



Con el apoyo de Mercados Energéticos Consultores S.A.



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA INTERCONEXIÓN SING - SIC

INFORME FINAL

MARZO 2012

ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA INTERCONEXIÓN SING - SIC INFORME FINAL

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	5
1 INTRODUCCIÓN	9
2 PROPUESTAS DE INTERCONEXIÓN ENTRE EL SIC Y EL SING	10
2.1 INTRODUCCIÓN	10
2.2 PROYECTOS EVALUADOS	10
2.3 ESPECIFICACIONES DE BASE DE LAS SOLUCIONES	10
2.4 COSTOS DE LOS PROYECTOS EVALUADOS	12
2.4.1 <i>Solución en Corriente Alterna (AC)</i>	13
2.4.2 <i>Solución en Corriente Continua (HVDC)</i>	14
3 ESTUDIO DE EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS SIC Y SING AISLADOS Y SIC+SING INTERCONECTADOS	16
3.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS.....	16
3.1.1 <i>General</i>	16
3.1.2 <i>Modelo Optgen</i>	16
3.2 BASES PARA EL ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN	19
3.2.1 <i>Período de análisis</i>	19
3.2.2 <i>Proyección de demandas</i>	19
3.2.3 <i>Precios de los combustibles</i>	21
3.2.4 <i>Centrales en construcción</i>	23
3.2.5 <i>Proyectos de generación</i>	23
3.2.6 <i>Restricciones a los proyectos de expansión de la generación</i>	28
3.3 PLANES DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN	29
3.3.1 <i>Caso base</i>	29
3.3.2 <i>Caso sin reserva rodante en unidades del SING</i>	40
3.3.3 <i>Caso sin desarrollo proyectos de Aysén</i>	41
3.3.4 <i>Caso con tasa de descuento 7.5%</i>	46
4 EVALUACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y FALLA DE LOS SISTEMAS SIC Y SING FUNCIONANDO AISLADOS E INTERCONECTADOS	54
4.1 CASO BASE.....	54
4.1.1 <i>Simulación de los planes de expansión</i>	54
4.1.2 <i>Comparación costos</i>	55
4.1.3 <i>Operación integrada de las expansiones aisladas, interconexión 1500 MW</i>	61
4.1.4 <i>Expansión integrada con interconexión de 1000MW (silviomil)</i>	61
4.1.5 <i>Operación integrada de las expansiones aisladas, interconexión 1000 mw</i>	61
4.2 CASO SIN RESERVA RODANTE EN UNIDADES DEL SING	62
4.3 CASO SIN DESARROLLO DE PROYECTOS DE AYSÉN	62
4.4 CASO CON TASA DE ACTUALIZACIÓN DE 7.5%	62
5 ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE LA INTERCONEXIÓN	63
5.1 INTRODUCCIÓN	63
5.2 ESTUDIOS ELÉCTRICOS REALIZADOS	63
5.2.1 <i>Evaluaciones del nivel de Potencia de Cortocircuito</i>	63
5.2.2 <i>Verificaciones de estado estacionario para las soluciones propuestas</i>	63
5.2.3 <i>Verificaciones en estado perturbado para las soluciones propuestas</i>	63
5.2.4 <i>Interconexión en AC Cardones – Encuentro - Caso 2020_Set_s10_b4_1340MW</i>	63
5.2.5 <i>Interconexión en AC Cardones – El Cobre - Caso 2020_Set_s10_b4_1400MW</i>	64
5.2.6 <i>Interconexión en AC Card – El Cobre - Encu - Caso 2020_Set_s10_b4_1400MW</i>	64

5.2.7 Interconexión en HVDC Cardones – Encuentro - Caso 2020_Set_s10_b4_1340MW.....	64
5.2.8 Interconexión en HVDC Cardones – Encuentro - Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW	64
5.3 CONCLUSIONES SOBRE LOS ESTUDIOS DE VERIFICACIÓN DE LAS PROPUESTAS	64
6 EVALUACIÓN ECONOMICA DEL PROYECTO	67
6.1 COSTOS DE LA LÍNEA DE INTERCONEXIÓN.....	67
6.2 COSTOS DE EXPANSIONES EN LINEAS DE TRANSMISIÓN ATRIBUIBLES A LA INTERCONEXIÓN SIC – SING.....	67
6.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA	68
7 CONCLUSIONES DE LA EVALUACION, ANALISIS DE OTROS BENEFICIOS Y COSTOS ASOCIADOS Y ANÁLISIS DE ASPECTOS NORMATIVOS	69
7.1 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA.....	69
7.2 ANÁLISIS DE OTROS COSTOS Y BENEFICIOS ASOCIADOS A LA INTERCONEXIÓN SING-SIC	69
7.3 ANÁLISIS DE ASPECTOS NORMATIVOS Y REGULATORIOS	70
ANEXO 1: DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERANATIVAS DE INTERCONEXIÓN.....	71
ANEXO 2: PLANTEAMIENTO DEL PROGRAMA DE OPTIMIZACIÓN EN EL MODELO OPTGEN	
ANEXO 3: PROYECCION DE DEMANDA AL AÑO 2030	
ANEXO 4: ESTUDIOS ELÉCTRICOS	

Índice de las TABLAS

Tabla 0.1: Evaluación económica-Caso base (MUS\$, valores presentes a ene-19)	6
Tabla 2.1: Solución en AC, Costos de Capital para SS.EE. y Líneas en cada alternativa de interconexión.....	14
Tabla 2.2: Solución en HVDC, Costos de Capital para SS.EE. y Líneas en cada alternativa de interconexión.....	15
Tabla 3.1: SIC - Proyección de demandas	20
Tabla 3.2 : SING – Proyección de demandas CNE	20
Tabla 3.3 : Factores de modulación del precio de los combustibles	21
Tabla 3.4 : Precio del GNL (US\$/MBtu pcs).....	22
Tabla 3.5 : Proyección precio Brent implícita en proyección de precios de los derivados	22
Tabla 3.6 : Hipótesis CNE sobre uso de GNL	23
Tabla 3.7 : Hipótesis CNE sobre cierre a ciclos combinados.....	23
Tabla 3.8 : Costo inversión proyectos hidroeléctricos (información CNE).....	24
Tabla 3.9 : Características proyectos hidroeléctricos	25
Tabla 3.10 : Proyectos hidroeléctricos	25
Tabla 3.11 : Características unidades a carbón	26
Tabla 3.12 : Características turbinas a gas	27
Tabla 3.13 : Características unidades eólicas	27
Tabla 3.14 : Parques eólicos – Factores de planta mensuales y anual.....	27
Tabla 3.15 : Características unidades geotérmicas	28
Tabla 3.16 : SING – Expansión desarrollo aislado	30
Tabla 3.17 : SING – Expansión desarrollo aislado por tecnologías	31
Tabla 3.18 : SIC – Expansión desarrollo aislado	31
Tabla 3.19 : SIC – Expansión desarrollo aislado	33
Tabla 3.20 : SING-SIC – Expansión desarrollo integrado 1500.....	34
Tabla 3.21:Potencia instalada anual – Expansión integrada 1500 MW.....	36
Tabla 3.22Comparación potencia instalada	37
Tabla 3.23 : SING-SIC – Expansión desarrollo integrado 1000.....	37
Tabla 3.24 : SING-SIC – Expansión desarrollo integrado 1000	40
Tabla 3.25 : SIC – Expansión aislada sin proyectos de Aysén	41
Tabla 3.26 : SIC – Expansión aislada sin proyectos Aysén	43
Tabla 3.27 : SING-SIC – Expansión desarrollo integrado 1500 sin proyectos de Aysén.....	43
Tabla 3.28 : SING-SIC – Expansión desarrollo integrado 1500 sin proyectos de Aysén.....	46
Tabla 3.29 : SING - Expansión aislada tasa actualización 7.5%.....	46
Tabla 3.30 : SING - Expansión aislada tasa actualización 7.5%.....	47
Tabla 3.31 : SIC - Expansión aislada tasa actualización 7.5%	48
Tabla 3.32 : SIC - Expansión aislada tasa actualización 7.5%	50

Tabla 3.33 : SING-SIC - Expansión integrada 1500 ME, tasa actualización 7.5%	50
Tabla 3.34 : SING-SIC - Expansión integrada 1500 MW, tasa actualización 7.5%	53
Tabla 4.1: Comparación de valor presente de inversión y operación ene-17 (MUS\$).....	55
Tabla 4.2: Comparación con costos operación SDDP.....	55
Tabla 4.3 : Proyección de demandas SDDP (GWh).....	56
Tabla 4.4 : Generación SIC (GWh)	56
Tabla 4.5 : Generación SING (GWh).....	57
Tabla 4.6 : Generación ERNC (GWh)	57
Tabla 4.7 : Flujo medio anual por la interconexión (MW medios).....	58
Tabla 4.8: Operación integrada de sistemas con expansión definida en forma aislada (MUS\$ a ene-2017).....	61
Tabla 4.9: Resultados SDDP para 1000 MW (MUS\$, valor presente a ene-17)	61
Tabla 4.10: Operación integrada de sistemas con expansión definida en forma aislada (kUS\$ a ene-2017).....	61
Tabla 4.11: Caso sin desarrollo de Aysén - Comparación de valor presente de inversión y operación (kUS\$ a ene-2017).....	62
Tabla 4.12: Caso tasa 7.5% - Comparación de valor presente de inversión y operación (kUS\$ a ene-2017)	62
Tabla 6.1: Costos alternativas de interconexión	67
Tabla 6.2: Costos expansiones de líneas en el SING asociadas a la interconexión SING-SIC.....	67
Tabla 6.3: Evaluación económica-Caso base (MUS\$, valores presentes a ene-19)	68

Índice de las FIGURAS

Figura 2.1: Posible estructura para el doble circuito en estructura simple, propuesta para: Solución AC.....	10
Figura 2.2: Posible lay-out de la nueva subestación de El Cobre 500kV – Solución en AC	11
Figura 2.3: Posible estructura para el Dipolo en estructura simple, propuesta para la - Solución HVDC	11
Figura 2.4: Posible lay-out de la Estación de Conversión – Solución en HVDC.....	12
Figura 2.5: Lay-out de la S.E. Cardones 500kV con expansión para el enlace SING-SIC - Solución en AC.....	14
Figura 3.1: Esquema solución Optgen	17
Figura 4.1: Flujo por bloque (MW) SIC→ SING: máximo y promedio	58
Figura 4.2: Flujo por bloque (MW) SING→ SIC: máximo y promedio	59
Figura 4.3: Costo marginal en subestaciones de la interconexión	59
Figura 4.4: SIC – Costo marginal en subestaciones.....	60
Figura 4.5: SING – Costo marginal en subestaciones	60

ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA INTERCONEXIÓN SING – SIC

INFORME FINAL

RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Nacional de Energía contrató los servicios de SYNEX Ingenieros Consultores para realizar la evaluación técnica y económica del proyecto de interconexión eléctrica entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), en adelante Interconexión SING-SIC. SYNEX contó con la asesoría de Mercados Energéticos Consultores.

El objetivo general planteado por la CNE fue contar con una evaluación económica de la alternativa óptima de Interconexión SING y SIC, por medio de un documento de carácter auto-contenido y completo, incorporando ordenadamente los diferentes aspectos del problema. Estos aspectos son de naturaleza técnico-eléctricos, económicos, regulatorios y normativos.

De acuerdo con lo solicitado por la CNE en las bases del estudio, se evaluaron 4 proyectos alternativos de interconexión SING-SIC, dos en corriente alterna y dos en corriente continua, con capacidades de 1500 y 1000 MW en cada tecnología.

Metodología de análisis

Para la evaluación de la conveniencia económica de la interconexión SING-SIC se aplicó la metodología tradicional de planificación eléctrica, consistente en calcular el costo total actualizado de expandir y operar los sistemas SIC y SING en forma aislada e interconectada y determinar la diferencia entre ambos. En concreto la metodología aplicada consistió en:

- a) Definir la expansión de mínimo costo del desarrollo de la generación-transmisión de los sistemas SING y SIC aislados y del sistema integrado SING+SIC y
- b) Calcular los valores presentes de costos de inversión y operación de cada uno de los tres casos y determinar la diferencia entre los valores presentes de los casos de desarrollo aislado con el desarrollo integrado.

Bases del estudio

Para la ejecución de la evaluación económica se adoptaron las siguientes bases:

Período de análisis

Se adoptó un horizonte de análisis de 2017 a 2033, con un período de relleno de 5 años (2034-2038) con demanda constante. La interconexión entraría en operación en enero de 2019.

Proyección de demandas

Período 2012-2021

La tasa de crecimiento media del período 2012-2021 es de 5.9%. La tasa media anual de crecimiento de la demanda de los clientes libres en ese período es de 7.3%, en tanto la de los clientes regulados alcanza a 4.9%.

Período 2022-2033

Se ha aproximado esta cifra, adoptando una tasa de 4% para el decenio 2022-2031, pero aplicándola en forma gradual: 4.5% para 2021-2026 y 3.5% para 2026-2031. Para el período 2031-2033 se adoptado una tasa de 3%. Estas tasas se han aplicado tanto al SIC como al SING.

Evaluación Económica del Proyecto

En la tabla siguiente se indican los beneficios netos de la interconexión (valores presentes a 2019) como diferencia entre los valores presentes de beneficios de la interconexión y los valores presentes de los costos de la interconexión y líneas adicionales determinadas en los estudios eléctricos.

Tabla 0.1: Evaluación económica-Caso base (MUS\$, valores presentes a ene-19)

Interconexión	Beneficios generación	Costo interconexión	Líneas adicionales	Beneficio neto
CA-1500	1385	696	170	519
HVCD-1500	1385	647	170	568
CA-1000	1281	625	86	570
HVDC-1000	1281	504	86	691

Se aprecia que la interconexión es económicamente rentable (beneficios netos positivos) para las alternativas evaluadas. Los beneficios netos son mayores para una interconexión de 1000 MW. En cuanto a la tecnología para la interconexión, los beneficios netos resultan similares para corriente alterna y corriente continua. Sin embargo, por razones de flexibilidad para la apertura de subestaciones intermedias que se requiera establecer, resulta mas conveniente establecer la interconexión en 500 kV, corriente alterna.

Análisis de sensibilidad

Se realizaron análisis de sensibilidad a las siguientes variables: i) Operación sin reserva rodante en las centrales del SING en el caso de interconexión SING-SIC, ii) reducción en el desarrollo de generación hidroeléctrica en el SIC, representada por la no realización de los proyectos de generación de Aysén (proyectos de Hidroaysén y Energía Austral) y iii) evaluación utilizando una tasa de descuento de 7,5% en vez de 10%. Los resultados obtenidos en estos análisis son los siguientes:

Caso sin reserva rodante en centrales del SING

Se evaluó también el beneficio de operar el sistema interconectado SING-SIC sin reserva en giro en las centrales del SING, dada la posibilidad de que dicha reserva puede darse con centrales hidroeléctricas del SIC, con el consecuente incremento de beneficios tanto en la operación como en ahorro de costos de inversión en generación. La evaluación de este caso se realizó como diferencia entre los costos de operar con y sin reserva el sistema SIC+SING para el programa de expansión de la generación obtenido en el caso base en la alternativa de interconexión de 1500 MW. El resultado consiste en un incremento de 131 millones de US\$ en los beneficios del proyecto en relación con el beneficio neto obtenido en el caso base.

Caso sin el desarrollo de las centrales hidroeléctricas de Hidroaysen y Energía Austral

En el caso que no se desarrollen las centrales hidroeléctricas de Hidroaysen y Energía Austral, los beneficios para la alternativa de interconexión de 1500 MW aumentan en 135 millones de US\$ en relación con los obtenidos en el caso base.

Caso con tasa de descuento de 7,5%

En el caso que se utilice una tasa de descuento de 7,5% en vez de 10%, los beneficios netos del proyecto de interconexión para el tamaño de 1500 MW se incrementan en 900 millones de US\$(valor presente con tasa de 7.5%) en relación con los beneficios obtenidos en el caso base.

Conclusiones de la evaluación técnica y económica

Se ha modelado todas las dimensiones relevantes de las condiciones futuras del sistema, se ha evaluado la viabilidad técnica de las 4 alternativas definidas y se ha realizado una evaluación económica, que considerando los costos y beneficios en un marco de planificación eléctrica, muestra que la interconexión SING-SIC es un proyecto económicamente rentable.

Si se opera el sistema interconectado SING-SIC concentrando toda la reserva en giro en el SIC se incrementan los beneficios netos en unos 131 millones de US\$. Esta operación, si bien es posible en una primera aproximación requeriría estudios de detalle operativos para su confirmación.

El análisis de sensibilidad considerando un menor desarrollo hidroeléctrico en el SIC, representado por la no ejecución de las centrales de Aysén incluidas en el caso base, muestran que el proyecto se mantiene rentable.

Finalmente, la evaluación del proyecto considerando una tasa de descuento de 7,5% en vez de 10% muestra un valor presente más elevado de los beneficios netos del proyecto de interconexión recomendado.

En definitiva, el Consultor recomienda desarrollar la interconexión SING-SIC en 500 kV corriente alterna, para una capacidad de 1500 MW.

Análisis de otros costos y beneficios de la interconexión SING-SIC

Por otra parte, se debe tener presente que la interconexión SING-SIC puede producir beneficios adicionales muy importantes frente a escenarios que pueden ser considerados excepcionales o de baja probabilidad como los siguientes:

- Atrasos de proyectos de generación importantes en el SIC y/o en el SING.
- Condiciones extremas definidas a partir de fallas de unidades generadoras grandes unidas a sequías en el SIC o bien falla simultánea de dos unidades grandes en el SIC o en el SING.

En estos casos los beneficios de tener la interconexión, versus no tenerla, son superiores en órdenes de magnitud respecto a los evaluados en condiciones de alta probabilidad.

La robustez de la interconexión propuesta junto a la mayor flexibilidad que introduce en el sistema en condiciones extremas hace que la misma sea la opción recomendable por este estudio.

La metodología que se utilizó para determinar los planes de expansión de menor costo total actualizado y medir el beneficio neto de la interconexión asociado, incorpora de manera implícita que se logra el óptimo competitivo en el mercado de generación, que es destacado usualmente como uno de los beneficios a considerar de la interconexión. No obstante esto sólo calcula los beneficios considerando el precio eficiente de los mercados con o sin interconexión y no el eventual resultado de esos precios con comportamientos posibles en mercados no perfectos.

Análisis de aspectos normativos y regulatorios

En lo que concierne al marco normativo para implementar una interconexión eléctrica entre el SIC y el SING, el consultor ha analizado las disposiciones del DFL N°4, texto refundido de la Ley General de Servicios Eléctricos, especialmente en lo que concierne a las normas que regulan los sistemas troncales de transmisión. El análisis revela que la interconexión SING-SIC no puede ser decidida en el curso de los estudios de transmisión troncal (ETT) que realiza cada 4 años la CNE para el SIC y el SING, y que actualizan anualmente los respectivos CDEC; lo anterior por cuanto las disposiciones de la ley se refieren a estudios de transmisión troncal diferentes en cada sistema eléctrico. Las disposiciones especiales que la ley dispone para el establecimiento de interconexiones gestadas por generadores comercializadores que operen en dichos sistemas, son aplicables solamente si dichos operadores están de acuerdo en promover una interconexión.

Sin embargo, según el primer inciso del artículo 137° del DFL4, una interconexión como la SING-SIC puede ser dispuesta mediante un decreto supremo del Ministerio de Energía, con informe previo de la CNE. Este mismo artículo dispone, en su inciso tercero, que la forma de realizar la interconexión y de efectuar el transporte o transferencia de la energía serán recomendadas por la CNE al Ministerio, a falta de acuerdo de los concesionarios. En opinión del consultor, esta norma podría ser aplicable para desarrollar la interconexión SING-SIC.

En cuanto a las disposiciones regulatorias a aplicar a la interconexión SING-SIC, y dado el carácter singular del proyecto, el consultor estima conveniente que se preserven las reglas de tarificación y asignación de costos que rigen en los sistemas troncales del SIC y del SING, estableciéndose que el costo de la línea de interconexión entre ambos sistemas sea asignada a la totalidad de la demanda de ambos sistemas, como un cargo por kilowattthora extraído. De esta forma se preservarían las señales de localización aplicables a las inyecciones de energía y a las extracciones destinadas a los clientes libres en cada uno de los sistemas.

Por último, será necesario revisar las normas que regulan el funcionamiento de los CDEC del SIC y del SING, lo cual implica además decidir si se mantendrán en funciones ambos organismos de coordinación de la operación o bien se constituirá uno solo.

1 INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía contrató los servicios de SYNEX Ingenieros Consultores para realizar la evaluación técnica y económica del proyecto de interconexión eléctrica entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), en adelante Interconexión SING-SIC. El requerimiento consideró la evaluación de cuatro alternativas de interconexión, conformadas por dos tamaños: 1000 y 1500 MW, y dos tecnologías: corriente alterna y corriente continua.

Para la realización del estudio SYNEX contó con la asesoría de Mercados Energéticos Consultores, en los aspectos relativos a la definición de las características del proyecto de interconexión, incluida la estimación de sus costos de inversión, y en la verificación del comportamiento eléctrico de las alternativas evaluadas.

El objetivo general planteado por la CNE fue contar con una evaluación económica de la alternativa óptima de Interconexión SING y SIC, por medio de un documento de carácter auto-contenido y completo, incorporando ordenadamente los diferentes aspectos del problema. Estos aspectos son de naturaleza técnico-eléctricos, económicos, regulatorios y normativos.

Este informe constituye el Informe Final del estudio y consta de 7 capítulos, incluida esta introducción. El capítulo 2 presenta la descripción de las características técnicas de las 4 alternativas evaluadas y la estimación de sus costos de inversión y fijos de operación y mantenimiento. El capítulo 3 contiene el análisis de los planes de expansión de la generación para el SIC y el SING considerados separadamente, así como de ambos sistemas interconectados. En el capítulo 4 se presenta el análisis de los costos de operación y falla del SIC y SING operando en forma aislada e interconectada. En el capítulo 5 se presentan los estudios eléctricos realizados para establecer la factibilidad técnica de las soluciones, en términos que la operación de la interconexión para las condiciones de operación económica del parque generador SING-SIC, cumple la norma técnica de calidad y seguridad de servicio; asimismo este análisis determinó las necesidad de inversiones de transmisión en el SING que son imputables al proyecto de interconexión SING-SIC. El capítulo 6 presenta la evaluación económica de las alternativas estudiadas. Finalmente el Capítulo 7 entrega las conclusiones del estudio.

2 PROPUESTAS DE INTERCONEXIÓN ENTRE EL SIC Y EL SING

2.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo describe los proyectos alternativos de interconexión entre el SIC que fueron evaluados, presenta sus principales características técnicas y entrega los costos estimativos de inversión. El capítulo se sustenta en el Anexo 1, que contiene una descripción detallada de los proyectos evaluados y de sus características y costos de inversión.

2.2 PROYECTOS EVALUADOS

De acuerdo con lo solicitado por la CNE en las bases del estudio, se evaluaron 4 proyectos alternativos de interconexión SING-SIC, dos en corriente alterna y dos en corriente continua, con capacidades de 1500 y 1000 MW en cada tecnología.

2.3 ESPECIFICACIONES DE BASE DE LAS SOLUCIONES

Tomando en consideración las distancias entre los extremos y los requisitos en cuanto a la capacidad de transporte que debe disponer la posible interconexión, resultarían factibles las siguientes soluciones:

- Paragarantizar una continuidad en el servicio aún en el caso de la pérdida (por falla o imprevista) de uno de las ternas de la interconexión sin necesidad de ejecutar maniobras o acciones particulares (requisito N-1), se propone un enlace en AC a 500 kV, comprendiendo básicamente:
 - Enlace de 500kV de doble circuito en estructura única (verFigura 2.1);
 - Ampliación de la S.E. Cardones 500 kVpara alojar las líneas de la Interconexión;
 - Ampliación de la S.E. Cardones 500 kVpara compensación shunt;
 - Nueva S.E. en 500kV en el SING, ampliando las existentes de 220kV, o bien en nuevos emplazamientos, en este caso en la cercanía de la S.E. Encuentro o bien de El Cobre (ver lay-out enFigura 2.2);
 - Compensación serie de ambas líneas de la interconexión;
 - Transformadores 500/220 kV en la nueva S.E. del SING

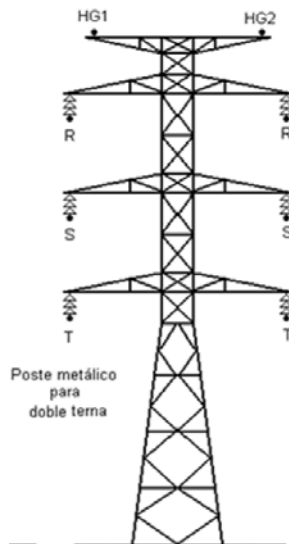


Figura 2.1: Posible estructura para el doble circuito en estructura simple, propuesta para: Solución AC

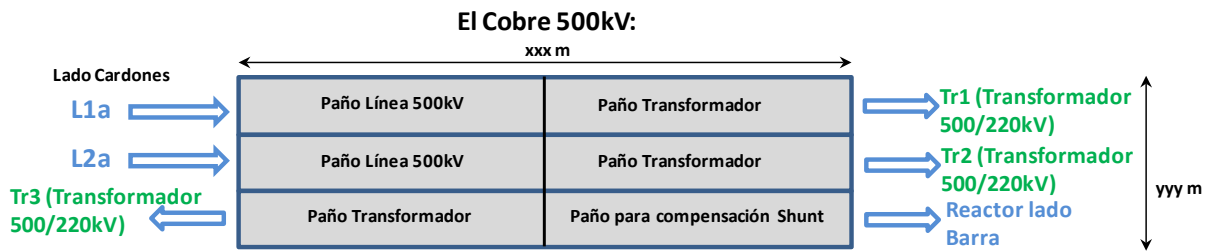


Figura 2.2: Posible lay-out de la nueva subestación de El Cobre 500kV – Solución en AC

- Siempre con el objetivo de cumplir con el requisito N-1 se propone un Bipolo en HVDC a la tensión más conveniente según la capacidad de transporte, comprendiendo básicamente:
 - Línea HVDC bipolar +/- 400 kV:
 - Enlace en estructura única para los 2 Polos en HVDC (Figura 2.3);
 - Nueva subestación de Conversión en el SIC conectada a la barra AC de 500 kV de la S.E. Cardones (ver un ejemplo de lay-out en Figura 2.4: Posible lay-out de la Estación de Conversión – Solución en HVDC
 - Nueva subestación de Conversión en el SING conectada a la barra AC de 220 kV de la S.E. que según el caso puede ser la S.E. Encuentro o bien El Cobre;
 - Con la duplicación de la potencia del enlace en HVDC para garantizar el funcionamiento a plena potencia en caso de N-1 (1000 o 1500 MW), resulta necesario considerar 6 unidades monofásicas de tres arrollamientos (6x600 MVA) en el caso de 1500 MW y 6x400 MVA para el de 1000 MW.
 - Además hacen falta considerar los espacios para la compensación serie de la estación de conversión en el sistema más débil, eliminando uno de los bancos de condensadores shunt

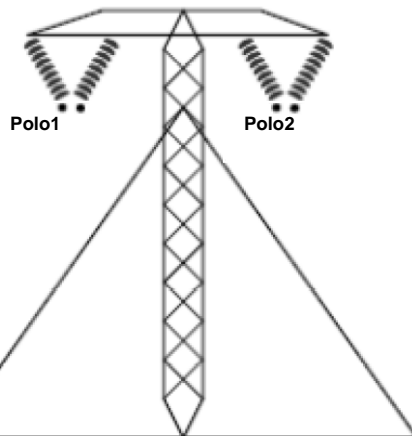


Figura 2.3: Posible estructura para el Dipolo en estructura simple, propuesta para la - Solución HVDC

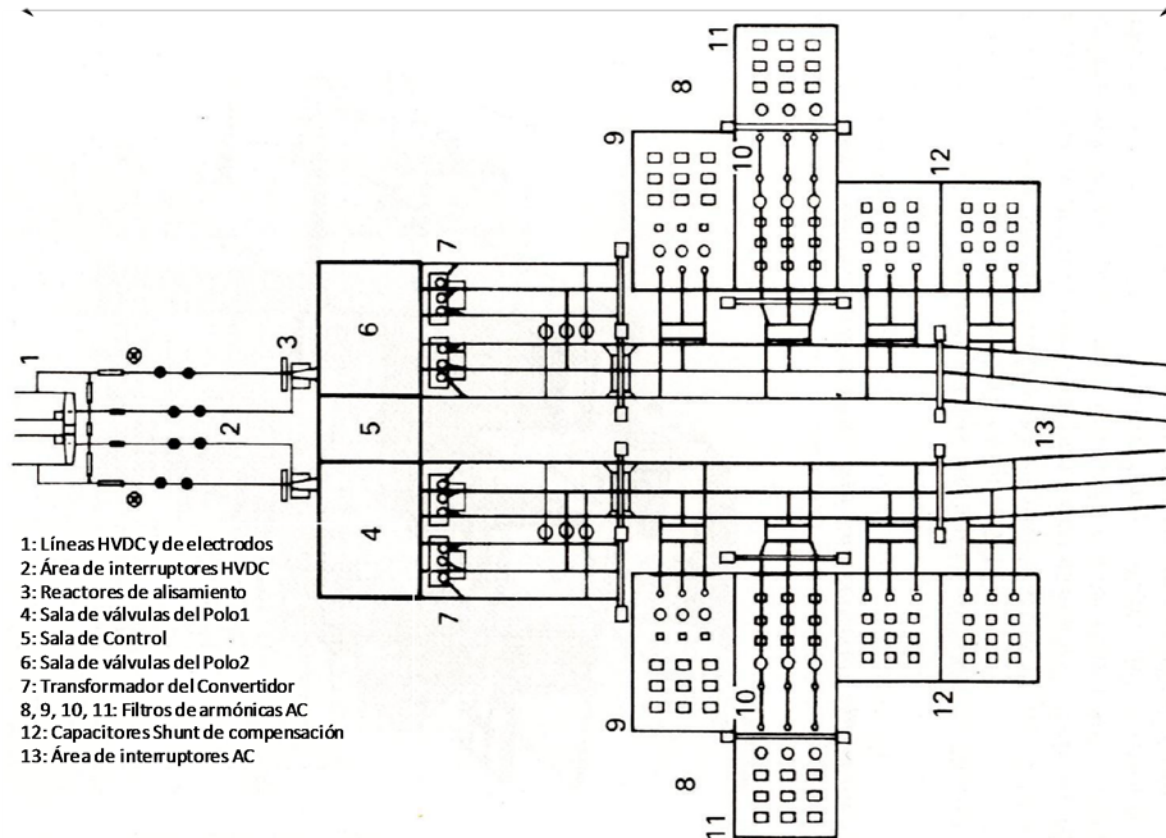


Figura 2.4: Posible lay-out de la Estación de Conversión – Solución en HVDC

De todas maneras es opinión de este Consultor que no existe una tecnología siempre preferible para interconectar redes que operan a la misma frecuencia. En términos generales, más allá del aspecto económico, la solución HVDC presenta ventajas en lo que concierne a la posibilidad de optimizar el diseño del enlace, de regular los tránsitos y de estabilizar la red. La solución AC, por otro lado, presenta ventajas en lo concerniente a la **posibilidad de expansión de la red**, la localización de las plantas de generación y los centros de carga.

2.4 COSTOS DE LOS PROYECTOS EVALUADOS

A continuación se presenta la especificación técnica de cuatro proyectos distintos de línea de interconexión de carácter troncal entre el SING y el SIC, que conectan eléctricamente ambos sistemas. Estos proyectos de interconexión están asociados a diferencias en la capacidad de transmisión (1.000 MW y 1.500 MW) y la tecnología de interconexión es de corriente alterna (AC) y en continua (HVDC).

Los estudios se focalizan para una interconexión que tiene como extremo en el sistema SIC la S.E. Cardones mientras en el SING se presentan, como se ha mencionado arriba, los candidatos posibles la S.E. Encuentro, la S.E. El Cobre y Chacaya.

2.4.1 Solución en Corriente Alterna (AC)

2.4.1.1 SELECCIÓN DE LA TENSIÓN Y DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR

La solución constructiva adoptada sigue los mismos estándares aplicados para las líneas AC de transmisión del sistema Troncal del SIC. El nivel de tensión está vinculado al estándar ya operativo en el SIC de 500 kV. No sería económicamente conveniente, **dado los requerimientos de capacidad de transporte y longitudes del enlace**, analizar el nivel de tensión inmediatamente inferior de 220 kV del SIC y SING.

Se detallan a continuación las especificaciones técnicas de los componentes y consideraciones esenciales para la solución en AC.

2.4.1.2 LÍNEAS EN AC

Las distancias y las potencias a transmitir son compatibles con una transmisión en AC de 500 kV. Por motivos de confiabilidad se proponen dos circuitos, de modo que puedan soportar la desconexión de uno de ellos sin necesidad de aplicar acciones particulares como pueden ser la desconexión de cargas en el sistema deficitario u otras operaciones de este tipo (requisito N-1). Tales circuitos se proponen sobre una estructura única (doble terna, ver un ejemplo en Figura 2.1: Posible estructura para el doble circuito en estructura simple, propuesta para: Solución AC

Es claro que el sistema interconectado más débil no debe colapsar en el caso de pérdida de los dos circuitos (en régimen de importación), de otra manera se deberán prever esquemas especiales de protección que, en caso de un nivel de potencia intercambiada por encima de un cierto umbral “actúe” para que en la eventualidad de suceder el evento de pérdida de los dos circuitos ejecute una serie de acciones (por ejemplo desconexión de grandes bloques de demanda), que mitiguen las variaciones de la frecuencia y eviten el colapso. En todo caso la pérdida simultánea de los dos circuitos es de muy baja probabilidad.

La solución constructiva adoptada es la misma utilizada para las líneas a doble terna que son previstas y adoptadas en el SIC. En particular, tanto sea para el caso de 1000 MW como para el de 1500 MW, se ha adoptado: 4x700MCM ($\approx 4 \times 355 \text{mm}^2$), D=24.43 mm (diámetro del subconductor).

El costo unitario resulta de 0.736 MUSD/km, a los que se les agrega un costo de 0.045 MUS\$/km para una franja de servidumbre de 60 m de amplitud. Los valores finales adoptados son por lo tanto de 0,781 MUSD/km para el de haz a 4 subconductores.

En cuanto al recorrido de la interconexión al momento no se evidencian particulares problemas. Luego de verificaciones ulteriores se ha comprobado que la configuración de un haz 3x700MCM resulta insuficiente por gradiente superficial. El valor del campo eléctrico en el caso de un haz con 3 subconductores del diámetro indicado supera los 25 kV/cm cuando el límite es alrededor de 21÷22 kV/cm. Para cumplir con los valores admisibles se debería incrementar el diámetro del subconductor por arriba de 27mm y en ese caso el costo de construcción de una solución con 3 subconductores sería del orden de la solución propuesta (4x700MCM; D=24.43 mm) pero con mayores pérdidas.

2.4.1.3 ESTACIONES AC DE 500kV

Se ha realizado un detallado estudio de los potenciamientos y ampliaciones necesarios para la S.E. Cardones en 500 kV en el SIC, la cual a la fecha de entrada en servicio de la interconexión entre SIC y SING se considera ya en servicio. La posible estructura se muestra en la Figura 2.5.



Figura 2.5: Lay-out de la S.E. Cardones 500kV con expansión para el enlace SING-SIC - Solución en AC

Se ha diseñado la nueva subestación de 500 kV en el SING que presenta la misma estructura, ya sea que se trate del extremo en la barra de Encuentro o en El Cobre, un ejemplo se ilustra en la Figura 2.5 precedente.

2.4.1.4 COSTOS DE CAPITAL PARA LÍNEAS Y ESTACIONES Y COSTOS DE O&M:

En la Tabla 2.1 se muestran los costos de capital para las soluciones en AC que han sido objeto del estudio, aquella solución nueva que resulta en la tabla (Cardones-ElCobre-Encuentro) es una consecuencia de los estudios eléctricos llevados a cabo, igualmente para aquella que falta (Cardones-Chacaya), las particularidades al respecto se mencionan en el capítulo 5:

Tabla 2.1: Solución en AC, Costos de Capital para SS.EE. y Líneas en cada alternativa de interconexión

Máximo Flujo MW	Soluciones en AC Extremos de la Interconexión	Costo de Capital MUS\$			Costos de O&M MUS\$/año
		S.E.	Líneas	Total	
1000	Cardones – El Cobre	65.9	401.9	467.9	14.04
1000	Cardones – Encuentro	67.7	492	559.7	16.79
1500	Cardones – El Cobre	83.3	404	487.3	14.62
1500	Cardones – Encuentro	86.4	494.2	580.6	17.42
1500	Cardones – El Cobre - Encuentro	133.3	489.7	622.9	18.69

2.4.2 Solución en Corriente Continua (HVDC)

2.4.2.1 COSTOS DE CAPITAL PARA LÍNEAS Y ESTACIONES EN HVDC:

En la siguiente Tabla 2.2 se muestran los costos de capital para las soluciones en HVDC, se hace notar que trata de **costos para un diseño que satisface el requerimiento de contingencia N-1 de un polo**, tal que el Polo restante en servicio puede dar la continuidad de la plena potencia (1000 o 1500 MW) en modo instantáneo sin reconfiguración de la estación de conversión:

Tabla 2.2: Solución en HVDC, Costos de Capital para SS.EE. y Líneas en cada alternativa de interconexión

Máximo Flujo MW	Soluciones en HVDC Extremos de la Interconexión	Costo de Capital MUS\$			Costos de O&M MUS\$/año
		SS.EE.	Líneas	Total	
1000	Cardones – El Cobre	285.3	134.3	419.6	12.59
1000	Cardones – Encuentro	285.3	164.4	449.7	13.49
1500	Cardones – El Cobre	387.5	154.7	542.2	16.27
1500	Cardones – Encuentro	387.5	189.5	577.0	17.31

Nota: si la S.E. más débil requiere una CCC para aumentar el ESCR el costo se incrementa de alrededor del 7÷8 % del costo de una estación de conversión

3 ESTUDIO DE EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS SIC Y SING AISLADOS Y SIC+SING INTERCONECTADOS

3.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

3.1.1 *General*

Para la evaluación de la conveniencia económica de la interconexión SING-SIC se requiere:

- c) Definir la expansión de mínimo costo del desarrollo de la generación-transmisión de los sistemas SING y SIC aislados y del sistema integrado SING+SIC
- d) Calcular los valores presentes de costos de inversión y operación de cada uno de los tres casos y comparación de los casos de desarrollo aislado con el desarrollo integrado.

Tanto para definir el plan de expansión de la generación como para determinar los costos de inversión y operación de los sistemas se utilizará el modelo de optimización de inversiones Optgen.

3.1.2 *Modelo Optgen*

a) General

OPTGEN es una herramienta computacional para determinar la expansión de mínimo costo de un sistema hidrotérmico multi-regional. Representa de manera detallada la operación del sistema tomando en cuenta la incertidumbre en los caudales afluentes, restricciones de emisión y restricciones de capacidad mínima, entre otros aspectos.

En el Anexo 2 se copia el planteamiento detallado del problema de optimización de la expansión, obtenido del Manual de Optgen.

b) Método de solución

La solución se obtiene utilizando técnicas avanzadas de programación entera mixta (MIP) y descomposición de Benders.

El modelo para la expansión de la generación de un sistema hidrotérmico tiene por objeto determinar un plan de expansión óptimo que haga mínimo la suma de los costos de inversión y operación. El costo de inversión corresponde a la suma actualizada de los costos de inversión y costos fijos de operación de los proyectos de generación y el costo de operación a suma actualizada de los costos de combustibles y de déficit de suministro.

Este problema se descompone naturalmente en dos niveles:

- Determinar las inversiones óptimas en capacidad de generación
- Determinar el costo de operación y déficit asociados a la construcción de esta capacidad

Esta descomposición del problema permite que sea resuelto mediante técnicas de descomposición de programación matemática. Estas técnicas conducen al óptimo global a través de una solución iterativa del problema de inversión y de operación que son resueltos separadamente, el primero como un problema de inversiones de programación entera y el segundo como un problema de operación de programación lineal y que utilicen algoritmos de solución especializados.

La metodología de descomposición de Benders aplicada al problema de planificación de la expansión consiste en un proceso iterativo que, para una propuesta de inversión dada, resuelve el subproblema de operación. A partir del vector de multiplicadores de Lagrange y del valor de la función objetivo del subproblema de operación se construye un corte de Benders que se agrega a las restricciones del problema maestro (subproblema de inversión) y al resolverlo se obtiene una nueva propuesta de expansión mejor que la anterior. La figura siguiente muestra en forma esquemática el proceso de descomposición para la solución iterativa de un problema de inversión y un problema de operación.

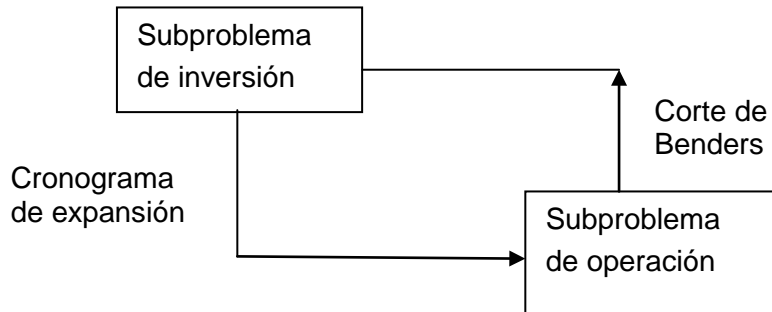


Figura 3.1: Esquema solución Optgen

En cada iteración se actualizan los límites inferior y superior de la solución óptima del problema. Estos límites son usados como criterio de convergencia del problema del modelo.

Si el sistema eléctrico está compuesto solamente por centrales térmicas, la determinación del costo de operación se reduce a un despacho por orden económico en forma independiente para cada etapa de la operación. Sin embargo para sistemas hidrotérmicos la existencia de embalses hace que el problema de operación sea mucho más complejo pues las funciones de costo de operación no son separables en el tiempo. En cada instante se comparan los beneficios del uso inmediato del agua versus su utilización en el futuro. Adicionalmente, la imposibilidad de prever los caudales afluentes a las distintas centrales a lo largo del tiempo transforma el problema de operación en algo esencialmente estocástico.

OPTGEN incluye un modelo simplificado de operación hidrotérmica para resolver el subproblema de operación, pero tiene la opción de utilizar un modelo detallado de operación estocástica hidrotérmica con restricciones de transmisión entre regiones, SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), desarrollado también por PSR. Se utilizará esta última opción.

c) Restricciones para variables de instalación

El problema de expansión es formulado como un problema de optimización entera mixta de gran escala que representa los siguientes aspectos:

- Flexibilidad en los pasos de inversión y operación
 - Permite etapas anual, semestral, trimestral o mensual
 - Se usarán pasos anuales para las decisiones de inversión y etapas mensuales de operación (con representación de demanda en curva de duración de 5 bloques)
- Variables continuas y variables enteras
 - Las decisiones de inversión se considerarán como variables discretas
- Proyectos opcionales y obligatorios

- Inicialmente todos los proyectos de generación serán opcionales
- Conjuntos de proyectos asociados
 - Las centrales de Hidroaysén y Energía Austral se consideran proyectos asociados
- Conjuntos de proyectos mutuamente excluyentes
 - No se han considerado proyectos excluyentes
- Restricciones de precedencia
 - Las centrales de Hidroaysén y Energía Austral se consideran proyectos con orden de precedencia
 - Algunos proyectos térmicos, hidroeléctricos y geotérmicos, por razones de reducción de tiempo de cálculo, se consideraran con orden de precedencia, sin perder generalidad en la solución.
- Restricciones de capacidad instalada mínima para diferentes grupos de tecnologías y en diferentes intervalos de tiempo permitiendo representar políticas energéticas gubernamentales
 - No se han considerado restricciones de este tipo
- Restricciones ambientales (emisiones de SO_2 , NO_x , y CO_2): no se han considerado
- Restricciones de disponibilidad de combustible: no se han considerado

d) Tratamiento de la hidrología

Por razones de tiempo de cálculo, una de las simplificaciones necesarias a realizar en un modelo de expansión de la generación es el tratamiento de las condiciones hidrológicas. En esta ocasión se ha privilegiado una representación detallada realizando el cálculo de los costos de operación, en cada iteración, con el modelo SDDP.

Considerando que el horizonte de operación será de 22 años (2017-2038), se utilizarán los caudales 1986-2007 (22 años) en la misma secuencia histórica. Esta secuencia se repite 22 veces, iniciando la secuencia con cada uno de los años de la serie. Después de los caudales del año 2007 se sigue en la secuencia con los caudales del año 1986.

e) Costos de inversión y fijos de operación

La función objetivo es determinar las decisiones de inversión que, respetando las restricciones impuestas por el usuario, haga mínimo para el horizonte de estudio, el valor presente de los costos de inversión, costos fijos y variables de operación y costo de déficit. El modelo considera la anualidad de los costos de inversión, lo que equivale a calcular un valor residual a fines del último año del período de análisis.

Los costos fijos que se consideran son los costos de inversión en la central y los costos fijos de operación y mantenimiento. La vida útil de la central permite calcular la anualidad de inversión

Los costos de operación corresponden a combustible, variable no combustible y déficit.

f) Incorporación de los ingresos por potencia en la función objetivo

El objetivo del estudio que se realiza es determinar la conveniencia económica de realizar una interconexión entre el SING y el SIC. Los beneficios económicos de la interconexión deben medirse considerando una expansión de la generación lo más realista posible, para lo cual hay que tomar en cuenta la forma como los generadores toman las decisiones de inversión en nuevas centrales.

Los agentes privados, para definir la oportunidad y conveniencia de incorporar una nueva central al sistema comparan los ingresos por energía y potencia firme (en el mercado spot y por contratos) con la anualidad de costos de inversión más los costos de operación (fijos y variables). Ello significa que los agentes no basan sus decisiones solamente en el beneficio que la central generadora va a obtener por la venta de su energía. La forma de tomar en cuenta este efecto en la determinación del plan de expansión es restar el ingreso de potencia de los costos fijos asociados a la incorporación de cada central; en particular en el Optgen se lo resta del costo fijo de operación anual.

Por otra parte, debe tenerse presente que la remuneración de potencia firme en el esquema de precios de generación tiene su justificación en valorizar en cada central generadora el aporte que ella hace a la suficiencia de potencia en el sistema eléctrico; el contraste de este aporte desde el lado de los costos asociados a programas alternativos de expansión de la capacidad generadora, es el mayor o menor costo de falla de potencia que un programa tenga frente a los programas alternativos, dado por la capacidad y tipo de centrales incorporados en cada programa evaluado. Dada las características y capacidades de los modelos de optimización existentes, y particularmente del Optgen, el análisis de las fallas de potencia y su valorización no se considera en absoluto en la minimización de costos que estos realizan. Es por ello que la no consideración del ingreso por capacidad en la evaluación de los programas de expansión de la generación sería erróneo.

g) Tasa de descuento

Se ha utilizado una tasa de descuento de 10%.

3.2 BASES PARA EL ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN

3.2.1 Período de análisis

Se adoptará un horizonte de análisis de 2017 a 2033, con un período de relleno de 5 años (2034-208) con demanda constante. La interconexión entraría en operación en enero de 2019.

3.2.2 Proyección de demandas

3.2.2.1 PERÍODO 2012-2021

Para el período 2012-2021 se han adoptado, para el SING y el SIC, las proyecciones de demandas preparadas por la CNE y utilizadas en los Informes de Precios de Nudo, tanto de abril como de octubre de 2011.

En el cuadro siguiente se muestra la proyección elaborada por CNE para las ventas en subestaciones de alta tensión (a empresas distribuidoras y clientes libres) en el SIC para el período 2012-2021 y las tasas de crecimiento correspondientes.

Tabla 3.1: SIC - Proyección de demandas

Año	Ventas SIC GWh	Tasa crecimiento
2010	41,061	
2011	43,151	5.1%
2012	45,531	5.5%
2013	48,584	6.7%
2014	51,723	6.5%
2015	55,074	6.5%
2016	58,349	5.9%
2017	61,768	5.9%
2018	65,359	5.8%
2019	69,158	5.8%
2020	73,176	5.8%
2021	77,211	5.5%

La tasa de crecimiento media del período 2010-2021 es de 5.9%. La tasa media anual de crecimiento de la demanda de los clientes libres en ese período es de 7.3%, en tanto la de los clientes regulados alcanza a 4.9%.

En el cuadro siguiente se presentan las ventas en alta tensión proyectada por la CNE para el SING en el período 2011-2021.

Tabla 3.2 : SING – Proyección de demandas CNE

Año	Ventas SING GWh	Tasa crecimiento
2010	13,734	
2011	14,331	4.3%
2012	15,437	7.7%
2013	16,408	6.3%
2014	17,289	5.4%
2015	18,417	6.5%
2016	20,094	9.1%
2017	21,350	6.3%
2018	22,491	5.3%
2019	23,841	6.0%
2020	25,238	5.9%
2021	26,718	5.9%

La tasa de crecimiento media del período 2010-2021 es de 6.2%.

La demanda proyectada por la CNE corresponde a ventas en subestaciones de alta tensión. El modelo Optgen representa el sistema en nudo único, por lo que la demanda en este modelo corresponde a generación neta. Este hecho se toma en cuenta incrementando la demanda de la CNE en una estimación de pérdidas de transmisión (3.6% en el SING y 3.5% en el SIC).

3.2.2.2 PERÍODO 2022-2033

Con el objeto de tomar en cuenta el hecho que la tasa de crecimiento de la demanda es menor para niveles más elevados del PIB se ha procedido de la siguiente manera:

- Se proyecta el PIB de Chile para el año 2030 con una tasa de crecimiento de 4% para el 2012 y 5% los años siguientes
- Se calcula el consumo per cápita que tendría Chile para el PIB/cápita proyectado para 2030 utilizando una función que relaciona el consumo de electricidad per cápita con el PIB per cápita.
- La tasa de crecimiento 2021 (demanda proyectada por la CNE) y 2030 (demanda estimada con el producto de 2030) resulta 3.5%.

Se ha aproximado esta cifra, adoptando una tasa de 4% para el decenio 2022-2031, pero aplicándola en forma gradual: 4.5% para 2021-2026 y 3.5% para 2026-2031. Para el período 2031-2033 se adoptado una tasa de 3%. Estas tasas se han aplicado tanto al SIC como al SING y a cada una de las barras de demanda.

En el Anexo 1 se detalla el procedimiento de cálculo.

3.2.3 Precios de los combustibles

3.2.3.1 PROYECCIÓN DE PRECIOS

La CNE define “factores de modulación” para cada tipo de combustible (petróleo, carbón y GNL), los que aplica a los precios vigentes para el despacho en el CDEC (en la última semana de septiembre de 2011). En este estudio se ha adoptado la misma proyección de precios de los combustibles utilizadas por la CNE en la fijación de precios de octubre.

En el cuadro siguiente se muestran los factores de modulación aplicados en octubre de 2011. (Nota: los factores de modulación publicados en el Informe de Precios de Nudo no corresponden con la proyección de precios indicada en el mismo informe. Se ha adoptado la información correspondiente a los precios de acuerdo a lo indicado por la CNE).

Tabla 3.3 : Factores de modulación del precio de los combustibles

Año	Carbón	Petróleo
2011	1.0000	1.0000
2012	1.0489	0.9939
2013	1.0930	1.0308
2014	1.0000	1.0561
2015	1.0113	1.0955
2016	1.0508	1.1330
2017	1.0928	1.1841
2018	1.1409	1.2370
2019	1.1783	1.2696
2020	1.1954	1.3037
2021	1.2105	1.3384

Desde 2021 hasta el fin del estudio los factores de modulación, por lo tanto los precios, se han mantenido iguales a los del último año proyectado por la CNE, pues las tasas de crecimiento que muestran las proyecciones de la CNE se considera discutible que se extrapolen a todo el período de estudio.

En el caso del GNL la metodología aplicada por la CNE determina la siguiente evolución de precios en las centrales.

Tabla 3.4 : Precio del GNL (US\$/MBtupcs)

Año	SIC	SING
2011	15.26	6.13
2012	15.94	6.38
2013	6.18	6.90
2014	5.95	7.67
2015	6.71	8.44
2016	7.46	9.20
2017	8.18	9.93
2018	8.90	10.66
2019	9.62	11.38
2020	10.33	12.10
2021	11.02	12.79

Para efectos del presente estudio se utiliza la proyección de precios del GNL empleado por la CNE para el informe de precios de nodo de octubre de 2011. Por el valor de este precio se ha estimado que este precio corresponde a la aplicación de la fórmula de precios que rige para los actuales contratantes (Endesa) y que estaría ligado al precio Henry Hub. Los futuros contratantes (Colbún, AES Gener) no tienen acceso a los precios del contrato vigente. Se ha supuesto que podrían obtener un precio igual a este más 2 US\$/MBtu.

Desde 2021 hasta el fin del estudio los precios se han mantenido iguales a los del último año proyectado por la CNE.

Los precios base de los combustibles derivados del petróleo (diésel y fuel oil) corresponderían a precios internacionales del crudo de principios de septiembre de 2011. El petróleo Brent, con el que guardan una estrecha relación los precios de los derivados en el Golfo de México, promedio de agosto y septiembre de 2011 fue de 111.5 US\$/bbl por lo que la proyección de precios de estos productos tiene implícitamente la siguiente proyección de precios del petróleo Brent.

Tabla 3.5 : Proyección precio Brent implícita en proyección de precios de los derivados

Año	Petróleo Brent US\$/ton
2011	111.5
2012	110.8
2013	114.9
2014	117.8
2015	122.1
2016	126.3
2017	132.0
2018	137.9
2019	141.6
2020	145.4
2021	149.2

3.2.3.2 USO DEL GNL

Actualmente las centrales San Isidro 1 y 2 tienen contratos de compra de GNL. La CNE define el uso del GNL en las siguientes centrales:

Tabla 3.6 : Hipótesis CNE sobre uso de GNL

Central	Fecha uso de GNL
Nueva Renca	Abr-14
Nehuenco 1	Mar-18
Nehuenco 2	Jul-18
Quinteros TG 1 y 2	Ene-12
Taltal CA 1 y 2	Oct-12
Candelaria CA 1	Abr-14
Candelaria CA 2	Jun-18

Adicionalmente la CNE agrega la etapa vapor a los ciclos abiertos existentes en las fechas que se indican.

Tabla 3.7 : Hipótesis CNE sobre cierre a ciclos combinados

Central	Uso de GNL
Taltal CC	Jul-16
Quinteros CC	Mar-18

La contratación de GNL por parte de las unidades existentes lleva asociado un costo de regasificación: una parte variable pequeña (del orden de 0.1 US\$/MBtu) y un cargo (del orden de 1.5 US\$/MBtu) que se paga en función de la capacidad contratada, pero independiente del volumen efectivamente utilizado. Por lo tanto se puede considerar que, una vez contratado, el cargo por regasificación corresponde a un costo fijo.

Para las unidades que actualmente no tienen contratado suministro de GNL, la decisión de contratación de GNL se ha representado como una variable de decisión del modelo: reemplazar el ciclo combinado que utiliza petróleo por otro que utiliza GNL. Además del precio del GNL (el que se aplica a las unidades que disponen de GNL actualmente más 2 US\$/MBtu) tienen un cargo fijo anual correspondiente al costo de regasificación.

La decisión de cerrar un ciclo y utilizar GNL también se ha representado como una variable de decisión, incluyendo en este caso el costo de inversión de la unidad a vapor del ciclo además del cargo fijo por GNL.

3.2.4 Centrales en construcción

Para el SIC se consideran las siguientes centrales en construcción y por lo tanto no sujetas a decisiones de inversión: Santa María (carbón, 343 MW), Bocamina2 (carbón, 342 MW), Santa Fé (90 MW, biomasa forestal), Rucatayo (hidro, 60 MW), Viñales (biomasa, 32 MW), Laja1 (hidro, 37 MW), Talinay Oriente (eólica, 99 MW), San Andrés (hidro, 40 MW), Pulelefú (hidro, 9 MW), Providencia (hidro, 13 MW), El Paso (hidro 40 MW), Campiche (carbón, 242 MW), El Arrayán (eólica, 101 MW), Angostura (hidro, 316 MW). También se ha incluido la central Guacolda5 por tener elevada probabilidad de ser construida. La construcción de la central San Pedro (hidro, 144 MW) está suspendida y la decisión de construirla pendiente, por lo que se ha considerado como una alternativa futura sujeta a decisión por el modelo de expansión.

En el SING no existen centrales en construcción ni ya decididas o con alta probabilidad de ser construidas.

3.2.5 Proyectos de generación

Se han considerado los siguientes proyectos candidatos:

- Proyectos hidroeléctricos individualizados (SIC)
- Unidades térmicas a carbón de Castilla y genéricas en distintas ubicaciones (SING y SIC)
- Turbinas a gas (SING)
- Proyectos geotérmicos individualizados y genéricos (SING y SIC)
- Proyecto eólicos genéricos (SING y SIC)
- Uso de GNL en ciclos combinados existentes (SIC)
- Cierre en ciclo combinado de turbinas a gas en ciclo abierto existentes (SIC)

a) Proyectos hidroeléctricos

Se han incluido proyectos individuales cuya información de generación (caudales afluentes o matrices de energía generable) está disponible en los estudios de Precios de Nudo de la CNE de octubre 2011 y en el Estudio de Transmisión Troncal de 2010.

La CNE ha informado los costos de inversión de algunos de los proyectos hidroeléctricos en construcción y en estudio. Estos se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 3.8 : Costo inversión proyectos hidroeléctricos (información CNE)

Proyecto	Potencia MW	C.Inversión US\$/kW (1)
Energía Austral	1069	1425
Alto Maipo	531	2130
Neltume	490	2704
Angostura	316	2081
Los Cóndores	150	5181
San Pedro	144	3117
Choshuenco	138	3791
Ñuble	136	2794
Rucatayo	53	1806
San Andrés	40	2454
El Paso	40	3657
Laja1	34	2907
Providencia	13	2217
La Arena	3	3658
<u>Costos inversión promedio</u>		
Mayores de 150 MW (sin E.Austral)		2305
Entre 100 y 150 MW (sin Los Cóndores)		3234
Menores de 100 MW		2783

(1) Incluye intereses durante la construcción

Considerando:

- Que no hay información de costos disponible para numerosos proyectos de los que se dispone de información de generación
- La gran variabilidad de costos, propia de los proyectos hidroeléctricos.

El consultor ha considerado conveniente establecer cifras típicas para los proyectos hidroeléctricos: 3500 US\$/kW para centrales pequeñas y de tamaño intermedio y 3000 US\$/kW para centrales mayores de 80 MW. En el caso de Hidroaysén y Energía Austral se han tomado valores totales para centrales y líneas y dividido por las potencias correspondientes. Estos valores se indican en la tabla siguiente.

Tabla 3.9 : Características proyectos hidroeléctricos

Item	Inv.Central US\$/kW	Inv.Línea US\$/kW	C.Fijo O&M US\$/kW	Recon.Pot. Suficiencia	Ingreso Pot US\$/kW/año
Centrales potencia < 20 MW	3500	(1)	45 (6)	60%	69.1
Centrales potencia 20-80 MW	3500	(1)	45 (6)	60%	69.1
Centrales potencia > 80 MW	3000	(1)	50 (6)	70%	80.6
Hidroaysén	1309 (2)	6667 (3)	74 (7)	80%	92.2
Energía Austral	1818 (4)	3395 (5)	67 (6) (7)	80%	92.2

(1) Costo inversión incluye intereses durante la construcción y línea de transmisión hasta el Troncal

(2) Centrales: 3600 mill. US\$ para 2750 MW

(3) Costo línea hasta Lo Aguirre: 4400 mill. US\$ asignados a la primera central (Baker1)

(4) Centrales: 2000 mill US\$ para 1100 MW

(5) Costo línea hasta Ciruelos: 2000 mill. US\$ asignados a la primer central (Cuervo)

(6) Incluye costo anual peaje troncal

(7) Costo operación centrales y línea

En la tabla siguiente se indican los proyectos hidroeléctricos que se han incluido como alternativas de expansión en el SIC:

Tabla 3.10 : Proyectos hidroeléctricos

Proyecto	Potencia(MW)
Pascua2.1 (1)	770
Baker1 (1)	660
Pascua2.2 (1)	500
Pascua1 (1)	460
Baker2 (1)	360
Cuervo (2)	640
Blanco (2)	360
Condor (2)	54
Neltume	480
Maqueo	400
Angostura	316
LasLenas	282
LasLajas	269
Alfalfal2	265
NidodeAguila	170
LosCondores	150
Malihue	150
San Pedro	144
Ñuble	136
Centinela	105
Pangal2	94
Liquine	94
Enacon	85
EICastillo	30
Renaico	30
Reyehueico	29
LaMina	25
LosHierros	23
AguasCal	20
Baquedano	20
HidroXR1	15
Pellaifa	5

Proyecto	Potencia(MW)
Molina	10
Mapocho	9
Ensenada	7
RioHuasco	4

(1) Hidroaysén

(2) Energía Austral

Estos recursos suman en total unos 7000 MW, de cuales 3800 MW se ubican en Aysén.

Por otra parte existen recursos hidroeléctricos significativos para desarrollar proyectos que cumplen con la calificación ERNC, sin embargo no hay disponible de las características de generación de éstos. Para tomar en cuenta este recurso se han agregado 24 proyectos de generación de 20 MW cada uno a los cuales se ha asignado una forma de generación típica. Se ha supuesto un desarrollo de 60 MW por año entre 2017 y 2028.

b) Térmicas a carbón

Se han considerado unidades estándar de 320 MW netos (350 MW brutos) en distintas ubicaciones del SIC y del SING, excepto las primeras unidades que se instalen en el SING que serían de 250 MW brutos, de acuerdo a los tamaños de proyectos en estudio.

Tabla 3.11 : Características unidades a carbón

Item	valor
Potencia bruta (MW)	350
Potencia neta (MW)	320
Costo inversión (US\$/kW bruto) (1)	2500
Costo inversión (US\$/kW neto)	2735
Costo fijo operación (US\$/kW/año)	40
Costo variable no combustible (US\$/MWh)	3
Consumo combustible (kg/kWh)	0.376
Reconocimiento potencia firme	80%
Ingreso potencia suficiencia (US\$/kW/año)	92.2

(1) Incluye intereses durante la construcción, línea de transmisión, no incluye muelle

El costo de inversión incluye las inversiones necesarias para cumplir con las normas de emisión vigentes en Chile.

Todas las unidades a carbón candidatas se han representado con las mismas características y precios de combustible, pues: a) el modelo Optgenrepresenta a los sistemas en nudo único y no distingue por ubicación de las centrales, b) un pequeño menor costo en algún proyecto haría que se instalara en primer lugar entre las alternativas a carbón, c) al nivel de detalle al cual se realiza el estudio de expansión, no es posible definir diferencias significativas que justifiquen asignar costos distintos, d) en la etapa de simulación con representación del sistema de transmisión se definiría la localización de las unidades térmicas, basándose principalmente en la existencia de sitios ya propuestos y en las necesidades de desarrollo del sistema de transmisión.

c) Turbinas a gas

Se han considerado, en el SING, turbinas a gas (ciclo abierto) de 100 MW quemando petróleo diésel. Las con características indicadas en la tabla siguiente.

Tabla 3.12 : Características turbinas a gas

Item	valor
Potencia (MW)	100
Costo inversión (US\$/kW neto) (1)	500
Costo fijo operación (US\$/kW/año)	12
Costo variable no combustible (US\$/MWh)	2
Consumo combustible (kg/kWh)	0.287
Reconocimiento potencia firme	80%
Ingreso potencia firme (US\$/kW/año)	92.2

(1) Incluye intereses durante la construcción, línea de transmisión

Se ha considerado el precio el petróleo diésel en Iquique para esta alternativa en el SING.

En el SIC no se ha considerado la expansión de turbinas a gas, en razón de la potencia actualmente existente en turbinas a gas y motores diésel rápidos.

El bajo despacho de las turbinas a gas de ciclo abierto hace poco atractivo pagar un cargo de capacidad de regasificación en forma permanente. Por este motivo no se considera el uso de GNL en este tipo de unidades. Solo sería interesante el uso del GNL si pudieran tener acceso a GNL con un costo de regasificación variabilizado.

d) Parques eólicos

Se han considerado parques generadores eólicos típicos con las características económicas indicadas en la tabla siguiente.

Tabla 3.13 : Características unidades eólicas

Item	valor
Costo inversión (US\$/kWneto) (1)	2300
Costo fijo operación (US\$/kW/año)	26
Costo variable no combustible (US\$/MWh)	0
Reconocimiento potencia firme	10%
Ingreso potencia firme (US\$/kW/año)	11.5

(1) Incluye intereses durante la construcción, línea de transmisión

Para los parques existentes se considerado una forma de generación deducida de la generación real de 2009. Para los parques de expansión se ha utilizado la forma de generación indicada por la CNE en el ITPN de octubre de 2011, adoptando la misma potencia para todos los bloques del mes e igual al factor de carga mensual, que se indican en la tabla siguiente.

Tabla 3.14 : Parques eólicos – Factores de planta mensuales y anual

Ubicación	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Anual
SING	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
SIC 4ª R	0.30	0.28	0.23	0.22	0.26	0.23	0.28	0.21	0.33	0.37	0.33	0.32	0.28
SIC 8ª R	0.47	0.39	0.21	0.16	0.16	0.44	0.25	0.25	0.27	0.37	0.36	0.44	0.31

e) Unidades geotérmicas

Se ha considerado la alternativa de instalación de unidades geotérmicas tanto en el SING como en el SIC. Se han adoptado los parámetros indicados en la tabla siguiente, correspondiente a unidades de 40 MW:

Tabla 3.15 : Características unidades geotérmicas

Item	valor
Costo inversión (US\$/kWneto)	4000
Costo fijo operación (US\$/kW/año)	80
Costo variable no combustible (US\$/MWh)	0
Reconocimiento potencia firme	80%
Ingreso potencia firme (US\$/kW/año)	92.2

(1) Incluye intereses durante la construcción, línea de transmisión

Se ha adoptado una disponibilidad de 95%.

f) Uso de GNL en unidades existentes

La opción de contratar GNL por las unidades existentes (que no lo tienen contratado actualmente) se ha definido como un proyecto con un costo fijo correspondiente al costo de regasificación (1.5 US\$/MBtu) que reemplaza a la unidad que utiliza diésel. Estos proyectos de reemplazo se han definido para las unidades Nueva Renca, Nehuenco 1 y 2 en el SIC y las unidades CTM3 y una unidad de Gasatacama en el SING.

g) Cierre de los ciclos combinados de turbinas a gas existentes

Se ha considerado el proyecto de reemplazo de las turbinas a gas existentes que utilizan petróleo diésel por unidades de ciclo combinado utilizando GNL. A este proyecto se le asignado un costo de inversión de 2000 US\$/kW por la potencia adicional y un costo fijo correspondiente al cargo por regasificación del GNL. Se considera para las turbinas a gas de Quinteros, Candelaria y Taltal.

h) Ciclos combinados nuevos

Debería ser más económico completar ciclo a partir de turbinas a gas existentes que instalar ciclos nuevos. Si en la expansión de mínimo costo se cierran los ciclos abiertos existentes podría ser de interés considerar la oferta de nuevos ciclos (no se han considerado actualmente para no incrementar los tiempos de cálculo). Pero esto no ha ocurrido en SIC y en el SING el plan de mínimo costo no realiza la compra de gas para los ciclos existentes.

3.2.6 Restricciones a los proyectos de expansión de la generación

En relación con las restricciones a la capacidad de instalación, hay tres temas relevantes para decidir dichas restricciones:

- La disponibilidad de recursos
- El ritmo de desarrollo de dichos recursos
- La información disponible acerca de los proyectos

El modelo Optgen permite poner restricciones de limitaciones a la disponibilidad de recursos. Sin embargo como se indica en esta sección los primeros resultados de programas de expansión indicaron que para la geotermia, siendo atractiva, se instalaba toda la oferta lo antes posible. En tanto para las eólicas, no atractivas a los costos propuestos, no instalaba nada. Estos efectos, unidos a la necesidad de reducir las alternativas en competencia llevaron a definir programas de expansión de centrales geotérmicas y eólicas con fecha predeterminadas.

En el estudio de la expansión de los casos SING, SIC y SING+SIC se han adoptado los siguientes criterios:

a) Desarrollo geotermia

En las primeras optimizaciones se detectó que era conveniente instalar al máximo este recurso. Sin embargo el nivel de conocimiento del mismo es aún bastante preliminar por lo que se decidió:

- La expansión fue forzada para ahorrar tiempo de cálculo, pues iba a tomar todo lo ofrecido
- En el SING se consideró una expansión de 40 MW por año entre 2017 y 2032
- En el SIC se consideró una expansión de 40 MW por año entre 2017 y 2032

b) Desarrollo parques eólicos

En las primeras optimizaciones se detectó que estas centrales no eran seleccionadas para la expansión ni del SIC ni del SING. Sin embargo dado el estado de avance de los proyectos y la necesidad de cumplir con la generación establecida en la ley para las ERNC se trataron como una expansión fija, con el siguiente ritmo:

- En el SING se consideró la instalación de 100 MW año por medio desde el año 2016 hasta el año 2025
- En el SIC se impuso la instalación de 100 MW por año a partir de 2016 hasta 2033.

c) Proyectos hidroeléctricos

De las primeras optimizaciones se observó que estos proyectos eran preferidos frente a los proyectos térmicos a carbón. Sin embargo existe un número limitado de proyectos hidroeléctricos con todas sus características conocidas.

d) Proyectos de energía solar

No se han incorporado proyectos de generación basados en energía solar. Los proyectos en estudio son, en general, de tamaño limitado. Por otra parte, considerando su costo, deberían ser forzados en la expansión.

3.3 PLANES DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

Se presentan a continuación los estudios de expansión de la generación de los sistemas SING y SIC aislados e integrados. Como se indicó anteriormente para estos efectos se ha utilizado el modelo Optgen.

3.3.1 Caso base

En el caso base se utiliza una tasa de descuento de 10% anual y se mantiene una reserva rodante en las unidades existentes del SING de 7%. No se impuso a las unidades futuras del SING una reserva rodante para evitar que se establezcan diferencias de costos entre unidades del mismo tipo en el SING y el SIC.

3.3.1.1 DESARROLLO SING AISLADO (SS110SING)

En la tabla siguiente se presenta la expansión de la generación de mínimo costo para el SING aislado.

Tabla 3.16 : SING – Expansión desarrollo aislado

Año	Proyecto	Potencia (MW)
2017	MejiVC1	230
2017	MejiVC2	230
2017	TarapVC1	320
2017	TarapVC2	320
2017	TGasSing1	100
2017	Polloq1GEO	40
2017	EolicaSing1	100
2017	EolicaSing2	100
2018	Polloq2GEO	40
2019	PLirima1GEO	40
2019	EolicaSing3	100
2020	MejiVC3	320
2020	TarapVC3	320
2020	TGasSing2	100
2020	PLirima2GEO	40
2021	Puchul1GEO	40
2021	EolicaSing4	100
2022	Puchul2GEO	40
2023	Apacheta1GEO	40
2023	EolicaSing5	100
2024	Irrupun1GEO	40
2024	GeoSing1	40
2025	TGasSing3	100
2025	Puchul3GEO	40
2025	GeoSing2	40
2025	EolicaSing6	100
2026	MejiVC4	320
2026	GeoSing3	40
2027	TarapVC4	320
2027	GeoSing4	40
2027	TarapVC5	320
2027	TarapVC6	320
2028	GeoSing5	40
2029	GeoSing6	40
2030	GeoSing7	40
2031	GeoSing8	40
2032	GeoSing9	40

En resumen, en el período 2017-2033 se instalan 4640 MW con composición siguiente.

Tabla 3.17 : SING – Expansión desarrollo aislado por tecnologías

Año	Carbón	Turbina gas	Geotérmica	Eólica	Total
2017	1100	100	40	200	1440
2018	0	0	40	0	40
2019	0	0	40	100	140
2020	640	100	40	0	780
2021	0	0	40	100	140
2022	0	0	40	0	40
2023	0	0	40	100	140
2024	0	0	80	0	80
2025	0	100	80	100	280
2026	320	0	40	0	360
2027	960	0	40	0	1000
2028	0	0	40	0	40
2029	0	0	40	0	40
2030	0	0	40	0	40
2031	0	0	40	0	40
2032	0	0	40	0	40
2033	0	0	0	0	0
	3020	300	720	600	4640

3.3.1.2 DESARROLLO SIC AISLADO (SILVIO1SIC)

En la tabla siguiente se presenta la expansión de la generación de mínimo costo para el SIC aislado. Después de un par de unidades térmicas (Castilla 1 y 2, en principio), se aprecia un desarrollo principalmente hidroeléctrico hasta 2029, instalándose la mayoría de los proyectos ofrecidos en ese período. Tanto la primera central de Hidroaysén como Energía Austral se instalan en 2021, primer año en que era posible. A partir de 2030 la expansión se realiza con unidades a carbón principalmente. Las centrales Nueva Renca y Nehuenco 2 contratan GNL para su uso desde el comienzo del período de estudio. Como se indicó anteriormente la instalación de unidades geotérmicas, eólicas e hidroeléctrica ERNC se fijaron y por lo tanto no estaban sujetas a optimización.

Tabla 3.18 : SIC – Expansión desarrollo aislado

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Tipo
2017	Castilla1	320	vc
2017	NRencaGNL	0	cc
2017	Nehuenco2GNL	0	cc
2017	Calabozo2GEO	40	g
2017	Calabozo1GEO	40	g
2017	EolicaSic4R1	100	e
2017	EolicaSic8R1	100	e
2017	Alfalfal2	265	h
2017	LasLajas	269	h
2017	Hidro10R1	15	h
2017	Hidro7R3	60	h
2017	Hidro7R4	60	h
2018	Castilla2	320	vc
2018	Potreri1GEO	40	g

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Tipo
2018	EolicaSic4R2	100	e
2018	LaMina	25	h
2018	Hidro8R4	60	h
2018	LosHierros	23	h
2018	Renaico	30	h
2019	EolicaSic8R2	100	e
2019	LasLenas	282	h
2019	Pangal2	94	h
2019	Nuble	136	h
2019	Reyehueico	29	h
2019	Centinela	105	h
2019	Enacon	85	h
2019	NidodeAguila	170	h
2019	Hidro8R3	60	h
2019	SanPedro	144	h
2020	Calabozo3GEO	40	g
2020	EolicaSic4R3	100	e
2020	Pellaifa	15	h
2020	Liquine	94	h
2020	Hidro8R5	60	h
2021	Potreri2GEO	40	g
2021	EolicaSic8R3	100	e
2021	Baker1	660	h
2021	Cuervo	640	h
2021	Maqueo	400	h
2021	Blanco	360	h
2021	Condor	54	h
2021	Hidro9R1	60	h
2022	Potreri3GEO	40	g
2022	EolicaSic4R4	100	e
2022	Pascua2.2	500	h
2022	Hidro9R2	60	h
2023	ChillanGEO	40	g
2023	EolicaSic8R4	100	e
2023	Pascua1	460	h
2023	Neltume	481	h
2023	Hidro9R3	60	h
2024	GeoSic1	40	g
2024	EolicaSic4R5	100	e
2024	Pascua2.1	770	h
2024	Hidro9R4	60	h
2025	GeoSic2	40	g
2025	EolicaSic8R5	100	e
2025	Baker2	360	h
2025	Hidro14R1	60	h
2026	GeoSic3	40	g
2026	EolicaSic4R6	100	e
2026	LosCondores	150	h
2026	Malihue	150	h
2026	Hidro14R2	60	h
2027	GeoSic4	40	g
2027	EolicaSic8R6	100	e

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Tipo
2027	Hidro14R3	60	h
2028	GeoSic5	40	g
2028	EolicaSic4R7	100	e
2028	Molina	10	h
2028	Hidro14R4	60	h
2029	GeoSic6	40	g
2029	EolicaSic8R7	100	e
2030	GeoSic7	40	g
2030	LRoblesVC1	320	vc
2030	LRoblesVC2	320	vc
2030	EolicaSic4R8	100	e
2031	LosVilosVC1	320	vc
2031	LosVilosVC2	320	vc
2031	PAzucarVC2	320	vc
2031	GeoSic8	40	g
2031	EolicaSic8R8	100	e
2032	GeoSic9	40	g
2032	EolicaSic4R9	100	e
2033	TaltalCC	120	cc
2033	MaitenciVC2	320	vc
2033	EolicaSic8R9	100	e

En resumen, en el período 2017-2033 se instalan 12675 MW con la composición que se muestra en el cuadro siguiente.

Tabla 3.19 : SIC – Expansión desarrollo aislado

	Hidro	Carbón	TG y CC	Geotérmica	Eólica	Total
2017	669	320	0	80	200	1269
2018	138	320	0	40	100	598
2019	1105	0	0	0	100	1205
2020	168	0	0	40	100	308
2021	2174	0	0	40	100	2314
2022	560	0	0	40	100	700
2023	1001	0	0	40	100	1141
2024	830	0	0	40	100	970
2025	420	0	0	40	100	560
2026	360	0	0	40	100	500
2027	60	0	0	40	100	200
2028	70	0	0	40	100	210
2029	0	0	0	40	100	140
2030	0	640	0	40	100	780
2031	0	960	0	40	100	1100
2032	0	0	0	40	100	140
2033	0	320	120	0	100	540
	7555	2560	120	640	1800	12675

3.3.1.3 DESARROLLO SING-SIC INTEGRADO 1500 MW (SILVIO1ss1500)

En la tabla siguiente se presenta la expansión de la generación de mínimo costo para el integrado del SING y el SIC con una interconexión con capacidad de 1500 MW a partir de enero de 2019.

Tabla 3.20 : SING-SIC – Expansión desarrollo integrado 1500

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2017	MejiVC1	230	ng	vc
2017	MejiVC2	230	ng	vc
2017	TarapVC1	320	ng	vc
2017	TarapVC2	320	ng	vc
2017	TGasSing1	100	ng	tg
2017	Castilla1	320	si	vc
2017	Polloq1GEO	40	ng	g
2017	NRencaGNL	0	si	cc
2017	Calabozo2GEO	40	si	g
2017	Calabozo1GEO	40	si	g
2017	EolicaSing1	100	ng	e
2017	EolicaSing2	100	ng	e
2017	EolicaSic4R1	100	si	e
2017	EolicaSic8R1	100	si	e
2017	Alfalfal2	265	si	h
2017	LasLajas	269	si	h
2017	Hidro10R1	15	si	h
2017	Hidro7R3	60	si	h
2017	Hidro7R4	60	si	h
2017	Molina	10	si	h
2018	Castilla2	320	si	vc
2018	Polloq2GEO	40	ng	g
2018	Potreri1GEO	40	si	g
2018	EolicaSic4R2	100	si	e
2018	LaMina	25	si	h
2018	Hidro8R4	60	si	h
2018	LosHierros	23	si	h
2019	MejiVC3	320	ng	vc
2019	PLirima1GEO	40	ng	g
2019	EolicaSing3	100	ng	e
2019	EolicaSic8R2	100	si	e
2019	Pangal2	94	si	h
2019	Reyehueico	29	si	h
2019	Liquine	94	si	h
2019	Centinela	105	si	h
2019	Malihue	150	si	h
2019	Enacon	85	si	h
2019	NidodeAguila	170	si	h
2019	Hidro8R3	60	si	h
2019	SanPedro	144	si	h
2020	TarapVC3	320	ng	vc
2020	TGasSing2	100	ng	tg
2020	PLirima2GEO	40	ng	g
2020	Calabozo3GEO	40	si	g
2020	EolicaSic4R3	100	si	e

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2020	Nuble	136	si	h
2020	Pellaifa	15	si	h
2020	Hidro8R5	60	si	h
2021	Puchul1GEO	40	ng	g
2021	Potreri2GEO	40	si	g
2021	EolicaSing4	100	ng	e
2021	EolicaSic8R3	100	si	e
2021	Baker1	660	si	h
2021	Cuervo	640	si	h
2021	Maqueo	400	si	h
2021	Blanco	360	si	h
2021	Condor	54	si	h
2021	Hidro9R1	60	si	h
2022	Puchul2GEO	40	ng	g
2022	Potreri3GEO	40	si	g
2022	EolicaSic4R4	100	si	e
2022	Pascua2.2	500	si	h
2022	Hidro9R2	60	si	h
2023	ChillanGEO	40	si	g
2023	Apacheta1GEO	40	ng	g
2023	EolicaSing5	100	ng	e
2023	EolicaSic8R4	100	si	e
2023	LasLenas	282	si	h
2023	Pascua1	460	si	h
2023	Neltume	481	si	h
2023	Hidro9R3	60	si	h
2024	Irrupun1GEO	40	ng	g
2024	GeoSing1	40	ng	g
2024	GeoSic1	40	si	g
2024	EolicaSic4R5	100	si	e
2024	Pascua2.1	770	si	h
2024	Hidro9R4	60	si	h
2025	TGasSing3	100	ng	tg
2025	Puchul3GEO	40	ng	g
2025	GeoSing2	40	ng	g
2025	GeoSic2	40	si	g
2025	EolicaSing6	100	ng	e
2025	EolicaSic8R5	100	si	e
2025	Baker2	360	si	h
2025	Hidro14R1	60	si	h
2026	GeoSing3	40	ng	g
2026	TarapVC5	320	ng	vc
2026	TarapVC6	320	ng	vc
2026	GeoSic3	40	si	g
2026	EolicaSic4R6	100	si	e
2026	Renaico	30	si	h
2026	Hidro14R2	60	si	h
2027	TarapVC4	320	ng	vc
2027	GeoSing4	40	ng	g
2027	GeoSic4	40	si	g
2027	EolicaSic8R6	100	si	e
2027	Hidro14R3	60	si	h

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2028	GeoSing5	40	ng	g
2028	GeoSic5	40	si	g
2028	EolicaSic4R7	100	si	e
2028	EICastillo	30	si	h
2028	Hidro14R4	60	si	h
2029	GeoSing6	40	ng	g
2029	GeoSic6	40	si	g
2029	LRoblesVC1	320	si	vc
2029	LRoblesVC2	320	si	vc
2029	EolicaSic8R7	100	si	e
2030	Castilla3	320	si	vc
2030	GeoSing7	40	ng	g
2030	GeoSic7	40	si	g
2030	EolicaSic4R8	100	si	e
2031	Castilla4	320	si	vc
2031	GeoSing8	40	ng	g
2031	LosVilosVC2	320	si	vc
2031	PAzucarVC2	320	si	vc
2031	GeoSic8	40	si	g
2031	EolicaSic8R8	100	si	e
2032	MaitenciVC1	320	si	vc
2032	MaitenciVC2	320	si	vc
2032	GeoSing9	40	ng	g
2032	GeoSic9	40	si	g
2032	EolicaSic4R9	100	si	e
2033	TaltaICC	120	si	cc
2033	EolicaSic8R9	100	si	e

En el período 2017-2033 se instalan 17515 MW con la composición por tecnología que se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 3.21: Potencia instalada anual – Expansión integrada 1500 MW

	Hidro	Carbón	TG y CC	Geotérmica	Eólica	Total
2017	679	1420	100	120	400	2719
2018	108	320	0	80	100	608
2019	930	320	0	40	200	1490
2020	211	320	100	80	100	811
2021	2174	0	0	80	200	2454
2022	560	0	0	80	100	740
2023	1283	0	0	80	200	1563
2024	830	0	0	120	100	1050
2025	420	0	100	120	200	840
2026	90	640	0	80	100	910
2027	60	320	0	80	100	560
2028	90	0	0	80	100	270
2029	0	640	0	80	100	820
2030	0	320	0	80	100	500
2031	0	960	0	80	100	1140
2032	0	640	0	80	100	820
2033	0	0	120	0	100	220
	7435	5900	420	1360	2400	17515

Al analizar la evolución de la potencia instalada, que se presenta en el cuadro siguiente, se observa que en período 2017-2023 se instalan 130 MW más, en tanto que en el período 2026-2033 se instalan 70 MW más. Desde el punto de vista de la potencia instalada se puede decir que éstas, en el horizonte de estudio, son prácticamente iguales en los sistemas aislados y el integrado.

Tabla 3.22 Comparación potencia instalada

	sing-sic	sic aislado	sing aislado	integrado-aislado
2017	2719	1269	1440	10
2018	608	598	40	-30
2019	1490	1205	140	146
2020	811	308	780	-278
2021	2454	2314	140	0
2022	740	700	40	0
2023	1563	1141	140	282
2024	1050	970	80	0
2025	840	560	280	0
2026	910	500	360	50
2027	560	200	1000	-640
2028	270	210	40	20
2029	820	140	40	640
2030	500	780	40	-320
2031	1140	1100	40	0
2032	820	140	40	640
2033	220	540	0	-320
	17515	12675	4640	200

3.3.1.4 EXPANSIÓN INTEGRADA CON INTERCONEXIÓN DE 1000MW (SILVIOMIL)

En la tabla siguiente se muestra la expansión de la generación para el desarrollo integrado del SING y SIC con una interconexión de 1000 MW a partir de enero de 2019.

Tabla 3.23 : SING-SIC – Expansión desarrollo integrado 1000

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2017	MejiVC1	230	ng	vc
2017	MejiVC2	230	ng	vc
2017	TarapVC1	320	ng	vc
2017	TarapVC2	320	ng	vc
2017	TGasSing1	100	ng	tg
2017	Castilla1	320	si	vc
2017	Polloq1GEO	40	ng	g
2017	NRencaGNL	0	si	cc
2017	Calabozo2GEO	40	si	g
2017	Calabozo1GEO	40	si	g
2017	EolicaSing1	100	ng	e
2017	EolicaSing2	100	ng	e
2017	EolicaSic4R1	100	si	e
2017	EolicaSic8R1	100	si	e

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2017	Alfalfal2	265	si	h
2017	Nuble	136	si	h
2017	LasLajas	269	si	h
2017	Hidro10R1	15	si	h
2017	Hidro7R3	60	si	h
2017	Hidro7R4	60	si	h
2018	Castilla2	320	si	vc
2018	Polloq2GEO	40	ng	g
2018	Potrer1GEO	40	si	g
2018	EolicaSic4R2	100	si	e
2018	LaMina	25	si	h
2018	AguasCal	20	si	h
2018	Hidro8R4	60	si	h
2018	LosHierros	23	si	h
2018	Renaico	30	si	h
2019	MejiVC3	320	ng	vc
2019	PLirima1GEO	40	ng	e
2019	EolicaSing3	100	ng	e
2019	EolicaSic8R2	100	si	e
2019	LasLenas	282	si	h
2019	Pangal2	94	si	h
2019	Reyehueico	29	si	h
2019	Liquine	94	si	h
2019	EICastillo	30	si	h
2019	Centinela	105	si	h
2019	Malihue	150	si	h
2019	Enacon	85	si	h
2019	NidodeAguila	170	si	h
2019	Hidro8R3	60	si	h
2019	SanPedro	144	si	h
2020	TGasSing2	100	ng	tg
2020	PLirima2GEO	40	ng	g
2020	Calabozo3GEO	40	si	g
2020	EolicaSic4R3	100	si	e
2020	Pellaifa	15	si	h
2020	Hidro8R5	60	si	h
2021	Puchul1GEO	40	ng	g
2021	Potrer2GEO	40	si	g
2021	EolicaSing4	100	ng	e
2021	EolicaSic8R3	100	si	e
2021	Baker1	660	si	h
2021	Cuervo	640	si	h
2021	Maqueo	400	si	h
2021	Blanco	360	si	h
2021	Condor	54	si	h
2021	Hidro9R1	60	si	h
2022	Puchul2GEO	40	ng	g
2022	Potrer3GEO	40	si	g
2022	EolicaSic4R4	100	si	e
2022	Pascua2.2	500	si	h
2022	Hidro9R2	60	si	h
2023	ChillanGEO	40	si	g

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2023	Apacheta1GEO	40	ng	g
2023	EolicaSing5	100	ng	e
2023	EolicaSic8R4	100	si	e
2023	Pascua1	460	si	h
2023	Neltume	481	si	h
2023	Hidro9R3	60	si	h
2024	Irrupun1GEO	40	ng	g
2024	GeoSing1	40	ng	g
2024	GeoSic1	40	si	g
2024	EolicaSic4R5	100	si	e
2024	Pascua2.1	770	si	h
2024	Hidro9R4	60	si	h
2025	TarapVC3	320	ng	vc
2025	TarapVC4	320	ng	vc
2025	TGasSing3	100	ng	tg
2025	Puchul3GEO	40	ng	g
2025	GeoSing2	40	ng	g
2025	TarapVC6	320	ng	vc
2025	GeoSic2	40	si	g
2025	EolicaSing6	100	ng	e
2025	EolicaSic8R5	100	si	e
2025	Baker2	360	si	h
2025	Hidro14R1	60	si	h
2026	GeoSing3	40	ng	g
2026	GeoSic3	40	si	g
2026	EolicaSic4R6	100	si	e
2026	Hidro14R2	60	si	h
2027	GeoSing4	40	ng	g
2027	GeoSic4	40	si	g
2027	EolicaSic8R6	100	si	e
2027	Hidro14R3	60	si	h
2028	GeoSing5	40	ng	g
2028	TarapVC5	320	ng	vc
2028	GeoSic5	40	si	g
2028	EolicaSic4R7	100	si	e
2028	LosCondores	150	si	h
2028	Hidro14R4	60	si	h
2029	GeoSing6	40	ng	g
2029	GeoSic6	40	si	g
2029	EolicaSic8R7	100	si	e
2030	GeoSing7	40	ng	g
2030	GeoSic7	40	si	g
2030	LRoblesVC1	320	si	vc
2030	LRoblesVC2	320	si	vc
2030	EolicaSic4R8	100	si	e
2031	MaitenciVC1	320	si	vc
2031	Castilla3	320	si	vc
2031	GeoSing8	40	ng	g
2031	PAzucarVC2	320	si	vc
2031	CoronelVC4	320	si	vc
2031	GeoSic8	40	si	g
2031	EolicaSic8R8	100	si	e

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2032	GeoSing9	40	ng	g
2032	LosVilosVC2	320	si	vc
2032	CoronelVC3	320	si	vc
2032	GeoSic9	40	si	g
2032	EolicaSic4R9	100	si	e
2033	TaltalCC	120	si	cc
2033	EolicaSic8R9	100	si	e

En resumen, en el período 2017-2033 se instalan 17675 MW entre el SING y el SIC con la composición que se resume en la tabla siguiente.

Tabla 3.24 : SING-SIC – Expansión desarrollo integrado 1000

	Hidro	Carbón	TG y CC	Geotérmica	Eólica	Total
2017	805	1420	100	120	400	2845
2018	158	320	0	80	100	658
2019	1242	320	0	0	240	1802
2020	75	0	100	80	100	355
2021	2174	0	0	80	200	2454
2022	560	0	0	80	100	740
2023	1001	0	0	80	200	1281
2024	830	0	0	120	100	1050
2025	420	960	100	120	200	1800
2026	60	0	0	80	100	240
2027	60	0	0	80	100	240
2028	210	320	0	80	100	710
2029	0	0	0	80	100	180
2030	0	640	0	80	100	820
2031	0	1280	0	80	100	1460
2032	0	640	0	80	100	820
2033	0	0	120	0	100	220
	7595	5900	420	1320	2440	17675

3.3.2 Caso sin reserva rodante en unidades del SING

Actualmente las unidades del SING deben mantener, por razones de seguridad, una reserva rodante del orden de 7%. Al realizarse la interconexión existe la posibilidad que esa reserva sea proporcionada por centrales hidroeléctricas del SIC, permitiendo una mayor generación en las unidades del SING.

Con el objeto de evaluar el efecto de una operación sin reserva rodante en las unidades existentes se ha considerado la expansión del SING-SIC con una interconexión de 1500 MW y simulado la operación sin la reserva rodante en las unidades existentes.

El menor costo de operación del SING-SIC al eliminar la reserva rodante en las unidades existentes es de un valor presente (a enero de 2017) de US\$ 115 millones, lo que resulta en US\$ 131 millones como valor presente a enero de 2019.

3.3.3 Caso sin desarrollo proyectos de Aysén

Se ha considerado interesante analizar los beneficios de la interconexión SING-SIC cuando los proyectos hidroeléctricos de Aysén (Hidroaysén y Energía Austral) no se desarrollan en el horizonte de estudio. Este análisis se realiza para una interconexión de 1500 MW. En este caso se definen la expansión de generación más económica del SIC aislado y del caso integrado sin estos proyectos.

3.3.3.1 CASO SASIC: EXPANSIÓN SIC SIN DESARROLLO PROYECTOS DE AYSÉN (R33479)

La expansión de la generación de mínimo costo para el SIC cuando no se desarrollan los proyectos Hidroaysén y Energía Austral se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 3.25 : SIC – Expansión aislada sin proyectos de Aysén

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2017	Castilla1	320	si	vc
2017	NRencaGNL	0	si	cc
2017	Nehuenco2GNL	0	si	cc
2017	Calabozo2GEO	40	si	g
2017	Calabozo1GEO	40	si	g
2017	EolicaSic4R1	100	si	e
2017	EolicaSic8R1	100	si	e
2017	Alfalfa2	265	si	h
2017	Hidro10R1	15	si	h
2017	Hidro7R3	60	si	h
2017	Hidro7R4	60	si	h
2018	Castilla2	320	si	vc
2018	Potreri1GEO	40	si	g
2018	EolicaSic4R2	100	si	e
2018	LaMina	25	si	h
2018	LasLajas	269	si	h
2018	Hidro8R4	60	si	h
2019	Castilla3	320	si	h
2019	EolicaSic8R2	100	si	e
2019	Pangal2	94	si	h
2019	Liquine	94	si	h
2019	EICastillo	30	si	h
2019	Centinela	105	si	h
2019	Malihue	150	si	h
2019	Enacon	85	si	h
2019	NidodeAguila	170	si	h
2019	Hidro8R3	60	si	h
2020	QuintaRVC2	320	si	vc
2020	Calabozo3GEO	40	si	g
2020	EolicaSic4R3	100	si	e
2020	Pellaifa	15	si	h
2020	Hidro8R5	60	si	h
2020	SanPedro	144	si	h
2021	Potreri2GEO	40	si	g
2021	CoronelVC3	320	si	vc
2021	CoronelVC4	320	si	vc

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2021	EolicaSic8R3	100	si	e
2021	LasLenas	282	si	h
2021	Maqueo	400	si	h
2021	Hidro9R1	60	si	h
2022	Potreri3GEO	40	si	g
2022	EolicaSic4R4	100	si	e
2022	Hidro9R2	60	si	h
2023	ChillanGEO	40	si	g
2023	EolicaSic8R4	100	si	e
2023	Hidro9R3	60	si	h
2024	LosVilosVC2	320	si	vc
2024	GeoSic1	40	si	g
2024	LRoblesVC2	320	si	vc
2024	EolicaSic4R5	100	si	e
2024	Neltume	481	si	h
2024	LosCondores	150	si	h
2024	Hidro9R4	60	si	h
2025	QuintaRVC1	320	si	vc
2025	CoronelVC2	320	si	vc
2025	MaitenciVC1	320	si	vc
2025	GeoSic2	40	si	g
2025	LRoblesVC1	320	si	vc
2025	EolicaSic8R5	100	si	e
2025	Hidro14R1	60	si	h
2026	GeoSic3	40	si	g
2026	EolicaSic4R6	100	si	e
2026	Hidro14R2	60	si	h
2027	GeoSic4	40	si	g
2027	EolicaSic8R6	100	si	e
2027	Hidro14R3	60	si	h
2028	Castilla4	320	si	vc
2028	MaitenciVC4	320	si	vc
2028	GeoSic5	40	si	g
2028	EolicaSic4R7	100	si	e
2028	Hidro14R4	60	si	h
2029	Castilla5	320	si	vc
2029	PAzucarVC2	320	si	vc
2029	GeoSic6	40	si	g
2029	EolicaSic8R7	100	si	e
2030	GeoSic7	40	si	g
2030	EolicaSic4R8	100	si	e
2030	AguasCal	20	si	h
2031	PAzucarVC1	320	si	vc
2031	GeoSic8	40	si	g
2031	EolicaSic8R8	100	si	e
2032	LosVilosVC1	320	si	vc
2032	Castilla6	320	si	vc
2032	GeoSic9	40	si	g
2032	EolicaSic4R9	100	si	e
2033	TaltaCC	120	si	cc
2033	EolicaSic8R9	100	si	e

En la tabla siguiente se muestra la potencia por tecnología y por año. Se instalan 12213 MW en el período 2017-2033, de los cuales 5760 MW corresponden a 18 unidades a carbón de 320 MW netos cada una.

Tabla 3.26 : SIC – Expansión aislada sin proyectos Aysén

	Hidro	Carbón	TG y CC	Geotérmica	Eólica	Total
2017	400	320	0	80	200	1000
2018	354	320	0	40	100	814
2019	1107	0	0	0	100	1207
2020	219	320	0	40	100	679
2021	742	640	0	40	100	1522
2022	60	0	0	40	100	200
2023	60	0	0	40	100	200
2024	691	640	0	40	100	1471
2025	60	1280	0	40	100	1480
2026	60	0	0	40	100	200
2027	60	0	0	40	100	200
2028	60	640	0	40	100	840
2029	0	640	0	40	100	780
2030	20	0	0	40	100	160
2031	0	320	0	40	100	460
2032	0	640	0	40	100	780
2033	0	0	120	0	100	220
	3893	5760	120	640	1800	12213

3.3.3.2 CASOSA1500: EXPANSIÓN INTEGRADA 1500 MW SIN DESARROLLO PROYECTOS DE AYSÉN (R33455)

En la tabla siguiente se presenta la expansión de generación, sin desarrollo de los proyectos de Aysén, para el caso de una interconexión de 1500 MW.

Tabla 3.27 : SING-SIC – Expansión desarrollo integrado 1500 sin proyectos de Aysén

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2017	MejiVC1	230	ng	vc
2017	MejiVC2	230	ng	vc
2017	TGasSing1	100	ng	tg
2017	Castilla1	320	si	vc
2017	Polloq1GEO	40	ng	g
2017	NRencaGNL	0	si	cc
2017	Calabozo2GEO	40	si	g
2017	Calabozo1GEO	40	si	g
2017	EolicaSing1	100	ng	e
2017	EolicaSing2	100	ng	e
2017	EolicaSic4R1	100	si	e
2017	EolicaSic8R1	100	si	e
2017	Alfalfal2	265	si	h
2017	Nuble	136	si	h
2017	LasLajas	269	si	h

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2017	Hidro10R1	15	si	h
2017	Hidro7R3	60	si	h
2017	Hidro7R4	60	si	h
2017	Molina	10	si	h
2018	TarapVC1	320	ng	vc
2018	Castilla2	320	si	vc
2018	Polloq2GEO	40	ng	g
2018	Potreri1GEO	40	si	g
2018	EolicaSic4R2	100	si	e
2018	LaMina	25	si	h
2018	AguasCal	20	si	h
2018	Hidro8R4	60	si	h
2018	Renaico	30	si	h
2019	MejiVC3	320	ng	vc
2019	Castilla3	320	si	vc
2019	PLirima1GEO	40	ng	g
2019	EolicaSing3	100	ng	e
2019	EolicaSic8R2	100	si	e
2019	LasLenas	282	si	h
2019	Pangal2	94	si	h
2019	Reyhueico	29	si	h
2019	Liquine	94	si	h
2019	EICastillo	30	si	h
2019	Malihue	150	si	h
2019	Enacon	85	si	h
2019	NidodeAguila	170	si	h
2019	Hidro8R3	60	si	h
2019	SanPedro	144	si	h
2020	TGasSing2	100	ng	tg
2020	QuintaRVC2	320	si	vc
2020	Castilla4	320	si	vc
2020	PLirima2GEO	40	ng	g
2020	Calabozo3GEO	40	si	g
2020	PAzucarVC2	320	si	vc
2020	EolicaSic4R3	100	si	e
2020	Pellaifa	15	si	h
2020	Hidro8R5	60	si	h
2021	MejiVC4	320	ng	vc
2021	Puchul1GEO	40	ng	g
2021	Potreri2GEO	40	si	g
2021	CoronelVC4	320	si	vc
2021	EolicaSing4	100	ng	e
2021	LRoblesVC2	320	si	vc
2021	EolicaSic8R3	100	si	e
2021	Maqueo	400	si	h
2021	Hidro9R1	60	si	h
2022	MejiVC5	320	ng	vc
2022	MejiVC6	320	ng	vc
2022	Puchul2GEO	40	ng	g
2022	Potreri3GEO	40	si	g
2022	EolicaSic4R4	100	si	e
2022	Hidro9R2	60	si	h

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2023	ChillanGEO	40	si	g
2023	Apacheta1GEO	40	ng	g
2023	LosVilosVC2	320	si	vc
2023	EolicaSing5	100	ng	e
2023	EolicaSic8R4	100	si	e
2023	Hidro9R3	60	si	h
2024	Irrupun1GEO	40	ng	g
2024	GeoSing1	40	ng	g
2024	GeoSic1	40	si	g
2024	EolicaSic4R5	100	si	e
2024	Neltume	481	si	h
2024	Centinela	105	si	h
2024	Hidro9R4	60	si	h
2025	TGasSing3	100	ng	tg
2025	Puchul3GEO	40	ng	g
2025	GeoSing2	40	ng	g
2025	GeoSic2	40	si	g
2025	EolicaSing6	100	ng	e
2025	EolicaSic8R5	100	si	e
2025	Hidro14R1	60	si	h
2026	GeoSing3	40	ng	g
2026	TarapVC5	320	ng	vc
2026	TarapVC6	320	ng	vc
2026	GeoSic3	40	si	g
2026	LRoblesVC1	320	si	vc
2026	EolicaSic4R6	100	si	e
2026	Hidro14R2	60	si	h
2027	MejiVC7	320	ng	vc
2027	GeoSing4	40	ng	g
2027	GeoSic4	40	si	g
2027	EolicaSic8R6	100	si	e
2027	Hidro14R3	60	si	h
2028	GeoSing5	40	ng	g
2028	GeoSic5	40	si	g
2028	EolicaSic4R7	100	si	e
2028	Hidro14R4	60	si	h
2029	GeoSing6	40	ng	g
2029	MaitenciVC4	320	si	vc
2029	GeoSic6	40	si	g
2029	EolicaSic8R7	100	si	e
2030	QuintaRVC1	320	si	vc
2030	LosVilosVC1	320	si	vc
2030	MaitenciVC1	320	si	vc
2030	GeoSing7	40	ng	g
2030	GeoSic7	40	si	g
2030	EolicaSic4R8	100	si	e
2031	Castilla5	320	si	vc
2031	GeoSing8	40	ng	g
2031	GeoSic8	40	si	g
2031	EolicaSic8R8	100	si	e
2032	PAzucarVC1	320	si	vc
2032	PMonttVC1	320	si	vc

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2032	CoronelVC2	320	si	vc
2032	MaitenciVC2	320	si	vc
2032	Castilla6	320	si	vc
2032	GeoSing9	40	ng	g
2032	CoronelVC3	320	si	vc
2032	GeoSic9	40	si	g
2032	EolicaSic4R9	100	si	e
2033	TaltalCC	120	si	cc
2033	EolicaSic8R9	100	si	e

Se instalan 17548 MW en los sistemas SING y SIC con el detalle anual por tecnología que se muestra en el cuadro siguiente.

Tabla 3.28 : SING-SIC – Expansión desarrollo integrado 1500 sin proyectos de Aysén

	Hidro	Carbón	TG y CC	Geotérmica	Eólica	Total
2017	815	780	100	120	400	2215
2018	135	640	0	80	100	955
2019	1137	640	0	40	200	2017
2020	75	960	100	80	100	1315
2021	460	960	0	80	200	1700
2022	60	640	0	80	100	880
2023	60	320	0	80	200	660
2024	646	0	0	120	100	866
2025	60	0	100	120	200	480
2026	60	960	0	80	100	1200
2027	60	320	0	80	100	560
2028	60	0	0	80	100	240
2029	0	320	0	80	100	500
2030	0	960	0	80	100	1140
2031	0	320	0	80	100	500
2032	0	1920	0	80	100	2100
2033	0	0	120	0	100	220
	3628	9740	420	1360	2400	17548

3.3.4 Caso con tasa de descuento 7.5%

Se han determinado las expansiones de generación considerando una tasa de actualización de 7.5%. Se presentan a continuación estas expansiones para los casos de desarrollo aislado e integrado del SING y del SIC.

3.3.4.1 CASO75SING: EXPANSIÓN SING CON TASA ACTUALIZACIÓN 7.5% (SS112SING)

La tabla siguiente muestra la expansión de la generación para el SING aislado.

Tabla 3.29 : SING - Expansión aislada tasa actualización 7.5%

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2017	MejiVC1	230	ng	vc
2017	MejiVC2	230	ng	vc
2017	TarapVC1	320	ng	vc
2017	TarapVC2	320	ng	vc
2017	TGasSing1	100	ng	tg
2017	Polloq1GEO	40	ng	g
2017	EolicaSing1	100	ng	e
2017	EolicaSing2	100	ng	e
2018	MejiVC3	320	ng	vc
2018	MejiVC4	320	ng	vc
2018	Polloq2GEO	40	ng	g
2019	PLirima1GEO	40	ng	g
2019	EolicaSing3	100	ng	e
2020	TGasSing2	100	ng	tg
2020	PLirima2GEO	40	ng	g
2021	MejiVC5	320	ng	vc
2021	MejiVC6	320	ng	vc
2021	TarapVC3	320	ng	vc
2021	TarapVC4	320	ng	vc
2021	Puchul1GEO	40	ng	g
2021	EolicaSing4	100	ng	e
2022	Puchul2GEO	40	ng	g
2023	Apacheta1GEO	40	ng	g
2023	EolicaSing5	100	ng	e
2024	Irrupun1GEO	40	ng	g
2024	GeoSing1	40	ng	g
2025	TGasSing3	100	ng	tg
2025	Puchul3GEO	40	ng	g
2025	GeoSing2	40	ng	g
2025	EolicaSing6	100	ng	e
2026	GeoSing3	40	ng	g
2027	GeoSing4	40	ng	g
2028	GeoSing5	40	ng	g
2029	GeoSing6	40	ng	g
2030	GeoSing7	40	ng	g
2031	GeoSing8	40	ng	g
2032	MejiVC7	320	ng	vc
2032	MejiVC8	320	ng	vc
2032	GeoSing9	40	ng	g
2032	MejiVC9	320	ng	vc
2032	TarapVC5	320	ng	vc

Se instalan 5920 MW con la potencia anual por tecnología que se indica en la tabla siguiente.

Tabla 3.30 : SING - Expansión aislada tasa actualización 7.5%

Año	Carbón	TG	Geotérmica	Eólica	Total
2017	1100	100	40	200	1440
2018	640	0	40	0	680
2019	0	0	40	100	140
2020	0	100	40	0	140
2021	1280	0	40	100	1420

2022	0	0	40	0	40
2023	0	0	40	100	140
2024	0	0	80	0	80
2025	0	100	80	100	280
2026	0	0	40	0	40
2027	0	0	40	0	40
2028	0	0	40	0	40
2029	0	0	40	0	40
2030	0	0	40	0	40
2031	0	0	40	0	40
2032	1280	0	40	0	1320
2033	0	0	0	0	0
	4300	300	720	600	5920

3.3.4.2 CASO75SIC: EXPANSIÓN SIC CON TASA DE ACTUALIZACIÓN 7.5% (SS112SIC-32771)

La expansión de la generación del SIC aislado utilizando una tasa de descuento de 7.5% se presenta en la tabla siguiente

Tabla 3.31 : SIC - Expansión aislada tasa actualización 7.5%

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2017	Castilla1	320	si	vc
2017	NRencaGNL	0	si	cc
2017	Nehuenco2GNL	0	si	cc
2017	Calabozo2GEO	40	si	g
2017	Calabozo1GEO	40	si	g
2017	EolicaSic4R1	100	si	e
2017	EolicaSic8R1	100	si	e
2017	Alfalfal2	265	si	h
2017	Nuble	136	si	h
2017	LasLajas	269	si	h
2017	Hidro10R1	15	si	h
2017	Hidro7R3	60	si	h
2017	Hidro7R4	60	si	h
2018	Castilla2	320	si	vc
2018	Potreri1GEO	40	si	g
2018	EolicaSic4R2	100	si	e
2018	LaMina	25	si	h
2018	Hidro8R4	60	si	h
2018	LosHierros	23	si	h
2019	Castilla3	320	si	vc
2019	EolicaSic8R2	100	si	e
2019	LasLenas	282	si	h
2019	Pangal2	94	si	h
2019	Liquine	94	si	h
2019	EICastillo	30	si	h
2019	Centinela	105	si	h
2019	Malihue	150	si	h
2019	Enacon	85	si	h

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2019	NidodeAguila	170	si	h
2019	Hidro8R3	60	si	h
2019	SanPedro	144	si	h
2020	Calabozo3GEO	40	si	g
2020	EolicaSic4R3	100	si	e
2020	Pellaifa	15	si	e
2020	Hidro8R5	60	si	h
2021	Potreri2GEO	40	si	g
2021	EolicaSic8R3	100	si	e
2021	Baker1	660	si	h
2021	Cuervo	640	si	h
2021	Maqueo	400	si	h
2021	Blanco	360	si	h
2021	Condor	54	si	h
2021	Hidro9R1	60	si	h
2022	Potreri3GEO	40	si	g
2022	EolicaSic4R4	100	si	e
2022	Pascua2.2	500	si	h
2022	Hidro9R2	60	si	h
2023	ChillanGEO	40	si	g
2023	EolicaSic8R4	100	si	e
2023	Pascua1	460	si	h
2023	Hidro9R3	60	si	h
2024	GeoSic1	40	si	g
2024	EolicaSic4R5	100	si	e
2024	Neltume	481	si	h
2024	Pascua2.1	770	si	h
2024	Hidro9R4	60	si	h
2025	GeoSic2	40	si	g
2025	EolicaSic8R5	100	si	e
2025	Baker2	360	si	h
2025	Hidro14R1	60	si	h
2026	GeoSic3	40	si	g
2026	EolicaSic4R6	100	si	e
2026	Hidro14R2	60	si	h
2027	CoronelVC4	320	si	vc
2027	GeoSic4	40	si	g
2027	EolicaSic8R6	100	si	e
2027	Hidro14R3	60	si	h
2028	LosVilosVC2	320	si	vc
2028	GeoSic5	40	si	g
2028	LRoblesVC1	320	si	vc
2028	LRoblesVC2	320	si	vc
2028	EolicaSic4R7	100	si	e
2028	Hidro14R4	60	si	h
2029	GeoSic6	40	si	g
2029	EolicaSic8R7	100	si	e
2029	LosCondores	150	si	h
2030	GeoSic7	40	si	g
2030	EolicaSic4R8	100	si	e
2030	Molina	10	si	h
2031	GeoSic8	40	si	g

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2031	EolicaSic8R8	100	si	e
2032	Castilla4	320	si	vc
2032	GeoSic9	40	si	g
2032	EolicaSic4R9	100	si	e
2033	TaltaICC	120	si	cc
2033	EolicaSic8R9	100	si	e

Se instalan 12646 MW con el desglose anual por tecnología que se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 3.32 : SIC - Expansión aislada tasa actualización 7.5%

Año	Hidro	Carbón	Turbina gas	Geotermica	Eólica	Total
2017	805	320	0	80	200	1405
2018	108.3	320	0	40	100	568
2019	1213.3	320	0	0	100	1633
2020	60	0	0	40	114.7	215
2021	2174	0	0	40	100	2314
2022	560	0	0	40	100	700
2023	520	0	0	40	100	660
2024	1310.5	0	0	40	100	1451
2025	420	0	0	40	100	560
2026	60	0	0	40	100	200
2027	60	320	0	40	100	520
2028	60	960	0	40	100	1160
2029	150	0	0	40	100	290
2030	10	0	0	40	100	150
2031	0	0	0	40	100	140
2032	0	320	0	40	100	460
2033	0	0	120	0	100	220
	7511	2560	120	640	1815	12646

3.3.4.3 CASO75SING-SIC: EXPANSIÓN INTEGRADA CON TASA DE DESCUENTO 7.5% (ss112-33586)

La expansión de la generación para el desarrollo integrado del SING y el SIC con una tasa de actualización de 7.5% se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 3.33 : SING-SIC - Expansión integrada 1500 ME, tasa actualización 7.5%

Año	Proyecto	Potencia (MW)	Sistema	Tipo
2017	MejiVC1	230	ng	vc
2017	MejiVC2	230	ng	vc
2017	TarapVC1	320	ng	vc
2017	TarapVC2	320	ng	vc
2017	TGasSing1	100	ng	tg
2017	Castilla1	320	si	vc
2017	Polloq1GEO	40	ng	g
2017	Calabozo2GEO	40	si	g
2017	Calabozo1GEO	40	si	g
2017	EolicaSing1	100	ng	e

2017	EolicaSing2	100	ng	e
2017	EolicaSic4R1	100	si	e
2017	EolicaSic8R1	100	si	e
2017	Alfalfal2	265	si	h
2017	LasLajas	269	si	h
2017	LosCondores	150	si	h
2017	Hidro10R1	15	si	h
2017	Hidro7R3	60	si	h
2017	Hidro7R4	60	si	h
2017	Molina	10	si	h
2018	MejiVC3	320	ng	vc
2018	Castilla2	320	si	vc
2018	Polloq2GEO	40	ng	g
2018	Potreri1GEO	40	si	g
2018	EolicaSic4R2	100	si	e
2018	LaMina	25	si	h
2018	AguasCal	20	si	h
2018	Hidro8R4	60	si	h
2018	LosHierros	23	si	h
2018	Renaico	30	si	h
2019	Castilla3	320	si	vc
2019	PLirima1GEO	40	ng	g
2019	EolicaSing3	100	ng	e
2019	EolicaSic8R2	100	si	e
2019	LasLenas	282	si	h
2019	Pangal2	94	si	h
2019	Reyehueico	29	si	h
2019	Liquine	94	si	h
2019	Centinela	105	si	h
2019	Malihue	150	si	h
2019	Enacon	85	si	h
2019	NidodeAguila	170	si	h
2019	Hidro8R3	60	si	h
2019	SanPedro	144	si	h
2020	TGasSing2	100	ng	tg
2020	PLirima2GEO	40	ng	g
2020	Calabozo3GEO	40	si	g
2020	EolicaSic4R3	100	si	e
2020	Pellaifa	15	si	h
2020	Hidro8R5	60	si	h
2021	Puchul1GEO	40	ng	g
2021	Potreri2GEO	40	si	g
2021	CoronelVC4	320	si	vc
2021	EolicaSing4	100	ng	e
2021	LRoblesVC2	320	si	vc
2021	EolicaSic8R3	100	si	e
2021	Baker1	660	si	h
2021	Neltume	481	si	h
2021	Cuervo	640	si	h
2021	Maqueo	400	si	h
2021	Blanco	360	si	h
2021	Condor	54	si	h
2021	Hidro9R1	60	si	h

2022	Puchul2GEO	40	ng	g
2022	Potreri3GEO	40	si	g
2022	EolicaSic4R4	100	si	e
2022	Pascua2.2	500	si	h
2022	Hidro9R2	60	si	h
2023	ChillanGEO	40	si	g
2023	Apacheta1GEO	40	ng	g
2023	EolicaSing5	100	ng	e
2023	EolicaSic8R4	100	si	e
2023	Pascua1	460	si	h
2023	Hidro9R3	60	si	h
2024	Irrupun1GEO	40	ng	g
2024	GeoSing1	40	ng	g
2024	GeoSic1	40	si	g
2024	EolicaSic4R5	100	si	e
2024	Pascua2.1	770	si	h
2024	Hidro9R4	60	si	h
2025	TGasSing3	100	ng	tg
2025	Puchul3GEO	40	ng	g
2025	GeoSing2	40	ng	g
2025	TarapVC5	320	ng	vc
2025	TarapVC6	320	ng	vc
2025	GeoSic2	40	si	g
2025	EolicaSing6	100	ng	e
2025	EolicaSic8R5	100	si	e
2025	Baker2	360	si	h
2025	Hidro14R1	60	si	h
2026	GeoSing3	40	ng	g
2026	GeoSic3	40	si	g
2026	EolicaSic4R6	100	si	e
2026	Hidro14R2	60	si	h
2027	GeoSing4	40	ng	g
2027	GeoSic4	40	si	g
2027	EolicaSic8R6	100	si	e
2027	Hidro14R3	60	si	h
2028	GeoSing5	40	ng	g
2028	GeoSic5	40	si	g
2028	EolicaSic4R7	100	si	e
2028	Hidro14R4	60	si	h
2029	GeoSing6	40	ng	g
2029	GeoSic6	40	si	g
2029	EolicaSic8R7	100	si	e
2030	GeoSing7	40	ng	g
2030	GeoSic7	40	si	g
2030	EolicaSic4R8	100	si	e
2031	MejiVC4	320	ng	vc
2031	TarapVC3	320	ng	vc
2031	TarapVC4	320	ng	vc
2031	LosVilosVC1	320	si	vc
2031	MaitenciVC2	320	si	vc
2031	Castilla4	320	si	vc
2031	GeoSing8	40	ng	g
2031	LosVilosVC2	320	si	vc

SYNEX – MERCADOS

2031	PAzucarVC2	320	si	vc
2031	GeoSic8	40	si	g
2031	EolicaSic8R8	100	si	e
2032	MejiVC5	320	ng	vc
2032	MejiVC6	320	ng	vc
2032	GeoSing9	40	ng	g
2032	GeoSic9	40	si	g
2032	EolicaSic4R9	100	si	e
2033	MejiVC7	320	ng	vc
2033	MejiVC8	320	ng	vc
2033	TaltalCC	120	si	cc
2033	EolicaSic8R9	100	si	e

Se instalan 19119 MW en el período 2017-2033 con el detalle anual por tipo que se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 3.34 : SING-SIC - Expansión integrada 1500 MW, tasa actualización 7.5%

Año	Hidro	Carbón	TG y CC	Geotermica	Eólica	Total
2017	829	1420	100	120	400	2869
2018	158.3	640	0	80	100	978
2019	1212.3	320	0	40	200	1772
2020	74.7	0	100	80	100	355
2021	2654.5	640	0	80	200	3575
2022	560	0	0	80	100	740
2023	520	0	0	80	200	800
2024	830	0	0	120	100	1050
2025	420	640	100	120	200	1480
2026	60	0	0	80	100	240
2027	60	0	0	80	100	240
2028	60	0	0	80	100	240
2029	0	0	0	80	100	180
2030	0	0	0	80	100	180
2031	0	2560	0	80	100	2740
2032	0	640	0	80	100	820
2033	0	640	120	0	100	860
	7439	7500	420	1360	2400	19119

4 EVALUACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y FALLA DE LOS SISTEMAS SIC Y SING FUNCIONANDO AISLADOS E INTERCONECTADOS

4.1 CASO BASE

Como se indicó anteriormente en el caso base se utiliza una tasa de descuento de 10% anual y se mantiene una reserva rodante en las unidades existentes del SING de 7%. No se ha impuesto a las unidades futuras una reserva rodante para evitar que se establezcan diferencias de costos entre unidades del mismo tipo en el SING y el SIC.

4.1.1 Simulación de los planes de expansión

Los costos de inversión y de operación de las unidades térmicas a carbón para la expansión se han puesto iguales en todas las unidades (por este motivo no se exige una reserva rodante en las nuevas unidades del SING). Si hay costos ligeramente distintos entre estas unidades el modelo Optgen elegiría instalarlas por orden de costos crecientes, sin embargo al nivel este estudio no es posible establecer esas diferencias. Por otra parte los sistemas se representan en forma uninodal (sin red de transmisión), por lo tanto la ubicación de estas unidades en cada uno de los sistemas puede ser modificada para la etapa de simulación de la operación de ambos sistemas sin afectar el costo total determinado por el modelo Optgen.

Se han realizado los siguientes ajustes:

- Las primeras unidades vapor carbón del SIC se instalan en Castilla, Los Robles y Coronel
- Se trasladan unidades de Tarapacá a Mejillones (zona con mayores proyectos aprobados ambientalmente), evitando ampliaciones de transmisión

Adicionalmente se ha analizado el beneficio económico de realizar ampliaciones en el sistema de transmisión adicionales en las realizadas en las expansiones aisladas del SING y del SIC. El resultado ha sido que no se justifica el anticipo de ampliaciones de transmisión o la realización de nuevas ampliaciones en el sistema integrado en relación con el propuesto para la expansión de los sistemas aislados. Esto se explica pues no hay cambios muy significativos en las expansiones de generación en el caso integrado en relación con los casos aislados.

El modelo Optgen representa la demanda y generación en dos nudo: uno correspondiente al SIC y otro al SING. Con el objeto de tomar en cuenta en mejor forma los costos por pérdidas de transmisión se ha simulado cada expansión individual con el modelo SDDP con representación multimodal: 42 barras en el SING y 83 barras en el SIC.

Al realizar la simulación con sistema de transmisión hay que considerar que: i) la demanda a abastecer es menor que la demanda usada en el modelo Optgen, considerando que parte de las pérdidas serán calculadas internamente en el modelo, ii) por limitaciones del modelo (número máximo de modificaciones de demanda en barras) los últimos 5 años tienen una distribución de la demanda entre las barras ligeramente aproximada.

4.1.2 Comparación costos

Se presenta a continuación la comparación de las alternativas expansión aislada y conjunta con la operación SDDP

Tabla 4.1: Comparación de valor presente de inversión y operación ene-17(MUS\$)

	SING aislado	SIC aislado	SING+SIC aislados	SING-SIC integrados	Ahorro interconexión
Inversión	6,243	17,203	23,446	23,161	285
Operación	13,979	13,702	27,681	26,821	860
	20,221	30,905	51,126	49,982	1,145

Este valor presente actualizado a ene-19 es de 1385 mill US\$.

Los beneficios anuales de operación se presentan en el cuadro siguiente. Se aprecia que estos son relativamente parejos a lo largo del horizonte de estudio.

Tabla 4.2: Comparación con costos operación SDDP

Año	Desarrollo Integrado	Desarrollos Aislados	Ahorro Operación (+)
2017	2592	2454	-139
2018	2763	2703	-60
2019	2703	2821	118
2020	2906	3032	127
2021	2489	2562	73
2022	2490	2576	86
2023	2380	2547	168
2024	2285	2477	192
2025	2400	2547	147
2026	2609	2765	155
2027	2816	2864	48
2028	3029	3144	115
2029	3265	3528	263
2030	3508	3720	212
2031	3671	3834	163
2032	3851	4116	266
2033	4177	4397	221

4.1.2.1 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CASO INTEGRADO 1500 MW

La tabla siguiente muestra la proyección de demanda SDDP.

Tabla 4.3 : Proyección de demandas SDDP (GWh)

Año	SIC	SING	Total	Crecimiento
2017	62387	21457	83844	
2018	66013	22603	88616	5.7%
2019	69849	23961	93810	5.9%
2020	73908	25365	99273	5.8%
2021	77984	26851	104835	5.6%
2022	81493	28059	109552	4.5%
2023	85160	29322	114482	4.5%
2024	88992	30642	119634	4.5%
2025	92997	32021	125018	4.5%
2026	97182	33462	130644	4.5%
2027	100580	34633	135213	3.5%
2028	104100	35845	139945	3.5%
2029	107750	37100	144850	3.5%
2030	111520	38398	149918	3.5%
2031	115420	39742	155162	3.5%
2032	118880	40934	159814	3.0%
2033	122450	42162	164612	3.0%
2034-2038	122450	42162	164612	

Los cuadros siguientes presentan la generación anual por tipo para el Sic y para el SING.

Tabla 4.4 : Generación SIC (GWh)

Año	Hidro	Carbón	GNL	petróleo	geoterm	eólica	biomasa	minihid	Total
2017	31088	19903	4766	2384	1232	1442	864	1857	63535
2018	32363	21785	4210	2538	1565	1684	853	2142	67139
2019	36111	22809	3224	2014	1565	1958	892	3061	71633
2020	38236	22733	3072	2121	1898	2200	893	3348	74501
2021	48623	21369	1379	1879	2230	2475	844	3636	82434
2022	52017	21460	1220	1846	2564	2716	844	3923	86588
2023	57286	20505	898	1819	2871	2991	799	4211	91380
2024	62397	20352	716	1811	3209	3233	813	4500	97031
2025	64528	20655	899	1887	3537	3507	820	4788	100621
2026	64696	23057	975	1874	3892	3749	830	5074	104146
2027	64510	23686	1320	1931	4228	4024	844	5364	105907
2028	65313	24360	1782	2095	4561	4265	860	5651	108887
2029	64695	26864	1976	2139	4894	4540	859	5651	111617
2030	65256	29694	2599	2282	5227	4782	875	5652	116366
2031	64962	34293	1966	2172	5560	5056	861	5650	120520
2032	64324	39299	1863	2104	5893	5298	867	5652	125299
2033	65270	39927	2890	2233	5893	5573	878	5652	128315

Tabla 4.5 : Generación SING (GWh)

GWh	Carbón	GNL	Petróleo	Hidro	Geoterm	Eólica	Total
2017	19664	1356	0	125	333	526	22004
2018	20194	1652	0	125	666	526	23161
2019	21037	1270	5	125	999	788	24224
2020	23835	947	16	125	1332	788	27042
2021	21840	393	5	125	1664	1051	25078
2022	22135	441	4	125	1997	1051	25753
2023	21971	346	4	125	2330	1314	26089
2024	21002	297	3	125	2996	1314	25737
2025	21738	434	4	125	3662	1577	27539
2026	23580	369	4	125	3995	1577	29649
2027	26058	450	6	125	4327	1577	32543
2028	27364	661	14	125	4660	1577	34401
2029	29402	567	16	125	4993	1577	36680
2030	29707	614	22	125	5326	1577	37371
2031	31007	399	17	125	5659	1577	38784
2032	30739	410	22	125	5992	1577	38863
2033	32422	614	26	125	5992	1577	40756

La generación ERNC en GWh y como porcentaje de la generación total SING+SIC se presenta en el cuadro siguiente.

Tabla 4.6 : Generación ERNC (GWh)

Año	GWh	%
2017	6254	7.3%
2018	7434	8.2%
2019	9263	9.7%
2020	10459	10.3%
2021	11901	11.1%
2022	13095	11.7%
2023	14516	12.4%
2024	16065	13.1%
2025	17890	14.0%
2026	19116	14.3%
2027	20364	14.7%
2028	21575	15.1%
2029	22513	15.2%
2030	23438	15.2%
2031	24363	15.3%
2032	25278	15.4%
2033	25564	15.1%

En el cuadro siguiente se presenta los flujos medios anuales (MW medios) por la interconexión.

Tabla 4.7 : Flujo medio anual por la interconexión (MW medios)

Año	sic-->sing	sing-->sic
2019	761	401
2020	633	434
2021	912	337
2022	937	286
2023	947	274
2024	1155	279
2025	1132	257
2026	1120	335
2027	1005	365
2028	955	343
2029	919	422
2030	910	390
2031	853	409
2032	943	394
2033	920	339

Los gráficos siguientes presentan los flujos máximos y medios en la interconexión para los 60 bloques representativos de la demanda de cada año.

Figura 4.1: Flujo por bloque (MW) SIC → SING: máximo y promedio

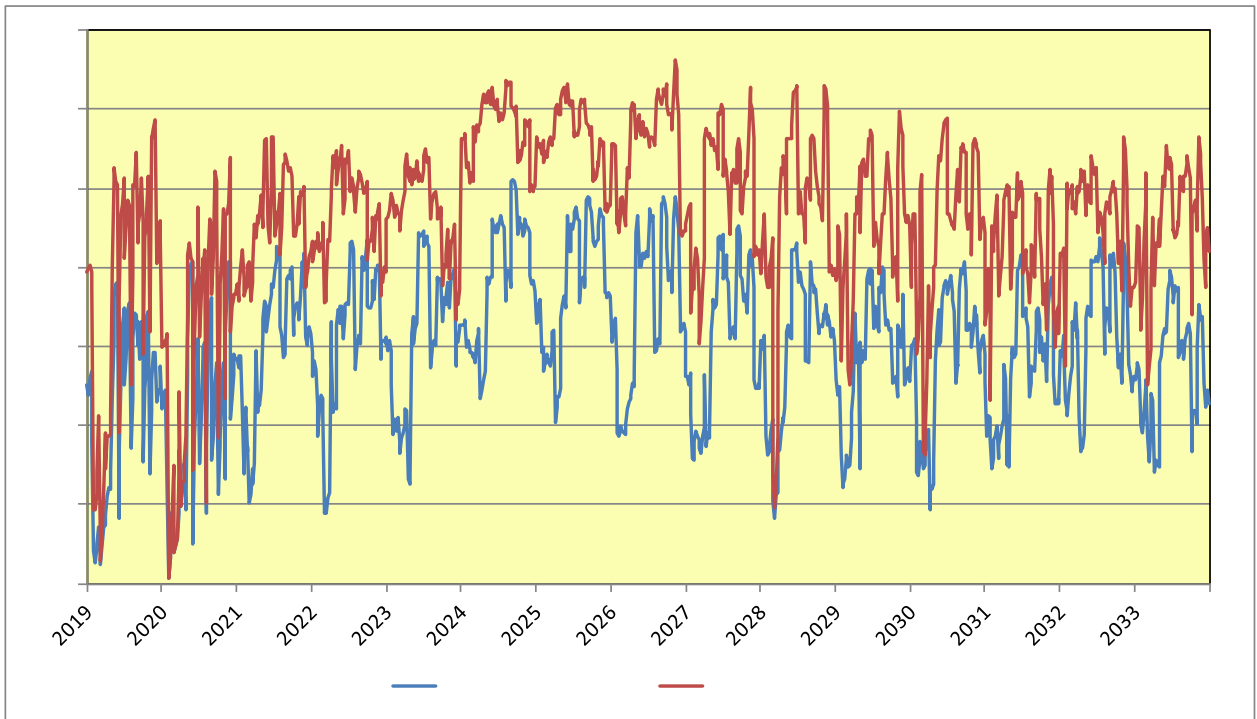


Figura 4.2: Flujo por bloque (MW) SING → SIC: máximo y promedio

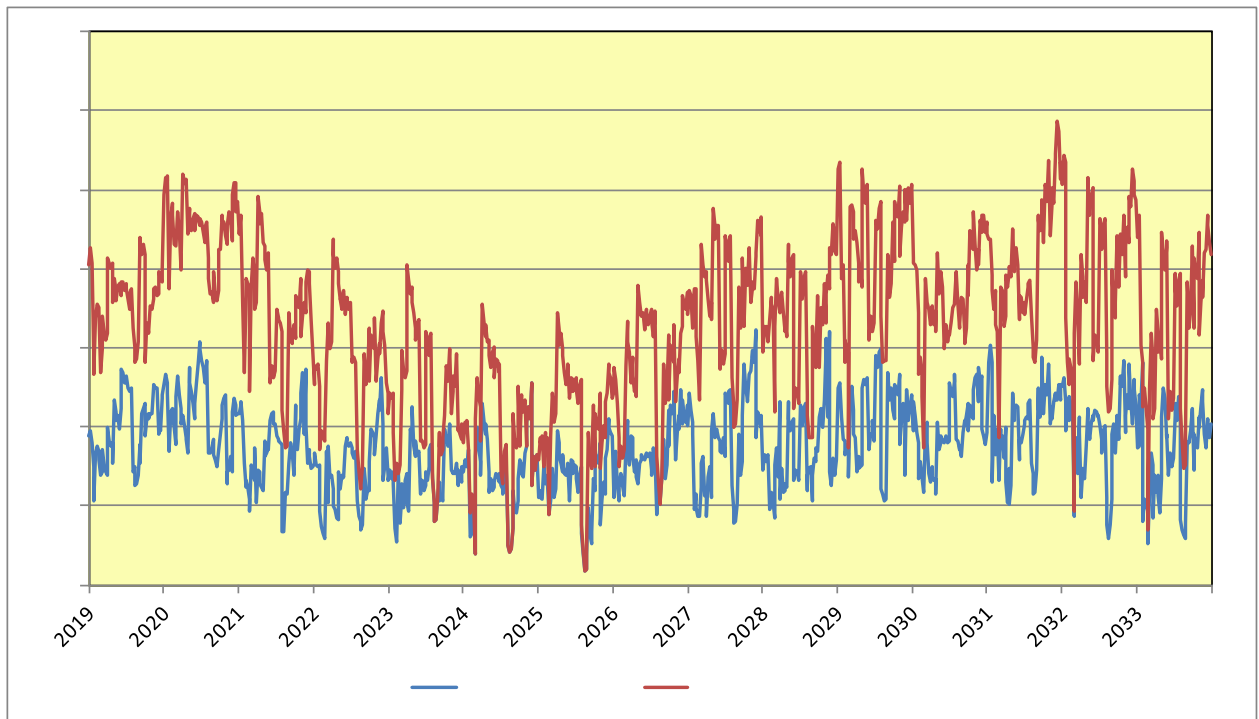


Figura 4.3: Costo marginal en subestaciones de la interconexión

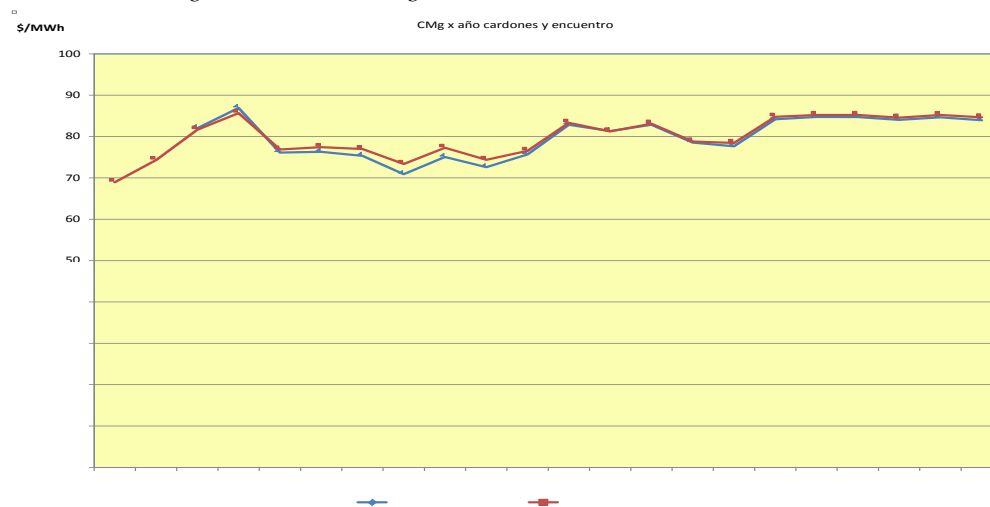


Figura 4.4: SIC – Costo marginal en subestaciones

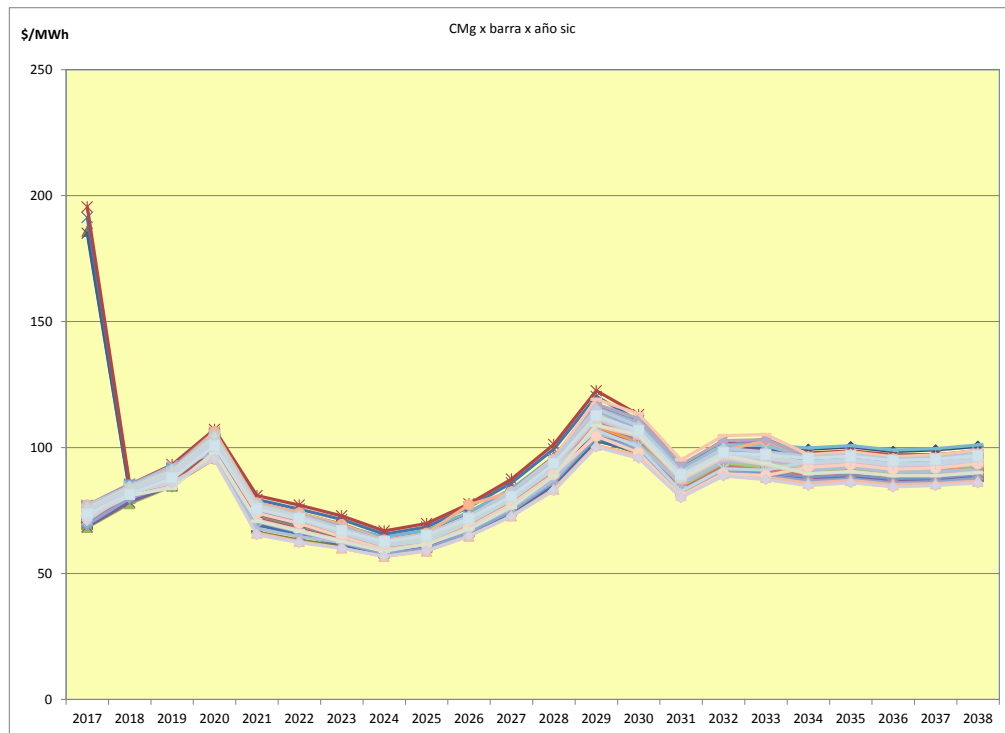
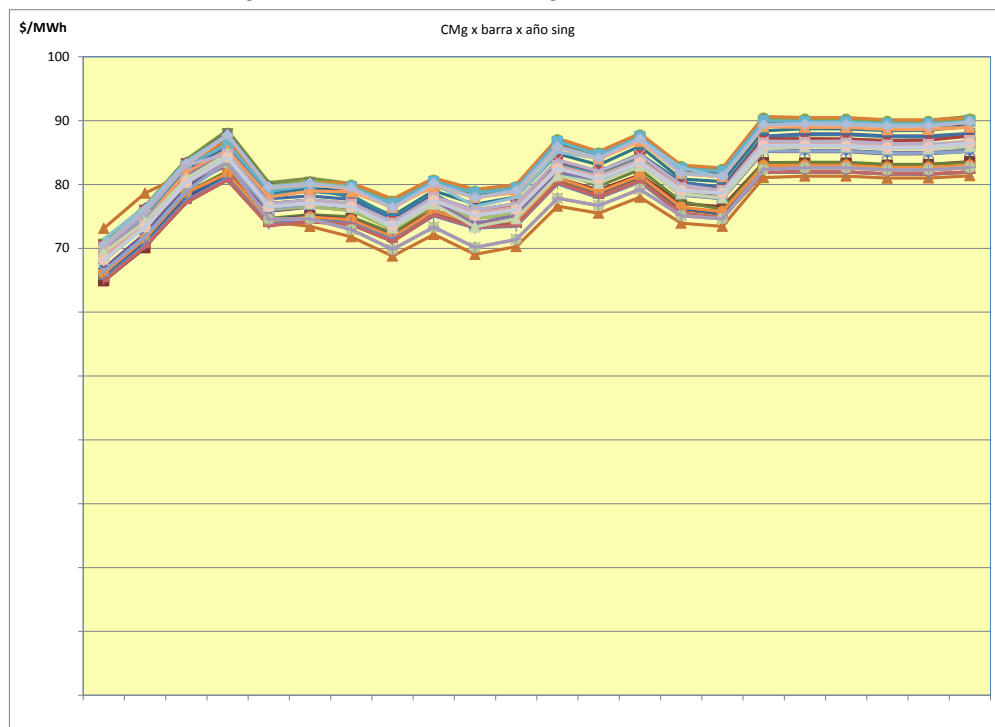


Figura 4.5: SING – Costo marginal en subestaciones



4.1.3 Operación integrada de las expansiones aisladas, interconexión 1500 MW

Se ha simulado la operación integradas de los sistemas SING y SIC para la expansión óptima aislada de cada uno de estos sistemas. La comparación de valores presentes de los costos de operación simulados con el modelo SDDP se presentan en el cuadro siguiente. Se aprecia que los beneficios por ahorros de operación son significativos.

Tabla 4.8: Operación integrada de sistemas con expansión definida en forma aislada (MUS\$ a ene-2017)

	SING aislado	SIC aislado	SING+SIC aislados	SING-SIC integrados	Ahorro interconexión
Inversión	6,243	17,203	23,446	23,446	0
Operación	13,979	13,702	27,681	26,770	911
	20,221	30,905	51,126	50,215	911

El valor presente a ene-19 es de MUS\$ 1102.

4.1.4 Expansión integrada con interconexión de 1000MW (silviomil)

Los beneficios de este desarrollo se determinan comparando este caso con los desarrollos aislados presentados anteriormente.

Tabla 4.9: Resultados SDDP para 1000 MW (MUS\$, valor presente a ene-17)

	SING aislado	SIC aislado	SING+SIC aislados	SING-SIC integrados	Ahorro interconexión
Inversión	6,243	17,203	23,446	23,348	98
Operación	13,979	13,702	27,681	26,720	961
	20,221	30,905	51,126	50,068	1,059

El valor presente de los ahorros de la interconexión a ene-19 son MUS\$ 1281.

4.1.5 Operación integrada de las expansiones aisladas, interconexión 1000 mw

Se ha simulado la operación integradas de los sistemas SING y SIC para la expansión óptima aislada de cada uno de estos sistemas. La comparación de valores presentes de los costos de operación simulados con el modelo SDDP se presentan en el cuadro siguiente. Se aprecia que los beneficios por ahorros de operación son iguales a aquellos correspondientes a una interconexión de 1500 MW.

Tabla 4.10: Operación integrada de sistemas con expansión definida en forma aislada (kUS\$ a ene-2017)

	SING aislado	SIC aislado	SING+SIC aislados	SING-SIC integrados	Ahorro interconexión
Inversión	6,243	17,203	23,446	23,446	0
Operación	13,979	13,702	27,681	26,771	910
	20,221	30,905	51,126	50,216	910

Los valores presentes a ene-19 de ahorros de operación son similares a aquellos de la interconexión de 1500 MW, MUS\$ 1101.

4.2 CASO SIN RESERVA RODANTE EN UNIDADES DEL SING

Como se indicó en la sección anterior, operar el sistema integrado sin reserva rodante incrementa los beneficios de la interconexión en MUS\$ 131 (valor presente a ene-19). Se trata de una estimación por defecto pues existen beneficios no evaluados por la reducción de la reserva rodante de las unidades futuras y de eventuales postergaciones de inversión en la expansión.

4.3 CASO SIN DESARROLLO DE PROYECTOS DE AYSÉN

En la tabla siguiente se muestran los costos de inversión y operación del desarrollo de los sistemas aislados e integrados cuando no se desarrollan los proyectos hidroeléctricos de Aysén.

Tabla 4.11: Caso sin desarrollo de Aysén - Comparación de valor presente de inversión y operación (kUS\$ a ene-2017)

	SING aislado	SIC aislado	SING+SIC aislados	SING-SIC integrados	Ahorro interconexión
Inversión	6,243	14,513	20,756	20,668	88
Operación	13,979	18,954	32,933	31,765	1,168
	20,221	33,467	53,689	52,433	1,256

A enero de 2019 el valor presente del ahorro por la interconexión alcanza a kUS\$ 1520.

4.4 CASO CON TASA DE ACTUALIZACIÓN DE 7.5%

En la tabla siguiente se muestran los costos de inversión y operación del desarrollo de los sistemas aislados e integrados cuando se utiliza una tasa de actualización de 7.5% en lugar de 10%.

Tabla 4.12: Caso tasa 7.5% - Comparación de valor presente de inversión y operación (kUS\$ a ene-2017)

	SING aislado	SIC aislado	SING+SIC aislados	SING-SIC integrados	Ahorro Intercección
Inversión	7,579	17,492	25,071	23,303	1,768
Operación	15,949	14,997	30,946	30,832	114
	23,528	32,489	56,017	54,135	1,882

A enero de 2019 el valor presente del ahorro por la interconexión alcanza a kUS\$ 2277.

5 ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE LA INTERCONEXIÓN

5.1 Introducción

Este capítulo describe los estudios eléctricos realizados para verificar que las soluciones de interconexión descritas en el Capítulo 2, con las expansiones de generación determinadas en el capítulo 3 y con la operación determinada en el Capítulo 4, presentan un funcionamiento eléctrico seguro tanto en estado estacionario o permanente como en estado perturbado, posterior a diferentes fallas de líneas y desconexión de centrales generadoras. Asimismo se presentan las principales conclusiones de los estudios eléctricos realizados. El capítulo se soporta en el Anexo 4, que presenta en detalle los estudios eléctricos realizados.

A partir del modelo completo de la red eléctrica del SIC y el SING, se ha construido un modelo adecuado para los estudios a ejecutar, donde se han representado con el mayor detalle posible las áreas relacionadas con la nueva interconexión. El escenario de oferta de generación es el que ha surgido de las corridas del SDDP el cual suministra las incorporaciones de equipamientos de generación previstas al momento de la iniciación de los estudios, más eventuales opciones de generación y transmisión que sean propuestas como parte de los proyectos a evaluar.

Las condiciones de ambos sistemas SIC y SING son las que se prevén al año adoptado como puesta en marcha de la interconexión es decir el 2019.

Para analizar la factibilidad de una interconexión en HVDC resulta necesario evaluar la capacidad de las barras extremas candidatas para el correcto funcionamiento de una estación de conversión clásica. A partir de los escenarios de despachos y demandas que resultan de las corridas del SDDP se hacen en el modo más preciso estas evaluaciones sobre las cuales a continuación se suministran mayores detalles.

Para la realización de los estudios de verificación del funcionamiento de las soluciones propuestas, se ha tomado como referencia la “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”.

5.2 Estudios eléctricos realizados

5.2.1 *Evaluaciones del nivel de Potencia de Cortocircuito*

Resulta conveniente evaluar la “robustez” del sistema para alojar una estación de conversión clásica en HVDC. Se realizan en general los cálculos para determinar las máximas corrientes de cortocircuitos en las barras AC terminales de las estaciones de Conversión. Con dichos resultados se evalúan la Relación de Cortocircuito SCR y la Relación Efectiva de Cortocircuito, representada por el índice ESCR (“Effective Short Circuit Ratio”).

5.2.2 *Verificaciones de estado estacionario para las soluciones propuestas*

Se realizaron estudios de flujo de potencia para verificar el funcionamiento de las soluciones bajo estudio.

5.2.3 *Verificaciones en estado perturbado para las soluciones propuestas*

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria y permanente para verificar la operación estable de las soluciones bajo estudio luego de una perturbación. Los casos estudiados fueron los siguientes:

5.2.4 *Interconexión en AC Cardones – Encuentro - Caso 2020_Set_s10_b4_1340MW*

Falla 3ph en línea 220 kV Encuentro – El Tesoro del SING

Falla 3ph en línea 500 kV Cardones – Castilla del SIC

Desconexión imprevista de una unidad de generación importante del SING

Falla 2ph en línea 500 kV Cardones – Encuentro; Interconexión SING-SIC

5.2.5 *Interconexión en AC Cardones – El Cobre - Caso 2020_Set_s10_b4_1400MW*

Desconexión de una unidad importante del SING – Redespacho con 1400 MW

5.2.6 *Interconexión en AC Card – El Cobre - Encu - Caso 2020_Set_s10_b4_1400MW*

Falla 2ph en línea 500 kV Cardones – El Cobre; Interconexión SING-SIC

Falla 2ph en línea 500 kV Card – El Cobre - Encuen; Interconexión SING-SIC

5.2.7 *Interconexión en HVDC Cardones – Encuentro - Caso 2020_Set_s10_b4_1340MW*

Falla 3ph en línea 220 kV Encuentro – El Tesoro del SING

Falla 3ph en línea 500 kV Cardones – Castilla del SIC

Desconexión imprevista de una unidad de generación importante del SING

Falla de 1 Polo en línea HVDC Cardones – Encuentro; Interconexión SING-SIC

Falla de 1 Polo en línea HVDC Cardones – Encuentro; Intercambio reducido

5.2.8 *Interconexión en HVDC Cardones – Encuentro - Caso 2020_Dic_s11_b2_-750MW*

Falla 3ph en línea 220 kV Encuentro – El Tesoro del SING

Falla 3ph en línea 500 kV Cardones – Castilla del SIC

Desconexión imprevista de una unidad de generación importante del SING

Falla de 1 Polo en línea HVDC Cardones – Encuentro; Interconexión SING-SIC

5.3 Conclusiones sobre los estudios de verificación de las propuestas

Los análisis de funcionamiento en estado estacionario a través de los cálculos de flujos de carga para las diversas configuraciones demuestran la factibilidad para las dos tecnologías de interconexión analizadas AC y HVDC. Se han estudiado diferentes condiciones de despacho de la generación y estados de carga en particular considerando las máximas potencias de intercambio esperadas para los años iniciales. Como se ha visto en el primer año de puesta en servicio (2019) se espera un intercambio máximo desde el SIC→SING de 850 MW y en el segundo año (2020) de casi 1400 MW.

Sobre este aspecto de las transferencias es importante tener presente que las corridas del SDDP han demostrado que gran parte del tiempo de utilización de la interconexión es dedicado a transferencias desde el SIC hacia el SING (SIC→SING), con niveles de potencia que frecuentemente se aproximan a la máxima capacidad de transporte de 1500 MW.

Otro aspecto relevante que se pone en evidencia en los diversos escenarios de funcionamiento donde el SING es importador, es la proporción entre la potencia de la demanda local del SING y la entidad de los intercambios esperados en el nuevo enlace, con bastante frecuencia la interconexión abastece alrededor del 50% de dicha demanda en los primeros años de entrada en servicio.

Se han individualizado los refuerzos necesarios en las redes locales que permiten satisfacer el requerimiento de contingencia N-1 según lo establecido en la normativa. En particular en el SING estos refuerzos en la red de transmisión son numerosos, teniendo presente el nivel de potencia que se inyectaría en una determinada subestación que es extremo de la interconexión SIC - SING.

De estos resultados, se puede deducir que la interconexión que menos impacta desde el punto de vista de los refuerzos locales requeridos en el SING es la que va desde la S.E. Cardones hasta la S.E. Encuentro, seguida por la Interconexión desde Cardones hasta El Cobre.

Igualmente para esta solución Cardones – Encuentro, desde el punto de vista de las pérdidas que resultan en el SING, se observa que es una de las más ventajosas junto con la solución Cardones – ElCobre – Encuentro. Se pone en evidencia con esto que dichas SS.EE. son bastantes baricéntricas respecto a la demanda del SING.

Mientras la solución Cardones – Chacaya se ve poco competitiva, sea por el aspecto de los requerimientos de refuerzos en el SING como por el nivel de las pérdidas que comporta sobre el SING cuando éste se encuentra importando (condición prevalente de intercambio), por ejemplo en el caso de 1300 MW desde el SIC las pérdidas en el SING son mayores del 80% comparadas con la solución Cardones – Encuentro y más del 60% en el entorno de 1000 MW de potencia de intercambio. Por estos motivos dicha solución ha sido descartada y no se ha continuado explorándola en las ulteriores evaluaciones técnicas y/o económicas.

No se han observado requerimientos de refuerzos para el N-1 en el sistema del SIC.

Los estudios de funcionamiento en condiciones perturbadas han demostrado la factibilidad de funcionamiento de todas las soluciones analizadas, sea en AC que en HVDC, para la casi totalidad de los eventos aplicados, con excepción de aquellos que implican una interrupción o disminución drástica, si bien transitoria, del abastecimiento de gran parte de la demanda del SING desde la interconexión.

Justamente este tipo de eventos, como puede ser la contingencia N-1 de una terna y/o Polo del enlace en condiciones de alta importación desde el SING, ha dado lugar a la solución en AC a 500 kV entre Cardones – ElCobre – Encuentro, dado que es la única entre aquellas estudiadas (en AC) que, cuando la interconexión opera a la plena capacidad con flujo desde SIC→SING, garantiza el requerimiento de la contingencia N-1. Las restantes soluciones bien por inestabilidad angular o por colapso de tensión no alcanzan una condición aceptable de funcionamiento luego de eliminada la perturbación.

Es claro que en los años iniciales de entrada en servicio de la Interconexión, cuando el SING es fuertemente importador se tendrá un parque despachado reducido con escasa inercia y por lo tanto con una capacidad de regulación limitada, se esperan desviaciones significativas de frecuencia frente a situaciones que dan origen a déficit en el abastecimiento del área.

Estas consideraciones han llevado a que la solución en HVDC prevea que la contingencia N-1 de un Polo no dé lugar a una discontinuidad o una reducción significativa en el nivel de intercambio de potencia. La solución propuesta, si bien implica mayores inversiones dado que se ha debido diseñar cada Polo para la máxima capacidad, permite garantizar la plena capacidad de transporte sin interrupción de la transferencia en el caso de la pérdida de un polo, esta capacidad no crea transitorios en el SING que puedan ser un riesgo para su estabilidad. Otro aspecto importante de esta solución es que la capacidad de transporte es de 3000 MW, por lo tanto aquellos fenómenos donde a causa de un déficit de generación en el SING se necesite un soporte (regulación Potencia-Frecuencia) por parte de la interconexión no presentaría algún límite para superar el umbral de los 1000 MW ó 1500 MW según se trate. Además, en un futuro, cuando el SING a causa del crecimiento del sistema haya obtenido una mayor capacidad de regulación, sin mayores inversiones (solamente para algunos filtros de la estación de conversión) la interconexión podrá perfectamente operar por encima de los 1000 MW o 1500 MW según sea el caso.

Para concluir, desde el punto de vista técnico las soluciones que llegan a la S.E. de Encuentro dan lugar a las mínimas pérdidas cuando se debe abastecer el SING desde el SIC, que es la condición prevaleciente, siendo esta la de mayor longitud. Desde el punto de vista operativo y lo que exige la normativa, la solución en AC que va desde Cardones – ElCobre – Encuentro es la única que cumple con los requisitos del N-1. La solución en HVDC así como se ha diseñado

consigue superar este requisito del N-1 por lo tanto si tenemos cuenta el aspecto de las perdidas la más conveniente es aquella que conecta desde Cardones hasta Encuentro.

6 EVALUACIÓN ECONOMICA DEL PROYECTO

6.1 COSTOS DE LA LÍNEA DE INTERCONEXIÓN

Los costos de inversión y operación de las alternativas de interconexión se presentaron en el capítulo 2. Para efectos de comparación se han considerado los costos de la alternativa Cardones-Encuentro, tanto en corriente alterna como continua.

Los costos de inversión en expansión de la generación y costos de operación y falla del SING-SIC corresponden al valor presente de las inversiones en generación y operación determinados durante el período 2017-2038. El costo de inversión a ser usado en la comparación debe considerar por lo tanto los costos de inversión y de operación en ese período. El costo de inversión de las líneas en el período 2019-2038 se ha calculado como el valor presente de las mensualidades de inversión, calculadas esta con una tasa de actualización de 10% anual y una vida útil de 50 años para las líneas y 40 años para las subestaciones (este cálculo equivale a considerar un valor residual de la inversión de la línea a fines de 2038).

Tabla 6.1: Costos alternativas de interconexión

Línea	Inversión MUS\$	Operación MUS\$/año	VP 2019 MUS\$ (1)
HVDC-1000	450	13.5	504
HVDC-1500	577	17.3	647
CA-1000	560	16.8	625
CA-1500	623	18.7	696

(1) Valor presente, a enero 2019, de las mensualidades de inversión y operación del período 2019-2038

6.2 COSTOS DE EXPANSIONES EN LINEAS DE TRANSMISIÓN ATRIBUIBLES A LA INTERCONEXIÓN SIC – SING

Los estudios eléctricos presentados en el Capítulo 5 y Anexo 4, han determinado inversiones en líneas de transmisión en el SING que son necesarias en el caso de interconexión y que no se requieren en el caso de la operación aislada. En el caso del SIC no se requerirían líneas adicionales debido a la operación la interconexión. En el cuadro siguiente se presentan los costos estimados para estas líneas.

Tabla 6.2: Costos expansiones de líneas en el SING asociadas a la interconexión SING-SIC

	Longitud km	# circ	Línea MUS\$	SS/EE MUS\$	Total MUS\$	C.Opera. MUS\$/año	VP a 2019 (1)
Crucero-Encuentro	1	1	2.0	6	8.0	0.2	
Mejillones-O'Higgins	73	1	18.3	6	24.3	0.7	
O'Higgins-Palestina	56	1	14.0	6	20.0	0.6	
Palestina-Domeyko	73	1	18.3	6	24.3	0.7	
El Cobre-Laberinto	3	2	0.9	6	6.9	0.2	
Laberinto-NvaZaldivar	95	1	23.6	6	29.6	0.9	
Crucero-Laberinto	133	1	33.3	6	39.3	1.2	
Interconexión 1000	203		52.5	24	77	2.3	86
Interconexión 1500	434		110	42	152	4.6	170

(1) Valor presente, a enero 2019, de las mensualidades de inversión y operación del período 2019-2038

6.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA

En la tabla siguiente se indican los beneficios netos de la interconexión (valores presentes a 2019) como diferencia entre los valores presentes de beneficios de la interconexión presentados en el capítulo 4 (no se han distinguido los beneficios entre corriente alterna y corriente continua) y los valores presentes de los costos de la interconexión y líneas adicionales determinadas en los estudios eléctricos.

Tabla 6.3: Evaluación económica-Caso base (MUS\$, valores presentes a ene-19)

Caso	Interconexión	Beneficios generación	Costo interconexión	Líneas adicionales	Beneficio neto
Base	CA-1500	1385	696	170	519
	HVCD-1500	1385	647	170	568
	CA-1000	1281	625	86	570
	HVDC-1000	1281	504	86	691
Sin Aysén	CA-1500	1520	696	170	654
	HVDC-1500	1520	647	170	703
Tasa 7.5%	CA-1500	2277	683	167	1427
	HVDC-1500	2277	639	167	1471

Los resultados de la evaluación del caso base muestran que los beneficios netos de la interconexión en corriente continua son entre un 10% y un 20% superiores a los de la interconexión en corriente alterna. Sin embargo, por razones de flexibilidad para la apertura de subestaciones intermedias que se requiera establecer, resultaríamos conveniente la interconexión en 500 kV, corriente alterna. En cuanto a la capacidad de la interconexión, los beneficios para 1000 MW en corriente alterna son un 10% superiores a los de la alternativa de 1500 MW; sin embargo dada la mayor holgura que tendría la alternativa de 1500 MW para hacer frente a transmisiones dadas por situaciones de baja probabilidad pero de alto beneficio, es preferible optar por esta alternativa de tamaño.

Se evaluó también el beneficio de operar el sistema interconectado SING-SIC sin reserva en giro en las centrales del SING, dada la posibilidad de que dicha reserva puede darse con centrales hidroeléctricas del SIC. Los beneficios de la interconexión se incrementan en MUS\$ 131 para la interconexión de 1500 MW.

7 CONCLUSIONES DE LA EVALUACION, ANALISIS DE OTROS BENEFICIOS Y COSTOS ASOCIADOS Y ANÁLISIS DE ASPECTOS NORMATIVOS

7.1 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA

Se ha modelado todas las dimensiones relevantes de las condiciones futuras del sistema, se ha evaluado la viabilidad técnica de las 4 alternativas definidas y se ha realizado una evaluación económica, que considerando los costos y beneficios en un marco de planificación eléctrica, muestra que la interconexión SING-SIC es un proyecto económicamente rentable.

Si se opera el sistema interconectado SING-SIC concentrando toda la reserva en giro en el SIC se incrementan significativamente los beneficios netos. Esta operación, si bien es posible en una primera aproximación requeriría estudios de detalle operativos para su confirmación.

Los análisis de sensibilidad que se han realizado sobre variables clave, como la de un menor desarrollo hidroeléctrico en el SIC, o considerando solamente los beneficios asociados a la operación interconectada con parques de generación planificados separadamente en el SIC y en el SING, muestran que el proyecto se mantiene rentable aun en esos escenarios.

En definitiva, el Consultor recomienda desarrollar la interconexión SIC-SING en 500 kV corriente alterna, para una capacidad de 1500 MW.

7.2 ANÁLISIS DE OTROS COSTOS Y BENEFICIOS ASOCIADOS A LA INTERCONEXIÓN SING-SIC

Por otra parte, se debe tener presente que la interconexión SING-SIC puede producir beneficios adicionales muy importantes frente a escenarios que pueden ser considerados excepcionales o de baja probabilidad como los siguientes:

- Atrasos de proyectos de generación importantes en el SIC y/o en el SING.
- Condiciones extremas definidas a partir de fallas de unidades generadoras grandes unidas a sequías en el SIC o bien falla simultánea de dos unidades grandes en el SIC o en el SING.

En estos casos los beneficios de tener la interconexión, versus no tenerla, son superiores en órdenes de magnitud respecto a los evaluados en condiciones de alta probabilidad.

La robustez de la interconexión propuesta junto a la mayor flexibilidad que introduce en el sistema en condiciones extremas hace que la misma sea la opción recomendable por este estudio.

La metodología que se utilizó para determinar los planes de expansión de menor costo total actualizado y medir el beneficio neto de la interconexión asociado, incorpora de manera implícita que se logra el óptimo competitivo en el mercado de generación, que es destacado usualmente como uno de los beneficios a considerar de la interconexión. No obstante esto sólo calcula los beneficios considerando el precio eficiente de los mercados con o sin interconexión y no el eventual resultado de esos precios con comportamientos posibles en mercados no perfectos.

7.3 ANÁLISIS DE ASPECTOS NORMATIVOS Y REGULATORIOS

En lo que concierne al marco normativo para implementar una interconexión eléctrica entre el SIC y el SING, el consultor ha analizado las disposiciones del DFL N°4, texto refundido de la Ley General de Servicios Eléctricos, especialmente en lo que concierne a las normas que regulan los sistemas troncales de transmisión. El análisis revela que la interconexión SING-SIC no puede ser decidida en el curso de los estudios de transmisión troncal (ETT) que realiza cada 4 años la CNE para el SIC y el SING, y que actualizan anualmente los respectivos CDEC; lo anterior por cuanto las disposiciones de la ley se refieren a estudios de transmisión troncal diferentes en cada sistema eléctrico. Las disposiciones especiales que la ley dispone para el establecimiento de interconexiones gestadas por generadores comercializadores que operen en dichos sistemas, son aplicables solamente dichos operadores están de acuerdo en promover una interconexión.

Sin embargo, según el primer inciso del artículo 137° del DFL4, una interconexión como la SING-SIC puede ser dispuesta mediante un decreto supremo del Ministerio de Energía, con informe previo de la CNE. Este mismo artículo dispone, en su inciso tercero, que la forma de realizar la interconexión y de efectuar el transporte o transferencia de la energía serán recomendadas por la CNE al Ministerio, a falta de acuerdo de los concesionarios. En opinión del consultor, esta norma podría ser aplicable para desarrollar la interconexión SING-SIC.

En cuanto a las disposiciones regulatorias a aplicar a la interconexión SING-SIC, y dado el carácter singular del proyecto, el consultor estima conveniente que se preserven las reglas de tarificación y asignación de costos que rigen en los sistemas troncales del SIC y del SING, estableciéndose que el costo de la línea de interconexión entre ambos sistemas sea asignada a la totalidad de la demanda de ambos sistemas, como un cargo por kiowatthora extraído. De esta forma se preservarían las señales de localización aplicables a las inyecciones de energía y a las extracciones destinadas a los clientes libres en cada uno de los sistemas.

Por último será necesario revisar las normas que regulan el funcionamiento de los CDEC del SIC y del SING, lo cual implica además decidir si se mantendrán en funciones ambos organismos de coordinación de la operación o bien se constituirá uno solo.

ANEXO 1: DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE INTERCONEXIÓN

Este anexo se presenta en un documento separado.

**ANEXO 2: PLANTEAMIENTO DEL PROGRAMA DE OPTIMIZACIÓN
EN EL MODELO OPTGEN**

ANEXO 3: PROYECCION DE DEMANDA AL AÑO 2030

ANEXO 4: ESTUDIOS ELÉCTRICOS

Este anexo se presenta en un documento separado.