC Taker	157.237	1.462.826	2.057.149	7
AAAC Taper	163.695	1.462.826	2.065.784	15
AAAC Tasset	176.115	1.462.826	2.082.389	27
AAAC Tenet	188.783	1.462.826	2.099.326	38

Repotenciamiento Santa Filomena - Confluencia 220kV		
Ítem	Costos [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
Estructuras de Anclaje	1.291.878	74
Estructuras de Suspensión	428.115	
Montaje Cable	365.707	
Montaje Est. Anclaje	1.112.270	
Montaje Est. Suspensión	327.925	
Total	4.579.666	

Línea Nueva Maitenes - Confluencia 220kV		
Tipo de Conductor	Costo Total [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
AAAC Tetro	8.295.202	297

Cambio de Conductor Maitenes - Confluencia 220kV				
Tipo de Conductor	Costo conductor [US\$]	Montaje y Desmontaje [US\$]	Costo Total [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
AAAC Taker	92.231	858.053	1.206.667	7
AAAC Taper	96.019	858.053	1.211.732	15
AAAC Tasset	103.304	858.053	1.221.472	27
AAAC Tenet	110.735	858.053	1.231.407	38

Repotenciamiento Maitenes - Confluencia 220kV		
Ítem	Costos [US\$]	Aumento de Capacidad [MW]
Estructuras de Anclaje	832.057	74
Estructuras de Suspensión	214.057	
Montaje Cable	214.513	
Montaje Est. Anclaje	716.377	
Montaje Est. Suspensión	163.963	
Total	2.780.958	

En todos los casos están aplicados los respectivos cargos (por ese motivo el total difiere de la suma directa de los costos planteados) y en el caso de la línea nueva, el valor total incluye el valor de paños de líneas, transformadores asociados y paños del transformador asociado, con sus respectivos recargos.

Anexo D: Resultados Evaluación Técnico-Económica.

Resultados división Mantoverde

Interconexión S/E Mantoverde 110kV

Mantoverde 110kV	
Demanda	Caso N°1

Baja	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	0	0	0
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	2.348.026	2.348.026	2.348.026
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliación	0%	2.788.879	2.788.879	2.788.879
	Año 20	No hay ampliación	0%	0	1.075.233	1.075.233
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-1.803.673	-2.401.735	-2.632.314
Mantoverde 110kV						
Demanda Baja	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	2.270.208	6.222.964	8.059.075
			75%	4.457.274	12.879.718	16.792.061
		Tercero	25%	2.270.208	6.222.964	8.059.075
			75%	2.270.208	6.222.964	8.059.075
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	993.684	993.684	993.684
			75%	3.180.750	7.650.438	9.726.670
		Tercero	25%	993.684	993.684	993.684
			75%	993.684	993.684	993.684
Alternativa N°4	Año 10	Anglo	25%	4.470.810	4.470.810	4.470.810
			75%	9.146.267	9.146.267	9.146.267
		Tercero	25%	4.470.810	4.470.810	4.470.810
			75%	4.470.810	4.470.810	4.470.810
	Año 20	Anglo American	25%	2.270.208	7.024.946	7.024.946
			75%	4.457.274	14.588.563	14.588.563
		Tercero	25%	2.270.208	7.024.946	7.024.946
			75%	2.270.208	7.024.946	7.024.946
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	466.534	3.821.229	5.426.761
			75%	899.518	8.047.624	11.468.655
		Tercero	25%	466.534	3.821.229	5.426.761
			75%	466.534	3.821.229	5.426.761
Mantoverde 110kV						
Demanda Baja	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	3.094.689	5.510.574	6.442.001
			75%	943.875	6.091.586	8.076.252
		Tercero	25%	3.094.689	5.510.574	6.442.001

			75%	913.760	3.329.645	4.261.073
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	2.788.693	2.788.693	2.788.693
			75%	511.050	3.242.877	4.296.115
		Tercero	25%	2.788.693	2.788.693	2.788.693
			75%	861.420	861.420	861.420
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	5.490.394	5.490.394	5.490.394
			75%	6.048.588	6.048.588	6.048.588
		Tercero	25%	5.490.394	5.490.394	5.490.394
			75%	3.309.465	3.309.465	3.309.465
	Año 20	Anglo American	25%	3.094.689	6.434.221	6.434.221
			75%	943.875	8.059.674	8.059.674
		Tercero	25%	3.094.689	6.434.221	6.434.221
			75%	913.760	4.253.292	4.253.292
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	1.291.016	3.108.838	3.809.687
			75%	-2.613.881	1.259.492	2.752.846
		Tercero	25%	1.291.016	3.108.838	3.809.687
			75%	-889.913	927.909	1.628.758

Mantoverde 110kV						
Demanda Esperada	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-5.078.905	-5.078.905	-5.078.905
		Tercero	0%	-3.430.300	-6.162.127	-7.215.365
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-5.131.246	-7.547.130	-8.478.558
		Tercero	0%	-3.482.641	-8.630.352	-10.615.017
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	0%	25.808	-5.121.903	-7.106.569
		Tercero	0%	-1.034.596	-6.182.307	-8.166.972
	Año 20	Anglo American	0%	-5.078.905	-3.110.818	-5.095.483
		Tercero	0%	-3.430.300	-5.238.480	-7.223.145
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-7.731.764	-9.006.101	-9.497.413
		Tercero	0%	-5.233.974	-8.563.863	-9.847.679
Mantoverde 110kV						
Demanda Esperada	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]

Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-4.109.301	-2.690.960	-1.994.305
			75%	-1.719.610	-301.269	1.180.603
		Tercero	25%	-3.906.677	-6.958.023	-8.337.601
			75%	-3.906.677	-6.958.023	-8.337.601
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-5.385.825	-7.920.240	-9.059.696
			75%	-2.996.134	-5.530.549	-5.884.788
		Tercero	25%	-5.183.200	-12.187.303	-15.402.991
			75%	-5.183.200	-12.187.303	-15.402.991
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	579.692	-6.424.411	-9.640.099
			75%	2.969.383	-4.034.720	-6.465.191
		Tercero	25%	-1.706.075	-8.710.177	-11.925.866
			75%	-1.706.075	-8.710.177	-11.925.866
	Año 20	Anglo American	25%	-4.109.301	-982.115	-4.197.803
			75%	-1.719.610	1.407.576	-1.022.895
		Tercero	25%	-3.906.677	-6.156.041	-9.371.729
			75%	-3.906.677	-6.156.041	-9.371.729
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-6.762.159	-6.618.155	-6.412.813
			75%	-5.277.367	-5.133.363	-4.364.961
		Tercero	25%	-5.710.350	-9.359.758	-10.969.915
			75%	-5.710.350	-9.359.758	-10.969.915
Mantoverde 110kV						
Demanda Esperada	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-3.550.884	-2.789.743	-2.464.745
			75%	-2.517.924	-755.913	-692.739
		Tercero	25%	-2.070.825	-4.245.181	-5.099.102
			75%	-2.984.755	-4.565.579	-5.715.040
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-3.979.479	-5.837.891	-6.570.003
			75%	-3.387.465	-4.652.346	-5.787.422
		Tercero	25%	-2.330.874	-6.921.113	-8.706.462
			75%	-3.037.095	-7.033.803	-9.114.693
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	1.527.484	-3.062.756	-4.848.105
			75%	2.507.754	-1.488.954	-3.677.267
		Tercero	25%	324.879	-4.265.360	-6.050.709
			75%	-589.050	-4.585.758	-6.666.648
	Año 20	Anglo American	25%	-3.550.884	-837.878	-2.623.227
			75%	-2.517.924	1.163.507	-1.024.806
		Tercero	25%	-2.070.825	-3.321.533	-5.106.882
			75%	-2.984.755	-3.641.931	-5.722.820
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-6.203.742	-6.716.939	-6.883.253
			75%	-6.075.680	-5.588.006	-6.238.303
		Tercero	25%	-3.874.498	-6.646.916	-7.731.416
			75%			

			75%	-4.788.428	-6.967.314	-8.347.354
--	--	--	-----	------------	------------	------------

Mantoverde 110kV						
Demanda Alta	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-5.078.905	-5.078.905	-5.078.905
		Tercero	0%	-3.430.300	-6.162.127	-7.215.365
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-5.131.246	-7.547.130	-8.478.558
		Tercero	0%	-3.482.641	-8.630.352	-10.615.017
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	0%	25.808	-5.121.903	-7.106.569
		Tercero	0%	-1.034.596	-6.182.307	-8.166.972
	Año 20	Anglo American	0%	-5.078.905	-3.110.818	-5.095.483
		Tercero	0%	-3.430.300	-5.238.480	-7.223.145
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-7.731.764	-9.006.101	-9.497.413
		Tercero	0%	-5.233.974	-8.563.863	-9.847.679
Mantoverde 110kV						
Demanda Alta	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-4.109.301	-3.597.823	-1.604.721
			75%	-1.719.610	-1.208.132	784.970
		Tercero	25%	-3.906.677	-6.958.023	-9.117.385
			75%	-3.906.677	-6.958.023	-9.117.385
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-1.679.760	-4.524.816	-6.619.963
			75%	-2.996.134	-6.437.412	-6.280.421
		Tercero	25%	-5.183.200	-12.187.303	-16.182.776
			75%	-5.183.200	-12.187.303	-16.182.776
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	579.692	-7.331.274	-9.250.515
			75%	2.969.383	-4.941.583	-6.860.824
		Tercero	25%	-1.706.075	-8.710.177	-12.705.651
			75%	-1.706.075	-8.710.177	-12.705.651
	Año 20	Anglo American	25%	-4.109.301	-1.888.978	-3.808.219
			75%	-1.719.610	500.713	-1.418.528
		Tercero	25%	-3.906.677	-6.156.041	-10.151.514
			75%	-3.906.677	-6.156.041	-10.151.514
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-6.762.159	-7.567.451	-6.326.395
			75%	-5.277.367	-6.082.659	-4.841.603
		Tercero	25%	-5.710.350	-9.359.758	-11.749.700
			75%	-5.710.350	-9.359.758	-11.749.700

Mantoverde 110kV						
Demanda Alta	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-3.550.884	-3.978.833	-3.565.315
			75%	-2.517.924	-1.910.585	-935.635
		Tercero	25%	-2.070.825	-4.384.423	-6.181.500
			75%	-2.984.755	-4.659.589	-6.103.473
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-3.979.479	-7.021.574	-7.643.603
			75%	-3.387.465	-5.790.796	-6.059.633
		Tercero	25%	-2.330.874	-7.060.356	-9.788.860
			75%	-3.037.095	-7.127.813	-9.503.126
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	1.527.484	-4.246.438	-5.921.705
			75%	2.507.754	-2.627.404	-3.949.479
		Tercero	25%	324.879	-4.404.603	-7.133.107
			75%	-589.050	-4.679.768	-7.055.080
	Año 20	Anglo American	25%	-3.550.884	-2.021.560	-3.696.827
			75%	-2.517.924	25.058	-1.297.017
		Tercero	25%	-2.070.825	-3.460.775	-6.189.280
			75%	-2.984.755	-3.735.941	-6.111.253
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-6.203.742	-7.948.462	-8.286.989
			75%	-6.075.680	-6.785.112	-6.562.208
		Tercero	25%	-3.874.498	-6.786.158	-8.813.814
			75%	-4.788.428	-7.061.324	-8.735.787

Interconexión S/E Bombas N°2 110kV

Bombas N°2 110kV						
Demanda Esperada	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-5.078.905	-5.078.905	-5.078.905
		Tercero	0%	-3.430.300	-6.162.127	-7.215.365
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-4.558.986	-8.403.895	-9.886.274
		Tercero	0%	-2.910.381	-9.487.117	-12.022.734
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	0%	1.442.896	-5.133.840	-7.669.456
		Tercero	0%	382.493	-6.194.243	-8.729.860
	Año 20	Anglo American	0%	-5.078.905	-2.564.469	-5.100.085
		Tercero	0%	-3.430.300	-4.692.131	-7.227.747
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-8.798.658	-10.426.757	-11.054.459

		Tercero	0%	-6.300.868	-9.984.518	-11.404.725
Bombas N°2 110kV						
Demanda Esperada	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	50%	351.843	3.797.647	5.460.618
			150%	351.843	3.797.647	5.460.618
		Tercero	50%	554.467	-469.416	-882.677
			150%	554.467	-469.416	-882.677
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-1.679.760	-4.524.816	-5.784.038
			150%	-1.679.760	-4.524.816	-5.784.038
		Tercero	50%	-1.477.136	-8.791.879	-12.127.333
			150%	-1.477.136	-8.791.879	-12.127.333
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	50%	6.342.519	-972.225	-4.307.679
			150%	6.342.519	-972.225	-4.307.679
		Tercero	50%	4.056.752	-3.257.991	-6.593.445
			150%	4.056.752	-3.257.991	-6.593.445
	Año 20	Anglo American	50%	351.843	5.980.874	2.645.420
			150%	351.843	5.980.874	2.645.420
		Tercero	50%	554.467	806.948	-2.528.506
			150%	554.467	806.948	-2.528.506
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-3.367.910	-1.550.204	-514.936
			150%	-3.367.910	-1.550.204	-514.936
		Tercero	50%	-2.316.100	-4.291.807	-5.072.037
			150%	-2.316.100	-4.291.807	-5.072.037
Bombas N°2 110kV						
Demanda Esperada	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-4.601.005	-4.417.035	-4.328.675
			150%	-3.829.362	-3.335.802	-3.106.786
		Tercero	50%	-2.964.164	-5.526.244	-6.499.900
			150%	-2.216.065	-4.497.026	-5.347.600
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-4.111.346	-7.789.391	-9.193.682
			150%	-3.400.257	-6.802.948	-8.087.145
		Tercero	50%	-2.462.741	-8.872.613	-11.330.141
			150%	-1.751.652	-7.886.170	-10.223.604
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	50%	1.918.551	-4.491.322	-6.948.850
			150%	2.685.698	-3.448.821	-5.786.254
		Tercero	50%	848.223	-5.561.649	-8.019.177
			150%	1.595.508	-4.539.010	-6.876.444
	Año 20	Anglo	50%	-4.601.005	-1.903.942	-4.361.470

		American	150%	-3.829.362	-825.398	-3.162.832
		Tercero	50%	-2.964.164	-4.056.458	-6.513.986
			150%	-2.216.065	-3.027.662	-5.365.095
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-8.320.757	-9.764.886	-10.304.229
			150%	-7.549.115	-8.683.653	-9.082.339
		Tercero	50%	-5.834.731	-9.348.635	-10.689.260
			150%	-5.086.633	-8.319.417	-9.536.960

Bombas N°2 110kV						
Demanda Baja	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	0	0	0
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	4.340.132	4.340.132	4.340.132
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliación	0%	4.438.534	4.438.534	4.438.534
	Año 20	No hay ampliación	0%	0	1.711.247	1.711.247
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-2.870.568	-3.822.391	-4.189.360
Bombas N°2 110kV						
Demanda Baja	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	50%	7.039.997	13.330.857	16.253.050
			150%	7.039.997	13.330.857	16.253.050
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	50%	5.008.394	5.008.394	5.008.394
			150%	5.008.394	5.008.394	5.008.394
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliaciones	50%	10.542.282	10.542.282	10.542.282
			150%	10.542.282	10.542.282	10.542.282
	Año 20	No hay ampliaciones	50%	7.039.997	14.607.221	14.607.221
			150%	7.039.997	14.607.221	14.607.221

Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	50%	4.169.429	9.508.466	12.063.690
			150%	4.169.429	9.508.466	12.063.690
Bombas N°2 110kV						
Demanda Baja	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	50%	4.130.452	7.975.361	9.457.739
			150%	4.608.878	8.453.787	9.936.166
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	50%	4.631.006	4.631.006	4.631.006
			150%	5.070.683	5.070.683	5.070.683
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliaciones	50%	7.943.245	7.943.245	7.943.245
			150%	8.421.672	8.421.672	8.421.672
	Año 20	No hay ampliaciones	50%	4.130.452	9.445.357	9.445.357
			150%	4.608.878	9.923.784	9.923.784
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	50%	1.259.884	4.152.970	5.268.379
			150%	1.738.311	4.631.397	5.746.806

Bombas N°2 110kV						
Demanda Alta	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-5.078.905	-5.078.905	-5.078.905
		Tercero	0%	-3.430.300	-6.162.127	-7.215.365
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-4.558.986	-8.403.895	-9.886.274
		Tercero	0%	-2.910.381	-9.487.117	-12.022.734
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	0%	1.442.896	-5.133.840	-7.669.456
		Tercero	0%	382.493	-6.194.243	-8.729.860
	Año 20	Anglo American	0%	-5.078.905	-2.564.469	-5.100.085

		Tercero	0%	-3.430.300	-4.692.131	-7.227.747
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-8.798.658	-10.426.757	-11.054.459
		Tercero	0%	-6.300.868	-9.984.518	-11.404.725
Bombas N°2 110kV						
Demanda Alta	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	50%	351.843	3.797.647	4.624.693
			150%	351.843	3.797.647	4.624.693
		Tercero	50%	554.467	-469.416	-1.718.602
			150%	554.467	-469.416	-1.718.602
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-1.679.760	-4.524.816	-6.619.963
			150%	-1.679.760	-4.524.816	-6.619.963
		Tercero	50%	-1.477.136	-8.791.879	-12.963.258
			150%	-1.477.136	-8.791.879	-12.963.258
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	50%	6.342.519	-972.225	-5.143.604
			150%	6.342.519	-972.225	-5.143.604
		Tercero	50%	4.056.752	-3.257.991	-7.429.370
			150%	4.056.752	-3.257.991	-7.429.370
	Año 20	Anglo American	50%	351.843	5.980.874	1.809.495
			150%	351.843	5.980.874	1.809.495
		Tercero	50%	554.467	806.948	-3.364.431
			150%	554.467	806.948	-3.364.431
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-3.367.910	-1.550.204	-1.350.861
			150%	-3.367.910	-1.550.204	-1.350.861
		Tercero	50%	-2.316.100	-4.291.807	-5.907.962
			150%	-2.316.100	-4.291.807	-5.907.962
Bombas N°2 110kV						
Demanda Alta	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-4.601.005	-4.417.035	-4.351.954
			150%	-3.829.362	-3.335.802	-3.159.818
		Tercero	50%	-2.964.164	-5.526.244	-6.525.349
			150%	-2.216.065	-4.497.026	-5.407.150
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-4.111.346	-7.789.391	-9.219.832
			150%	-3.400.257	-6.802.948	-8.148.799
		Tercero	50%	-2.462.741	-8.872.613	-11.356.292
			150%	-1.751.652	-7.886.170	-10.285.259
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	50%	1.918.551	-4.491.322	-6.975.000
			150%	2.685.698	-3.448.821	-5.847.909

		Tercero	50%	848.223	-5.561.649	-8.045.328	
			150%	1.595.508	-4.539.010	-6.938.098	
		Año 20	Anglo American	50%	-4.601.005	-1.903.942	-4.387.620
				150%	-3.829.362	-825.398	-3.224.487
		Tercero	50%	-2.964.164	-4.056.458	-6.540.137	
			150%	-2.216.065	-3.027.662	-5.426.750	
	Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-8.320.757	-9.764.886	-10.327.507
				150%	-7.549.115	-8.683.653	-9.135.372
Tercero			50%	-5.834.731	-9.348.635	-10.714.709	
			150%	-5.086.633	-8.319.417	-9.596.510	

Interconexión S/E Planta Desaladora 110kV

Planta Desaladora 110kV						
Demanda Esperada	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-5.078.905	-5.078.905	-5.078.905
		Tercero	0%	-3.430.300	-6.162.127	-7.215.365
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-3.902.234	-9.387.160	-11.501.837
		Tercero	0%	-2.253.629	-10.470.382	-13.638.296
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	0%	3.069.214	-5.147.539	-8.315.453
		Tercero	0%	2.008.811	-6.207.942	-9.375.856
	Año 20	Anglo American	0%	-5.078.905	-1.937.453	-5.105.367
		Tercero	0%	-3.430.300	-4.065.115	-7.233.028
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-10.023.077	-12.057.169	-12.841.399
		Tercero	0%	-7.525.287	-11.614.930	-13.191.665
Planta Desaladora 110kV						
Demanda Esperada	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	50%	5.623.583	11.486.450	14.293.207
			150%	5.623.583	11.486.450	14.293.207
		Tercero	50%	5.826.208	7.219.387	7.949.912
			150%	5.826.208	7.219.387	7.949.912
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	50%	2.725.415	-385.897	-1.747.772
			150%	2.725.415	-385.897	-1.747.772
		Tercero	50%	2.928.040	-4.652.960	-8.091.067

			150%	2.928.040	-4.652.960	-8.091.067
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	50%	13.108.132	5.527.133	2.089.026
			150%	13.108.132	5.527.133	2.089.026
		Tercero	50%	10.822.366	3.241.366	-196.741
			150%	10.822.366	3.241.366	-196.741
	Año 20	Anglo American	50%	5.623.583	14.214.101	10.775.994
			150%	5.623.583	14.214.101	10.775.994
		Tercero	50%	5.826.208	9.040.175	5.602.068
			150%	5.826.208	9.040.175	5.602.068
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	50%	679.411	4.508.187	6.530.713
			150%	679.411	4.508.187	6.530.713
		Tercero	50%	1.731.221	1.766.585	1.973.612
			150%	1.731.221	1.766.585	1.973.612
Planta Desaladora 110kV						
Demanda Esperada	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-2.418.522	-1.400.476	-926.081
			150%	313.548	2.459.315	3.396.215
		Tercero	50%	-808.447	-2.568.848	-3.176.478
			150%	1.846.192	1.119.716	916.565
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-1.352.381	-5.883.346	-7.561.467
			150%	1.157.769	-2.374.295	-3.666.108
		Tercero	50%	296.224	-6.966.568	-9.697.926
			150%	2.806.374	-3.457.517	-5.802.568
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	50%	5.721.106	-1.541.686	-4.273.044
			150%	8.436.119	2.172.227	-172.823
		Tercero	50%	4.628.201	-2.634.591	-5.365.949
			150%	7.277.903	1.014.011	-1.331.039
	Año 20	Anglo American	50%	-2.418.522	1.735.986	-995.372
			150%	313.548	5.585.736	3.240.686
		Tercero	50%	-808.447	-473.112	-3.204.470
			150%	1.846.192	3.212.892	867.841
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-7.362.694	-8.378.739	-8.688.575
			150%	-4.630.624	-4.518.949	-4.366.278
		Tercero	50%	-4.903.434	-8.021.651	-9.152.778
			150%	-2.248.795	-4.333.087	-5.059.735

Planta Desaladora 110kV						
Demanda Baja	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]

Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	0	0	0
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	6.626.367	6.626.367	6.626.367
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliación	0%	6.331.758	6.331.758	6.331.758
	Año 20	No hay ampliación	0%	0	2.441.167	2.441.167
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-4.094.987	-5.452.803	-5.976.300
Planta Desaladora 110kV						
Demanda Baja	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	50%	12.576.283	21.550.462	25.719.094
			150%	12.576.283	21.550.462	25.719.094
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	50%	9.678.115	9.678.115	9.678.115
			150%	9.678.115	9.678.115	9.678.115
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliaciones	50%	17.572.441	17.572.441	17.572.441
			150%	17.572.441	17.572.441	17.572.441
	Año 20	No hay ampliaciones	50%	12.576.283	23.371.250	23.371.250
			150%	12.576.283	23.371.250	23.371.250
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	50%	8.481.296	16.097.659	19.742.794
			150%	8.481.296	16.097.659	19.742.794
Planta Desaladora 110kV						
Demanda Baja	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	50%	7.195.974	12.680.900	14.795.576
			150%	8.810.649	14.295.575	16.410.251

Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	50%	8.304.308	8.304.308	8.304.308
			150%	9.781.791	9.781.791	9.781.791
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliaciones	50%	12.635.085	12.635.085	12.635.085
			150%	14.249.760	14.249.760	14.249.760
	Año 20	No hay ampliaciones	50%	7.195.974	14.777.913	14.777.913
			150%	8.810.649	16.392.588	16.392.588
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	50%	3.100.987	7.228.097	8.819.277
			150%	4.715.662	8.842.772	10.433.951

Planta Desaladora 110kV						
Demanda Alta	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-5.078.905	-5.078.905	-5.078.905
		Tercero	0%	-3.430.300	-6.162.127	-7.215.365
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-3.902.234	-9.387.160	-11.501.837
		Tercero	0%	-2.253.629	-10.470.382	-13.638.296
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	0%	3.069.214	-5.147.539	-8.315.453
		Tercero	0%	2.008.811	-6.207.942	-9.375.856
	Año 20	Anglo American	0%	-5.078.905	-1.937.453	-5.105.367
		Tercero	0%	-3.430.300	-4.065.115	-7.233.028
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-10.023.077	-12.057.169	-12.841.399
		Tercero	0%	-7.525.287	-11.614.930	-13.191.665
Planta Desaladora 110kV						
Demanda Alta	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	50%	5.623.583	11.486.450	13.412.650
			150%	5.623.583	11.486.450	13.412.650
		Tercero	50%	5.826.208	7.219.387	7.069.355

			150%	5.826.208	7.219.387	7.069.355
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	50%	2.725.415	-385.897	-2.628.329
			150%	2.725.415	-385.897	-2.628.329
		Tercero	50%	2.928.040	-4.652.960	-8.971.624
			150%	2.928.040	-4.652.960	-8.971.624
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	50%	13.108.132	5.527.133	1.208.469
			150%	13.108.132	5.527.133	1.208.469
		Tercero	50%	10.822.366	3.241.366	-1.077.297
			150%	10.822.366	3.241.366	-1.077.297
	Año 20	Anglo American	50%	5.623.583	14.214.101	9.895.437
			150%	5.623.583	14.214.101	9.895.437
		Tercero	50%	5.826.208	9.040.175	4.721.511
			150%	5.826.208	9.040.175	4.721.511
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	50%	679.411	4.508.187	5.650.157
			150%	679.411	4.508.187	5.650.157
		Tercero	50%	1.731.221	1.766.585	1.093.055
			150%	1.731.221	1.766.585	1.093.055
Planta Desaladora 110kV						
Demanda Alta	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-2.418.522	-1.400.476	-1.031.495
			150%	313.548	2.459.315	3.247.567
		Tercero	50%	-808.447	-2.568.848	-3.289.117
			150%	1.846.192	1.119.716	746.122
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-1.352.381	-5.883.346	-7.678.234
			150%	1.157.769	-2.374.295	-3.848.965
		Tercero	50%	296.224	-6.966.568	-9.814.693
			150%	2.806.374	-3.457.517	-5.985.424
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	50%	5.721.106	-1.541.686	-4.389.811
			150%	8.436.119	2.172.227	-355.679
		Tercero	50%	4.628.201	-2.634.591	-5.482.716
			150%	7.277.903	1.014.011	-1.513.896
	Año 20	Anglo American	50%	-2.418.522	1.735.986	-1.112.139
			150%	313.548	5.585.736	3.057.829
		Tercero	50%	-808.447	-473.112	-3.321.237
			150%	1.846.192	3.212.892	684.985
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	50%	-7.362.694	-8.378.739	-8.793.989
			150%	-4.630.624	-4.518.949	-4.514.926
		Tercero	50%	-4.903.434	-8.021.651	-9.265.417
			150%	-2.248.795	-4.333.087	-5.230.178

Resultados división El Soldado

Interconexión S/E El Cobre 110kV

El Cobre 110kV						
Demanda Esperada	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	0	0	0
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-29.335	-1.383.362	-1.905.398
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliación	0%	1.342.717	-11.310	-533.346
	Año 20	No hay ampliación	0%	0	517.675	-4.360
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-1.010.902	-1.346.097	-1.475.329
El Cobre 110kV						
Demanda Esperada	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	620.733	2.878.668	3.971.609
			75%	1.426.770	3.684.705	4.806.829
		Tercero	25%	1.141.935	1.615.053	1.905.668
			75%	1.141.935	1.615.053	1.905.668
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	704.463	1.177.581	1.468.196
			75%	1.510.500	1.983.619	2.303.416
		Tercero	25%	1.225.665	-86.033	-597.745
			75%	1.225.665	-86.033	-597.745
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	3.207.108	1.895.410	1.383.698
			75%	4.013.145	2.701.447	2.218.917
		Tercero	25%	2.435.122	1.123.424	611.712
			75%	2.435.122	1.123.424	611.712
	Año 20	Anglo American	25%	620.733	3.841.291	3.329.580
			75%	1.426.770	4.647.329	4.164.799
		Tercero	25%	1.141.935	2.096.365	1.584.653
			75%	1.141.935	2.096.365	1.584.653
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-811.067	776.478	1.610.955
			75%	-453.541	1.134.004	1.935.099
		Tercero	25%	131.033	268.956	430.339
			75%	131.033	268.956	430.339

El Cobre 110kV						
Demanda Esperada	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-1.497.698	-916.756	-638.962
			75%	-695.155	523.320	828.410
		Tercero	25%	-779.624	-1.656.960	-1.955.894
			75%	-1.029.178	-1.477.481	-1.708.391
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-1.766.433	-2.643.769	-2.942.703
			75%	-1.232.174	-1.680.476	-2.032.847
		Tercero	25%	-949.304	-3.180.666	-4.001.636
			75%	-1.058.513	-2.860.843	-3.613.789
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	1.173.032	-1.058.330	-1.879.300
			75%	1.946.169	143.839	-730.568
		Tercero	25%	563.092	-1.668.270	-2.489.240
			75%	313.539	-1.488.791	-2.241.737
	Año 20	Anglo American	25%	-1.497.698	110.976	-709.994
			75%	-695.155	1.535.816	661.409
		Tercero	25%	-779.624	-1.139.284	-1.960.254
			75%	-1.029.178	-959.805	-1.712.751
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-2.929.498	-3.018.946	-2.999.616
			75%	-2.575.466	-2.027.381	-2.043.320
		Tercero	25%	-1.790.526	-3.003.056	-3.431.223
			75%	-2.040.080	-2.823.577	-3.183.720

El Cobre 110kV						
Demanda Baja	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	0	0	0
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-29.335	-1.383.362	-1.905.398
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliación	0%	1.342.717	-11.310	-533.346
	Año 20	No hay ampliación	0%	0	517.675	-4.360
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-1.010.902	-1.346.097	-1.475.329

El Cobre 110kV						
Demanda Baja	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]

Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	1.409.768	2.079.218	3.282.083
			75%	1.694.604	4.222.104	5.424.970
		Tercero	25%	1.409.768	2.152.452	2.552.991
			75%	1.409.768	2.152.452	2.552.991
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	1.493.499	378.131	778.670
			75%	1.778.334	2.521.017	2.921.557
		Tercero	25%	1.493.499	451.365	49.578
			75%	1.493.499	451.365	49.578
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	2.702.956	1.587.589	1.988.128
			75%	4.280.979	3.238.846	2.837.058
		Tercero	25%	2.702.956	1.660.823	1.259.035
			75%	2.702.956	1.660.823	1.259.035
	Año 20	Anglo American	25%	1.409.768	3.041.841	2.640.054
			75%	1.694.604	5.184.728	4.782.940
		Tercero	25%	1.409.768	2.633.764	2.231.976
			75%	1.409.768	2.633.764	2.231.976
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	398.866	570.847	1.515.248
			75%	-185.708	1.671.403	2.615.804
		Tercero	25%	398.866	806.355	1.077.662
			75%	398.866	806.355	1.077.662
El Cobre 110kV						
Demanda Baja	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	746.481	299.135	628.899
			75%	-543.846	829.654	1.435.490
		Tercero	25%	746.481	571.099	335.912
			75%	-825.950	-1.054.955	-1.099.901
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	413.303	-1.510.647	-1.745.834
			75%	-1.028.946	-1.257.951	-1.302.897
		Tercero	25%	413.303	-1.195.609	-1.952.831
			75%	-855.285	-2.438.317	-3.005.299
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	2.065.834	141.885	-93.302
			75%	2.106.543	523.511	-43.471
		Tercero	25%	2.065.834	456.923	-300.300
			75%	516.767	-1.066.265	-1.633.247
	Año 20	Anglo American	25%	746.481	1.328.433	571.210
			75%	-543.846	1.846.847	1.279.865
		Tercero	25%	746.481	1.088.774	331.551
			75%	-825.950	-537.280	-1.104.261
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-264.421	-1.209.236	-1.137.936
			75%	-2.424.157	-1.721.047	-1.373.676
		Tercero	25%	-264.421	-774.998	-1.139.417
			75%	-264.421	-774.998	-1.139.417

			75%	-1.836.852	-2.401.052	-2.575.230
--	--	--	-----	------------	------------	------------

El Cobre 110kV						
Demanda Alta	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-2.517.354	-2.517.354	-2.517.354
		Tercero	0%	-1.700.224	-3.054.251	-3.576.287
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-2.546.689	-3.900.715	-4.422.751
		Tercero	0%	-1.729.560	-4.437.613	-5.481.685
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	0%	168.080	-2.539.973	-3.584.045
		Tercero	0%	-357.508	-3.065.561	-4.109.633
	Año 20	Anglo American	0%	-2.517.354	-1.482.003	-2.526.074
		Tercero	0%	-1.700.224	-2.536.576	-3.580.648
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-3.949.153	-4.619.543	-4.878.007
		Tercero	0%	-2.711.126	-4.400.348	-5.051.616
El Cobre 110kV						
Demanda Alta	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	867.882	2.872.926	3.868.367
			75%	867.882	2.391.614	4.189.381
		Tercero	25%	583.046	803.274	996.388
			75%	583.046	803.274	996.388
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	951.612	1.171.839	1.364.954
			75%	951.612	690.527	1.685.968
		Tercero	25%	666.776	-897.813	-1.507.025
			75%	666.776	-897.813	-1.507.025
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	3.454.257	1.889.668	1.280.455
			75%	3.454.257	1.408.356	1.601.470
		Tercero	25%	1.876.234	311.645	-297.568
			75%	1.876.234	311.645	-297.568
	Año 20	Anglo American	25%	867.882	3.835.549	3.226.337
			75%	867.882	3.354.238	3.547.352
		Tercero	25%	583.046	1.284.585	675.373
			75%	583.046	1.284.585	675.373
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-1.012.430	322.224	1.059.201
			75%	-1.012.430	-180.119	1.229.952
		Tercero	25%	-427.856	-542.823	-478.941
			75%	-427.856	-542.823	-478.941

El Cobre 110kV						
Demanda Alta	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-2.478.767	-1.974.149	-1.730.395
			75%	-994.910	-457.911	289.275
		Tercero	25%	-2.508.002	-3.481.761	-3.825.149
			75%	-1.429.937	-2.093.251	-2.520.349
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-2.710.998	-3.684.756	-4.028.144
			75%	-1.632.933	-2.813.922	-2.718.984
		Tercero	25%	-2.537.337	-4.865.123	-5.730.547
			75%	-1.459.272	-3.476.613	-4.425.747
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	189.129	-2.138.657	-3.004.080
			75%	1.637.910	-897.106	-1.324.205
		Tercero	25%	-1.165.285	-3.493.071	-4.358.495
			75%	-87.220	-2.104.561	-3.053.695
	Año 20	Anglo American	25%	-2.478.767	-947.885	-1.813.309
			75%	-994.910	559.265	132.167
		Tercero	25%	-2.508.002	-2.964.085	-3.829.509
			75%	-1.429.937	-1.575.575	-2.524.710
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-4.359.078	-4.524.850	-4.539.560
			75%	-2.875.221	-3.029.644	-2.670.155
		Tercero	25%	-3.518.904	-4.827.858	-5.300.478
			75%	-2.440.839	-3.439.348	-3.995.678

Resultados división Los Bronces

Interconexión S/E Las Tórtolas 220kV

Las Tórtolas 220kV						
Demanda Esperada	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-23.788.105	-29.012.937	-31.027.336
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-31.325.299	-34.332.687
Alternativa N°3	Año 10	No hay ampliación	0%	-26.201.941	-31.426.773	-33.441.172
	Año 20	No hay	0%	-23.524.907	-32.357.411	-34.371.810

		ampliación				
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-25.469.224	-31.251.483	-33.480.794
Alternativa N°6	Año 10	No hay ampliación	0%	-26.292.659	-32.074.917	-34.304.228
	Año 20	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-32.392.387	-34.621.698
Las Tórtolas 220kV						
Demanda Esperada	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-20.382.489	-23.635.566	-24.528.893
			75%	-20.275.450	-23.460.621	-24.001.777
		Tercero	25%	-20.382.489	-23.635.566	-24.528.893
			75%	-20.275.450	-23.460.621	-24.326.263
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-20.005.962	-27.218.503	-30.161.309
			75%	-19.898.923	-27.043.558	-29.634.194
		Tercero	25%	-20.005.962	-27.218.503	-30.161.309
			75%	-19.898.923	-27.043.558	-29.958.679
Alternativa N°3	Año 10	Anglo American	25%	-22.543.324	-25.796.401	-26.689.728
			75%	-22.436.286	-25.621.457	-26.162.613
		Tercero	25%	-22.543.324	-25.796.401	-26.689.728
			75%	-22.436.286	-25.621.457	-26.487.098
	Año 20	Anglo American	25%	-20.005.962	-28.123.049	-29.016.376
			75%	-19.898.923	-27.948.104	-28.489.260
		Tercero	25%	-20.005.962	-28.123.049	-29.016.376
			75%	-19.898.923	-27.948.104	-28.813.746
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-22.063.608	-25.874.111	-26.982.350
			75%	-21.956.570	-25.699.167	-26.559.278
		Tercero	25%	-22.063.608	-25.874.111	-26.982.350
			75%	-21.956.570	-25.699.167	-26.779.720
Alternativa N°6	Año 10	Anglo American	25%	-22.634.043	-26.444.546	-27.552.784
			75%	-22.527.004	-26.269.601	-27.129.712
		Tercero	25%	-22.634.043	-26.444.546	-27.552.784
			75%	-22.527.004	-26.269.601	-27.350.155
	Año 20	Anglo American	25%	-20.005.962	-28.158.025	-29.266.263
			75%	-19.898.923	-27.983.080	-28.843.191
		Tercero	25%	-20.005.962	-28.158.025	-29.266.263
			75%	-19.898.923	-27.983.080	-29.063.634
Las Tórtolas 220kV						
Demanda	Caso N°3					

Esperada	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-23.196.578	-28.160.905	-30.058.387
			75%	-22.221.371	-26.759.385	-29.113.926
		Tercero	25%	-23.196.578	-28.160.905	-30.058.387
			75%	-22.221.371	-26.759.385	-28.883.671
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-23.013.752	-30.604.461	-33.527.080
			75%	-22.195.117	-29.458.237	-32.879.019
		Tercero	25%	-23.013.752	-30.604.461	-33.527.080
			75%	-22.195.117	-29.458.237	-32.618.539
Alternativa N°3	Año 10	Anglo American	25%	-25.684.303	-30.648.631	-32.546.112
			75%	-24.853.057	-29.391.071	-31.745.612
		Tercero	25%	-25.684.303	-30.648.631	-32.546.112
			75%	-24.853.057	-29.391.071	-31.515.357
	Año 20	Anglo American	25%	-23.013.752	-31.632.474	-33.529.956
			75%	-22.195.117	-30.478.298	-32.832.838
		Tercero	25%	-23.013.752	-31.632.474	-33.529.956
			75%	-22.195.117	-30.478.298	-32.602.583
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-24.877.697	-30.399.450	-32.511.844
			75%	-23.902.490	-28.997.931	-31.671.426
		Tercero	25%	-24.877.697	-30.399.450	-32.511.844
			75%	-23.902.490	-28.997.931	-31.337.128
Alternativa N°6	Año 10	Anglo American	25%	-25.775.022	-31.296.775	-33.409.169
			75%	-24.943.775	-30.039.215	-32.712.711
		Tercero	25%	-25.775.022	-31.296.775	-33.409.169
			75%	-24.943.775	-30.039.215	-32.378.413
	Año 20	Anglo American	25%	-23.013.752	-31.667.450	-33.779.843
			75%	-22.195.117	-30.513.273	-33.186.769
		Tercero	25%	-23.013.752	-31.667.450	-33.779.843
			75%	-22.195.117	-30.513.273	-32.852.471

Las Tórtolas 220kV						
Demanda Baja	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-23.788.105	-29.012.937	-31.027.336
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-31.325.299	-34.332.687
Alternativa N°3	Año 10	No hay ampliación	0%	-26.201.941	-31.426.773	-33.441.172
	Año 20	No hay	0%	-23.524.907	-32.357.411	-34.371.810

		ampliación				
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-25.469.224	-31.251.483	-33.480.794
Alternativa N°6	Año 10	No hay ampliación	0%	-26.292.659	-32.074.917	-34.304.228
	Año 20	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-32.392.387	-34.621.698
Las Tórtolas 220kV						
Demanda Baja	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-20.089.780	-22.951.291	-23.559.249
			75%	-19.990.893	-22.798.856	-23.377.875
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-19.713.253	-26.534.227	-29.191.665
			75%	-19.614.366	-26.381.793	-29.010.291
Alternativa N°3	Año 10	No hay ampliaciones	25%	-22.250.615	-25.112.126	-25.720.084
			75%	-22.151.729	-24.959.692	-25.538.710
	Año 20	No hay ampliaciones	25%	-19.713.253	-27.438.774	-28.046.732
			75%	-19.614.366	-27.286.339	-27.865.358
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-21.770.899	-25.189.836	-26.012.706
			75%	-21.672.013	-25.037.402	-25.831.332
Alternativa N°6	Año 10	No hay ampliaciones	25%	-22.341.334	-25.760.271	-26.583.140
			75%	-22.242.447	-25.607.836	-26.401.767
	Año 20	No hay ampliaciones	25%	-19.713.253	-27.473.750	-28.296.619
			75%	-19.614.366	-27.321.315	-28.115.246
Las Tórtolas 220kV						
Demanda	Caso N°3					

Baja	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-23.163.299	-28.083.797	-29.950.498
			75%	-22.149.742	-26.599.343	-28.249.778
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-22.974.564	-30.511.090	-33.392.758
			75%	-22.105.769	-29.249.429	-31.956.760
Alternativa N°3	Año 10	No hay ampliaciones	25%	-25.646.024	-30.566.523	-32.433.224
			75%	-24.766.433	-29.216.033	-30.866.468
	Año 20	No hay ampliaciones	25%	-22.974.564	-31.540.174	-33.406.876
			75%	-22.105.769	-30.272.702	-31.923.137
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-24.844.418	-30.322.343	-32.403.956
			75%	-23.830.862	-28.837.888	-30.703.235
Alternativa N°6	Año 10	No hay ampliaciones	25%	-25.736.743	-31.214.667	-33.296.280
			75%	-24.857.151	-29.864.178	-31.729.524
	Año 20	No hay ampliaciones	25%	-22.974.564	-31.575.150	-33.656.763
			75%	-22.105.769	-30.307.678	-32.173.024

Las Tórtolas 220kV						
Demanda Alta	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-23.788.105	-29.012.937	-32.951.489
		Tercero	0%	-23.788.105	-29.012.937	-32.314.196
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-23.524.907	-31.325.299	-36.256.840
		Tercero	0%	-23.524.907	-31.325.299	-35.619.547
Alternativa N°3	Año 10	Anglo American	0%	-26.201.941	-31.426.773	-35.365.325

		Tercero	0%	-26.201.941	-31.426.773	-34.728.032
	Año 20	Anglo American	0%	-23.524.907	-32.357.411	-36.295.963
		Tercero	0%	-23.524.907	-32.357.411	-35.658.670
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-25.469.224	-31.251.483	-35.487.272
		Tercero	0%	-25.469.224	-31.251.483	-34.767.654
Alternativa N°6	Año 10	Anglo American	0%	-26.292.659	-32.074.917	-36.310.706
		Tercero	0%	-26.292.659	-32.074.917	-35.591.088
	Año 20	Anglo American	0%	-23.524.907	-32.392.387	-36.628.176
		Tercero	0%	-23.524.907	-32.392.387	-35.908.558
Las Tórtolas 220kV						
Demanda Alta	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-20.382.489	-23.802.062	-25.006.356
			75%	-20.275.450	-23.946.254	-23.959.902
		Tercero	25%	-20.382.489	-23.802.062	-25.305.072
			75%	-20.275.450	-23.637.666	-25.260.335
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-20.005.962	-27.384.999	-30.638.773
			75%	-19.898.923	-27.529.190	-29.592.319
		Tercero	25%	-20.005.962	-27.384.999	-30.937.489
			75%	-19.898.923	-27.220.602	-30.892.752
Alternativa N°3	Año 10	Anglo American	25%	-22.543.324	-25.962.898	-27.167.192
			75%	-22.436.286	-26.107.089	-26.120.738
		Tercero	25%	-22.543.324	-25.962.898	-27.465.908
			75%	-22.436.286	-25.798.501	-27.421.171
	Año 20	Anglo American	25%	-20.005.962	-28.289.545	-29.493.839
			75%	-19.898.923	-28.433.737	-28.447.385
		Tercero	25%	-20.005.962	-28.289.545	-29.792.555
			75%	-19.898.923	-29.029.695	-28.602.885
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-22.063.608	-26.040.608	-27.642.929
			75%	-21.956.570	-26.347.122	-26.790.595
		Tercero	25%	-22.063.608	-26.040.608	-27.758.530
			75%	-21.956.570	-25.876.211	-27.713.793
Alternativa N°6	Año 10	Anglo American	25%	-22.634.043	-26.611.042	-28.213.364
			75%	-22.527.004	-26.917.557	-27.361.029
		Tercero	25%	-22.634.043	-26.611.042	-28.328.964
			75%	-22.527.004	-26.446.645	-28.284.227
	Año 20	Anglo American	25%	-20.005.962	-28.324.521	-29.926.843
			75%	-19.898.923	-28.631.036	-29.074.508
		Tercero	25%	-20.005.962	-28.324.521	-30.042.443
			75%	-19.898.923	-28.631.036	-29.074.508

			75%	-19.898.923	-29.099.647	-29.102.660
Las Tórtolas 220kV						
Demanda Alta	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-23.196.578	-28.179.269	-31.962.957
			75%	-22.221.371	-28.275.157	-30.881.370
		Tercero	25%	-23.196.578	-28.179.269	-31.348.867
			75%	-22.221.371	-27.475.149	-30.700.656
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-23.013.752	-30.630.492	-35.432.026
			75%	-22.195.117	-30.969.487	-34.635.452
		Tercero	25%	-23.013.752	-30.630.492	-34.798.081
			75%	-22.195.117	-30.130.657	-34.349.153
Alternativa N°3	Año 10	Anglo American	25%	-25.684.303	-30.666.995	-34.450.683
			75%	-24.853.057	-30.906.843	-33.513.056
		Tercero	25%	-25.684.303	-30.666.995	-33.836.593
			75%	-24.853.057	-30.106.835	-33.332.342
	Año 20	Anglo American	25%	-23.013.752	-31.657.369	-35.441.057
			75%	-22.195.117	-31.992.549	-34.598.763
		Tercero	25%	-23.013.752	-31.657.369	-34.826.966
			75%	-22.195.117	-32.185.831	-34.351.586
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-24.877.697	-30.417.815	-34.599.530
			75%	-23.902.490	-30.676.025	-33.712.062
		Tercero	25%	-24.877.697	-30.417.815	-33.802.324
			75%	-23.902.490	-29.713.695	-33.154.113
Alternativa N°6	Año 10	Anglo American	25%	-25.775.022	-31.315.140	-35.496.855
			75%	-24.943.775	-31.717.310	-34.753.347
		Tercero	25%	-25.775.022	-31.315.140	-34.699.649
			75%	-24.943.775	-30.754.979	-34.195.398
	Año 20	Anglo American	25%	-23.013.752	-31.692.345	-35.874.060
			75%	-22.195.117	-32.189.848	-35.225.885
		Tercero	25%	-23.013.752	-31.692.345	-35.076.854
			75%	-22.195.117	-32.255.783	-34.851.361

Interconexión S/E Santa Filomena 220kV

Santa Filomena 220kV						
Demanda Esperada	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa	Inicio del	No hay	0%	-23.524.907	-31.325.299	-34.332.687

N°1	periodo	ampliación				
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-23.121.283	-34.871.390	-39.401.565
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliación	0%	-19.419.577	-31.169.684	-35.699.859
	Año 20	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-29.742.516	-34.272.691
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-26.102.965	-34.758.190	-38.095.154
Santa Filomena 220kV						
Demanda Esperada	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-24.068.948	-31.583.340	-34.175.845
			75%	-24.236.541	-31.857.849	-34.518.691
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-23.491.530	-37.077.905	-42.813.361
			75%	-23.659.123	-37.352.414	-43.156.208
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliaciones	25%	-20.177.809	-33.764.185	-39.499.641
			75%	-20.345.402,84	-34.038.693,81	-39.842.487,19
	Año 20	No hay ampliaciones	25%	-24.068.948	-30.196.185	-35.931.642
			75%	-24.236.541	-30.470.695	-36.274.488
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-26.647.006	-35.016.232	-37.938.311
			75%	-26.814.599	-35.290.741	-38.281.157
Santa Filomena 220kV						
Demanda Esperada	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-23.220.543	-30.909.544	-33.880.998
			75%	-22.679.832	-30.178.214	-33.093.159
Alternativa	Inicio del	No hay	25%	-22.882.685	-34.562.759	-39.082.986

N°2	periodo	ampliaciones				
			75%	-22.468.946	-34.037.934	-38.551.398
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliaciones	25%	-19.120.505	-30.800.578	-35.320.805
			75%	-18.589.990	-30.158.978	-34.672.442
	Año 20	No hay ampliaciones	25%	-23.220.543	-29.330.087	-33.850.314
			75%	-22.679.832	-28.605.141	-33.118.606
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-25.798.601	-34.342.435	-37.643.465
			75%	-25.257.891	-33.611.106	-36.855.626

Santa Filomena 220kV						
Demanda Baja	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-31.325.299	-34.332.687
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-23.121.283	-34.871.390	-39.401.565
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliación	0%	-19.419.577	-31.169.684	-35.699.859
	Año 20	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-29.742.516	-34.272.691
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-26.102.965	-34.758.190	-38.095.154
Santa Filomena 220kV						
Demanda Baja	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-23.221.410	-29.594.530	-31.347.178
			75%	-23.376.780	-29.835.263	-31.634.903
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-22.643.992	-35.089.095	-39.984.695
			75%	-22.799.362	-35.329.828	-40.272.420

Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliaciones	25%	-19.330.272	-31.775.375	-36.670.975
			75%	-19.485.642	-32.016.107	-36.958.700
	Año 20	No hay ampliaciones	25%	-23.221.410	-28.207.376	-33.102.975
			75%	-23.376.780	-28.448.108	-33.390.700
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-25.799.469	-33.027.422	-35.109.645
			75%	-25.954.839	-33.268.154	-35.397.370
Santa Filomena 220kV						
Demanda Baja	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-23.186.484	-30.825.959	-33.757.392
			75%	-22.587.367	-29.952.612	-32.761.081
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-23.121.283	-34.871.390	-41.325.717
			75%	-22.362.264	-33.773.346	-38.156.190
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliaciones	25%	-19.085.718	-30.708.007	-35.180.160
			75%	-18.495.344	-29.906.426	-34.289.270
	Año 20	No hay ampliaciones	25%	-23.186.484	-29.245.651	-33.717.804
			75%	-22.587.367	-28.376.984	-32.759.828
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-25.764.543	-34.258.850	-37.519.859
			75%	-25.165.426	-33.385.504	-36.523.548

Santa Filomena 220kV						
Demanda Alta	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa	Inicio del	Anglo	0%	-23.524.907	-31.325.299	-36.256.840

N°1	periodo	American				
		Tercero	0%	-23.524.907	-31.325.299	-35.619.547
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-23.121.283	-34.871.390	-41.325.717
		Tercero	0%	-23.121.283	-34.871.390	-40.688.425
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	0%	-19.419.577	-31.169.684	-37.624.012
		Tercero	0%	-19.419.577	-31.169.684	-36.986.719
	Año 20	Anglo American	0%	-23.524.907	-29.742.516	-36.196.844
		Tercero	0%	-23.524.907	-29.742.516	-35.559.551
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-26.102.965	-34.758.190	-40.215.495
		Tercero	0%	-26.102.965	-34.758.190	-39.382.014
Santa Filomena 220kV						
Demanda Alta	Caso N°2					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-24.068.948	-32.565.543	-36.268.506
			75%	-24.236.541	-34.231.917	-35.460.747
		Tercero	25%	-24.068.948	-32.565.543	-36.494.260
			75%	-24.236.541	-32.844.762	-36.672.834
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-23.491.530	-38.060.108	-44.906.023
			75%	-23.659.123	-39.726.482	-44.098.263
		Tercero	25%	-23.491.530	-38.060.108	-45.131.777
			75%	-23.659.123	-38.339.327	-45.310.350
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	-20.177.809	-34.746.387	-41.592.302
			75%	-20.345.403	-36.412.761	-40.784.543
		Tercero	25%	-20.177.809	-34.746.387	-41.818.056
			75%	-20.345.403	-35.025.607	-41.996.630
	Año 20	Anglo American	25%	-24.068.948	-31.178.388	-38.024.303
			75%	-24.236.541	-32.844.762	-37.216.544
		Tercero	25%	-24.068.948	-31.178.388	-38.250.057
			75%	-24.236.541	-31.457.607	-38.428.631
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-26.647.006	-35.998.434	-40.227.161
			75%	-26.814.599	-37.718.445	-39.606.425
		Tercero	25%	-26.647.006	-35.998.434	-40.256.727
			75%	-26.814.599	-36.277.654	-40.435.300
Santa Filomena 220kV						
Demanda Alta	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-23.220.543	-30.932.773	-36.077.887
			75%	-22.679.832	-32.045.231	-35.688.078

		Tercero	25%	-23.220.543	-30.932.773	-35.251.694
			75%	-22.679.832	-30.471.872	-35.168.601
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-22.882.685	-34.591.995	-41.288.053
			75%	-22.468.946	-35.920.018	-41.160.457
		Tercero	25%	-22.882.685	-34.591.995	-40.445.232
			75%	-22.468.946	-34.337.236	-40.556.750
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	-19.120.505	-30.829.814	-37.525.872
			75%	-18.589.990	-32.041.062	-37.281.501
		Tercero	25%	-19.120.505	-30.829.814	-36.683.051
			75%	-18.589.990	-30.458.280	-36.677.794
	Año 20	Anglo American	25%	-23.220.543	-29.354.205	-36.050.264
			75%	-22.679.832	-30.471.872	-35.712.311
		Tercero	25%	-23.220.543	-29.354.205	-35.207.443
			75%	-22.679.832	-28.889.090	-35.108.604
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-25.798.601	-34.365.665	-40.036.542
			75%	-25.257.891	-35.531.759	-39.833.757
		Tercero	25%	-25.798.601	-34.365.665	-39.014.161
			75%	-25.257.891	-33.904.764	-38.931.067

Interconexión S/E Maitenes 220kV

Maitenes 220kV						
Demanda Esperada	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-24.322.034	-24.322.034	-24.322.034
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-31.325.299	-34.332.687
Alternativa N°3	Año 10	No hay ampliación	0%	-31.632.626	-31.632.626	-31.632.626
	Año 20	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-34.451.175	-34.451.175
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-29.413.507	-31.101.738	-31.752.624
Alternativa N°6	Año 10	No hay ampliación	0%	-31.907.378	-33.595.609	-34.246.495
	Año 20	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-34.557.104	-35.207.990
Maitenes 220kV						
Demanda	Caso N°3					

Esperada	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-21.507.088	-20.322.090	-19.823.803
			75%	-16.910.834	-13.824.514	-13.743.707
		Tercero	25%	-21.507.088	-20.322.090	-19.823.803
			75%	-16.910.834	-13.824.514	-12.949.694
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-20.673.330	-27.262.854	-29.753.631
			75%	-15.892.633	-20.452.687	-23.291.809
		Tercero	25%	-20.673.330	-27.262.854	-29.753.631
			75%	-15.892.633	-20.452.687	-22.498.622
Alternativa N°3	Año 10	Anglo American	25%	-28.784.165	-27.599.166	-27.100.880
			75%	-24.019.037	-20.932.717	-20.851.910
		Tercero	25%	-28.784.165	-27.599.166	-27.100.880
			75%	-24.019.037	-20.932.717	-20.057.897
	Año 20	Anglo American	25%	-20.673.330	-30.390.934	-29.892.647
			75%	-15.892.633	-23.591.587	-23.510.780
		Tercero	25%	-20.673.330	-30.390.934	-29.892.647
			75%	-15.892.633	-23.591.587	-22.716.768
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-26.598.561	-27.101.794	-27.254.394
			75%	-22.002.307	-20.604.218	-21.202.615
		Tercero	25%	-26.598.561	-27.101.794	-27.254.394
			75%	-22.002.307	-20.604.218	-20.380.285
Alternativa N°6	Año 10	Anglo American	25%	-29.058.917	-29.562.150	-29.714.749
			75%	-24.293.789	-22.895.700	-23.494.097
		Tercero	25%	-29.058.917	-29.562.150	-29.714.749
			75%	-24.293.789	-22.895.700	-22.671.767
	Año 20	Anglo American	25%	-20.673.330	-30.496.863	-30.649.462
			75%	-15.892.633	-23.697.516	-24.295.913
		Tercero	25%	-20.673.330	-30.496.863	-30.649.462
			75%	-15.892.633	-23.697.516	-23.473.583

Maitenes 220kV						
Demanda Baja	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-24.322.034	-24.322.034	-24.322.034
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-31.325.299	-34.332.687
Alternativa N°3	Año 10	No hay ampliación	0%	-31.632.626	-31.632.626	-31.632.626
	Año 20	No hay	0%	-23.524.907	-34.451.175	-34.451.175

		ampliación				
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-29.413.507	-31.101.738	-31.752.624
Alternativa N°6	Año 10	No hay ampliación	0%	-31.907.378	-33.595.609	-34.246.495
	Año 20	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-34.557.104	-35.207.990
Maitenes 220kV						
Demanda Baja	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-21.310.894	-19.857.689	-19.159.938
			75%	-16.465.676	-11.463.175	-9.208.153
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-20.479.284	-26.804.674	-29.100.365
			75%	-15.452.661	-18.131.829	-18.837.936
Alternativa N°3	Año 10	No hay ampliaciones	25%	-28.589.779	-27.136.574	-26.438.822
			75%	-23.578.253	-18.575.753	-16.320.731
	Año 20	No hay ampliaciones	25%	-20.479.284	-29.932.316	-29.234.564
			75%	-15.452.661	-21.265.329	-19.010.308
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliaciones	25%	-26.402.367	-26.637.393	-26.590.528
			75%	-21.557.148	-18.242.879	-16.638.744
Alternativa N°6	Año 10	No hay ampliaciones	25%	-28.864.530	-29.099.557	-29.052.692
			75%	-23.853.005	-20.538.736	-18.934.601
	Año 20	No hay ampliaciones	25%	-20.479.284	-30.038.245	-29.991.379
			75%	-15.452.661	-21.371.258	-19.767.123

Maitenes 220kV	
Demanda	Caso N°1

Alta	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-24.322.034	-24.322.034	-26.246.187
		Tercero	0%	-24.322.034	-24.322.034	-25.608.894
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-23.524.907	-31.325.299	-36.256.840
		Tercero	0%	-23.524.907	-31.325.299	-35.619.547
Alternativa N°3	Año 10	Anglo American	0%	-31.632.626	-31.632.626	-33.556.778
		Tercero	0%	-31.632.626	-31.632.626	-32.919.486
	Año 20	Anglo American	0%	-23.524.907	-34.451.175	-36.375.328
		Tercero	0%	-23.524.907	-34.451.175	-35.738.035
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-29.413.507	-31.101.738	-33.759.103
		Tercero	0%	-29.413.507	-31.101.738	-33.039.484
Alternativa N°6	Año 10	Anglo American	0%	-31.907.378	-33.595.609	-36.252.973
		Tercero	0%	-31.907.378	-33.595.609	-35.533.355
	Año 20	Anglo American	0%	-23.524.907	-34.557.104	-37.214.468
		Tercero	0%	-23.524.907	-34.557.104	-36.494.850
Maitenes 220kV						
Demanda Alta	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-21.507.088	-20.425.750	-23.212.403
			75%	-16.910.834	-17.396.532	-16.823.414
		Tercero	25%	-21.507.088	-20.425.750	-22.457.290
			75%	-16.910.834	-15.308.032	-17.668.682
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-20.673.330	-27.362.957	-33.116.708
			75%	-15.892.633	-23.995.049	-26.338.897
		Tercero	25%	-20.673.330	-27.362.957	-32.365.551
			75%	-15.892.633	-21.910.752	-27.198.846
Alternativa N°3	Año 10	Anglo American	25%	-28.784.165	-27.702.827	-30.489.479
			75%	-24.019.037	-24.504.735	-23.931.617
		Tercero	25%	-28.784.165	-27.702.827	-29.734.367
			75%	-24.019.037	-22.416.235	-24.776.885
	Año 20	Anglo American	25%	-20.673.330	-30.491.587	-33.278.239
			75%	-15.892.633	-27.138.722	-26.565.604
		Tercero	25%	-20.673.330	-30.491.587	-32.523.126
			75%	-15.892.633	-26.086.537	-27.464.675
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-26.598.561	-27.205.455	-30.770.925
			75%	-22.002.307	-24.249.685	-24.542.365

		Tercero	25%	-26.598.561	-27.205.455	-29.887.880
			75%	-22.002.307	-22.087.736	-25.099.272
Alternativa N°6	Año 10	Anglo American	25%	-29.058.917	-29.665.810	-33.231.281
			75%	-24.293.789	-26.541.167	-26.833.847
		Tercero	25%	-29.058.917	-29.665.810	-32.348.236
			75%	-24.293.789	-24.379.218	-27.390.754
	Año 20	Anglo American	25%	-20.673.330	-30.597.515	-34.162.986
			75%	-15.892.633	-27.318.100	-27.610.780
		Tercero	25%	-20.673.330	-30.597.515	-33.279.941
			75%	-15.892.633	-26.227.442	-28.471.378

Interconexión S/E Confluencia 220kV

Confluencia 220kV						
Demanda Esperada	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-24.322.034	-24.322.034	-24.322.034
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-22.445.340	-40.809.968	-47.890.327
Alternativa N°3	Año 10	No hay ampliación	0%	-31.632.626	-31.632.626	-31.632.626
	Año 20	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-34.451.175	-34.451.175
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliación	0%	-12.544.451	-30.909.079	-37.989.438
	Año 20	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-27.091.858	-34.172.217
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-36.308.996	-40.283.635	-41.816.030
Alternativa N°6	Año 10	No hay ampliación	0%	-38.802.867	-42.777.506	-44.309.901
	Año 20	No hay ampliación	0%	-30.420.396	-43.739.001	-45.271.396
Confluencia 220kV						
Demanda Esperada	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-17.482.278	-14.618.706	-15.092.195
			75%	-8.499.173	-6.902.935	-3.158.337
		Tercero	25%	-17.482.278	-14.618.706	-14.110.635

			75%	-8.499.173	-5.683.116	-5.537.186
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-16.989.747	-33.366.809	-41.411.256
			75%	-10.781.533	-29.528.360	-33.893.874
		Tercero	25%	-16.989.747	-33.366.809	-40.376.970
			75%	-10.781.533	-27.743.634	-35.156.427
Alternativa N°3	Año 10	Anglo American	25%	-25.475.313	-22.611.742	-23.085.230
			75%	-17.796.420	-16.200.182	-12.455.584
		Tercero	25%	-25.475.313	-22.611.742	-22.103.670
			75%	-17.796.420	-14.980.363	-14.834.433
	Año 20	Anglo American	25%	-17.427.415	-25.920.910	-26.394.399
			75%	-9.862.783	-20.092.597	-16.347.998
		Tercero	25%	-17.427.415	-25.920.910	-25.412.838
			75%	-9.862.783	-18.872.778	-18.726.847
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	-6.498.827	-22.875.889	-30.920.336
			75%	956.080	-17.790.747	-22.156.261
		Tercero	25%	-6.498.827	-22.875.889	-29.886.050
			75%	956.080	-16.006.021	-23.418.814
	Año 20	Anglo American	25%	-17.427.415	-18.632.293	-26.676.740
			75%	-9.862.783	-9.697.233	-17.110.026
		Tercero	25%	-17.427.415	-18.632.293	-25.642.453
			75%	-9.862.783	-11.574.604	-18.987.397
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-29.469.240	-30.580.307	-32.750.689
			75%	-20.486.135	-23.882.830	-22.330.147
		Tercero	25%	-29.469.240	-30.580.307	-31.604.631
			75%	-20.486.135	-21.644.717	-23.031.182
Alternativa N°6	Año 10	Anglo American	25%	-32.645.554	-33.756.621	-35.927.003
			75%	-24.966.661	-28.363.356	-26.810.673
		Tercero	25%	-32.645.554	-33.756.621	-34.780.945
			75%	-24.966.661	-26.125.243	-27.511.708
	Año 20	Anglo American	25%	-24.322.904	-35.208.736	-37.379.117
			75%	-16.758.273	-30.398.716	-28.846.032
		Tercero	25%	-24.322.904	-35.208.736	-36.233.059
			75%	-16.758.273	-28.160.603	-29.547.068

Confluencia 220kV						
Demanda Baja	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-24.322.034	-24.322.034	-24.322.034
Alternativa N°2	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-22.445.340	-40.809.968	-47.890.327
Alternativa	Año 10	No hay	0%	-31.632.626	-31.632.626	-31.632.626

N°3		ampliación				
	Año 20	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-34.451.175	-34.451.175
Alternativa N°4	Año 10	No hay ampliación	0%	-12.544.451	-30.909.079	-37.989.438
	Año 20	No hay ampliación	0%	-23.524.907	-27.091.858	-34.172.217
Alternativa N°5	Inicio del periodo	No hay ampliación	0%	-36.308.996	-40.283.635	-41.816.030
Alternativa N°6	Año 10	No hay ampliación	0%	-38.802.867	-42.777.506	-44.309.901
	Año 20	No hay ampliación	0%	-30.420.396	-43.739.001	-45.271.396
Confluencia 220kV						
Demanda Baja	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-17.056.937	-13.627.751	-12.024.080
			75%	-7.755.010	-325.199	1.185.244
		Tercero	25%	-17.056.937	-13.627.751	-12.024.080
			75%	-7.755.010	-325.199	1.462.709
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-16.463.632	-32.098.505	-37.956.416
			75%	-9.734.548	-22.772.104	-29.160.787
		Tercero	25%	-16.463.632	-32.098.505	-37.956.416
			75%	-9.734.548	-22.772.104	-28.595.092
Alternativa N°3	Año 10	Anglo American	25%	-25.003.335	-21.574.150	-19.970.478
			75%	-16.914.987	-9.485.177	-7.974.734
		Tercero	25%	-25.003.335	-21.574.150	-19.970.478
			75%	-16.914.987	-9.485.177	-7.697.269
	Año 20	Anglo American	25%	-16.946.970	-24.788.455	-23.184.783
			75%	-8.956.459	-13.452.650	-11.942.207
		Tercero	25%	-16.946.970	-24.788.455	-23.184.783
			75%	-8.956.459	-13.452.650	-11.664.742
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	-6.011.354	-21.646.227	-27.504.138
			75%	1.884.082	-11.153.474	-17.542.157
		Tercero	25%	-6.011.354	-21.646.227	-27.504.138
			75%	1.884.082	-11.153.474	-16.976.461
	Año 20	Anglo American	25%	-16.946.970	-17.481.564	-23.339.475
			75%	-8.956.459	-6.250.998	-12.639.681
		Tercero	25%	-16.946.970	-17.481.564	-23.339.475
			75%	-8.956.459	-6.250.998	-12.073.986
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-29.043.899	-29.589.352	-29.518.076
			75%	-19.741.972	-16.286.800	-16.781.990

		Tercero	25%	-29.043.899	-29.589.352	-29.518.076
			75%	-19.741.972	-16.286.800	-16.031.287
Alternativa N°6	Año 10	Anglo American	25%	-32.173.577	-32.719.030	-32.647.753
			75%	-24.085.228	-20.630.057	-21.125.247
		Tercero	25%	-32.173.577	-32.719.030	-32.647.753
			75%	-24.085.228	-20.630.057	-20.374.544
	Año 20	Anglo American	25%	-23.842.460	-34.076.280	-34.005.004
			75%	-15.851.948	-22.740.475	-23.235.666
		Tercero	25%	-23.842.460	-34.076.280	-34.005.004
			75%	-15.851.948	-22.740.475	-22.484.963

Confluencia 220kV						
Demanda Alta	Caso N°1					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa N°1	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-24.322.034	-24.322.034	-26.512.809
		Tercero	0%	-24.322.034	-24.322.034	-25.672.447
Alternativa N°2	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-22.445.340	-40.809.968	-50.081.102
		Tercero	0%	-22.445.340	-40.809.968	-49.240.740
Alternativa N°3	Año 10	Anglo American	0%	-31.632.626	-31.632.626	-33.823.401
		Tercero	0%	-31.632.626	-31.632.626	-32.983.039
	Año 20	Anglo American	0%	-23.524.907	-34.451.175	-36.641.950
		Tercero	0%	-23.524.907	-34.451.175	-35.801.588
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	0%	-12.544.451	-30.909.079	-40.180.213
		Tercero	0%	-12.544.451	-30.909.079	-39.339.851
	Año 20	Anglo American	0%	-23.524.907	-27.091.858	-36.362.992
		Tercero	0%	-23.524.907	-27.091.858	-35.522.630
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	0%	-36.308.996	-40.283.635	-44.299.074
		Tercero	0%	-36.308.996	-40.283.635	-43.166.443
Alternativa N°6	Año 10	Anglo American	0%	-38.802.867	-42.777.506	-46.792.944
		Tercero	0%	-38.802.867	-42.777.506	-45.660.314
	Año 20	Anglo American	0%	-30.420.396	-43.739.001	-47.754.440
		Tercero	0%	-30.420.396	-43.739.001	-46.621.809
Confluencia 220kV						
Demanda Alta	Caso N°3					
	Fecha de compra/venta	Responsable ampliación	Consumo Tercero	VAN (10 años) [US\$]	VAN (20 años) [US\$]	VAN (30 años) [US\$]
Alternativa	Inicio del	Anglo	25%	-17.482.278	-19.111.536	-17.720.943

N°1	periodo	American	75%	-8.499.173	-7.511.933	-4.782.575
		Tercero	25%	-17.482.278	-16.428.163	-18.330.524
Alternativa N°2	Inicio del periodo		Anglo American	25%	-16.989.747	-37.875.443
		75%		-10.781.533	-30.370.108	-36.009.494
	Tercero	25%	-16.989.747	-35.094.158	-44.264.001	
		75%	-10.781.533	-28.585.382	-36.921.401	
Alternativa N°3	Año 10	Anglo American	25%	-25.475.313	-27.104.571	-25.713.978
			75%	-17.796.420	-16.809.180	-14.079.822
		Tercero	25%	-25.475.313	-24.421.199	-26.323.560
			75%	-17.796.420	-15.763.765	-16.499.566
	Año 20	Anglo American	25%	-17.427.415	-30.401.364	-29.010.771
			75%	-9.862.783	-20.742.514	-18.013.157
		Tercero	25%	-17.427.415	-27.717.991	-29.620.352
			75%	-9.862.783	-19.697.100	-20.432.900
Alternativa N°4	Año 10	Anglo American	25%	-6.498.827	-27.384.523	-33.507.087
			75%	956.080	-18.632.495	-24.271.881
		Tercero	25%	-6.498.827	-24.603.238	-33.773.081
			75%	956.080	-16.847.769	-25.183.787
	Año 20	Anglo American	25%	-17.427.415	-19.929.891	-29.099.733
			75%	-9.862.783	-10.381.660	-19.068.325
		Tercero	25%	-17.427.415	-20.382.563	-29.552.406
			75%	-9.862.783	-12.407.591	-20.743.610
Alternativa N°5	Inicio del periodo	Anglo American	25%	-29.469.240	-35.434.829	-36.236.151
			75%	-20.486.135	-24.491.827	-23.999.019
		Tercero	25%	-29.469.240	-32.389.764	-35.824.521
			75%	-20.486.135	-22.428.119	-24.696.315
Alternativa N°6	Año 10	Anglo American	25%	-32.645.554	-38.611.143	-39.412.465
			75%	-24.966.661	-28.972.353	-28.479.545
		Tercero	25%	-32.645.554	-35.566.079	-39.000.835
			75%	-24.966.661	-26.908.645	-29.176.841
	Año 20	Anglo American	25%	-24.322.904	-40.050.881	-40.852.204
			75%	-16.758.273	-31.048.634	-30.555.825
		Tercero	25%	-24.322.904	-37.005.817	-40.440.573
			75%	-16.758.273	-28.984.926	-31.253.121