



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

INTERCONEXIÓN SIC-SING Y EMISIONES DE CARBONO DEL SECTOR ELÉCTRICO

HERNÁN FELIPE ULLOA BARRERA

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, Julio 2012

© 2012, Hernán Felipe Ulloa Barrera



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

INTERCONEXIÓN SIC-SING Y EMISIONES DE CARBONO DEL SECTOR ELÉCTRICO

HERNÁN FELIPE ULLOA BARRERA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

DAVID WATTS CASIMIS

CARLOS FINAT DIAZ

HECTOR JORQUERA GONZÁLEZ

Para completar las exigencias del grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Julio 2012

A mis padres,

AGRADECIMIENTOS

A todos quienes ayudaron de una u otra manera en el desarrollo de esta investigación. En particular, quisiera agradecer afectuosamente al profesor Hugh Rudnick por su apoyo y guía durante el desarrollo de esta tesis. Ha sido un honor poder trabajar con él.

A mis compañeros de oficina y amigos. En especial a Daniel, Roberto, Melisa, Lurys y Nicolás. Gracias por las risas, conversaciones y alegría durante todo este tiempo.

A Catalina, por su apoyo, paciencia y cariño durante todos estos años.

A mi familia, en especial a mis padres. Su esfuerzo me ha permitido ser quien soy hoy.

A todos ustedes, ¡muchas gracias!

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
INDICE DE TABLAS	vi
INDICE DE FIGURAS.....	viii
RESUMEN.....	xi
ABSTRACT	xii
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Desarrollo económico y emisiones de GEI.....	1
1.2. Interconexión de sistemas eléctricos: Experiencia internacional.....	7
1.3. Objetivos	10
1.4. Contribuciones de la investigación	11
1.5. Estructura de la Tesis	12
2. SISTEMAS ELÉCTRICOS CHILENOS	14
2.1. Descripción general.....	14
2.2. Características SIC-SING	17
2.2.1. Generación	17
2.2.2. Demanda	19
3. EMISIONES DE GEI HISTÓRICAS SIC-SING	24
3.1. Metodología para estimar las emisiones de GEI de una central eléctrica.....	24
3.2. Emisiones unitarias de GEI de las centrales térmicas del SIC y el SING.....	26
3.3. Emisiones históricas de GEI del SIC y el SING: 2000-2010.....	30
4. ANTECEDENTES DE LA MODELACIÓN.....	35
4.1. Modelo OSE2000.....	36
4.1.1. Modelación Matemática	36
4.1.2. Modelación Generación.....	38

4.1.3. Modelación Hidrológica	41
4.1.4. Modelación Transmisión	44
4.1.5. Modelación Demanda	45
4.2. Proyección Demanda	47
4.3. Proyección Precio Combustibles.....	49
5. PROYECCIÓN SING: CASO BASE	52
5.1. Definición del plan de obras	52
5.2. Resultados simulación.....	60
6. PROYECCIÓN SIC: CASO BASE.....	64
6.1. Definición del plan de obras	64
6.2. Resultados simulación.....	70
6.3. Análisis emisiones proyectadas SIC-SING.....	74
7. INTERCONEXIÓN SIC-SING.....	77
7.1. Interconexión simulada	77
7.2. Flujos esperados	80
7.3. Simulación estática.....	83
7.3.1. Costos marginales	83
7.3.2. Generación	86
7.3.3. Emisiones.....	87
7.3.4. Beneficios	90
7.4. Simulación dinámica.....	92
7.4.1. Ajuste plan de obras.....	93
7.4.2. Costos marginales	96
7.4.3. Generación	98
7.4.4. Emisiones.....	100
7.4.5. Beneficios	101
8. SENSIBILIDADES	104
8.1. Impuesto al carbono	104
8.2. Desarrollo agresivo ERNC.....	108
8.3. Reemplazo HidroAysén	112
9. CONCLUSIONES	117

REFERENCIAS	122
A. CALCULO DE EMISIONES UNITARIAS	126
B. PROYECCIÓN DE DEMANDA	130
C. PROYECCIÓN PRECIOS DE COMBUSTIBLES	131
D. VARIACIÓN CMG SIC-SING - INTERCONEXIÓN	135
E. VARIACIÓN CMG SIC-SING - INTERCONEXIÓN AJUSTADA	138
F. AJUSTE PLAN DE OBRAS	141
G. PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN SIC	144
H. PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN SING	151
I. PARÁMETROS DE CENTRALES MODELADAS	154
J. SISTEMA DE TRANSMISIÓN – SIC	158
K. SISTEMA DE TRANSMISIÓN – SING	160
L. RESUMEN SIMULACIONES - GENERACIÓN Y EMISIONES DE CO2	161
M. COSTO DE DESARROLLO POR TECNOLOGÍA	168
N. TABLAS DE DATOS Y SIMULACIONES	174

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1-1: Características de interconexiones seleccionadas en Latinoamérica.....	8
Tabla 1-2: Características de interconexiones según nivel de integración.	9
Tabla 5-1: Potencial geotérmico en Chile CNE/ENAP.	54
Tabla 5-2: Ubicación proyectos SEIA SING.	54
Tabla 5-3: Iteraciones plan de obras SING - Costos de operación y ahorros anuales.	57
Tabla 6-1: Iteraciones plan de obras SIC - Costos de operación y ahorros anuales.	67
Tabla 7-1: Variación en generación según combustible 2018-2030 – Interconexión.....	87
Tabla 7-2: Análisis de beneficios económicos de la interconexión.	91
Tabla 7-3: Variación en generación según combustible 2018-2030 – Interconexión ajustada.....	99
Tabla 7-4: Análisis de beneficios económicos de la interconexión ajustada.	102
Tabla 8-1: Características centrales proyecto HidroAysén.	112
Tabla A-1: Poder calorífico combustibles.....	126
Tabla A-2: Factor de emisión por tipo de combustible.....	126
Tabla A-3: Emisiones unitarias de GEI centrales SIC.	127
Tabla A-4: Emisiones unitarias de GEI centrales SING.	129
Tabla B-1: Proyección de demanda anual SIC-SING.....	130
Tabla C-1: Proyección precio de combustibles 2011-2030.	131
Tabla C-2: Proyección de precios de combustibles SING.	133
Tabla C-3: Proyección de precios de combustibles SIC.	134
Tabla D-1: Variación CMg SIC ante interconexión (norte, centro, sur).....	135
Tabla D-2: Variación CMg SING ante interconexión (norte, centro, sur).....	135
Tabla E-1: Variación CMg SIC ante interconexión ajustada (norte, centro, sur).	138
Tabla E-2: Variación CMg SING ante interconexión ajustada (norte, centro, sur).	138
Tabla F-1: Fecha de entrada y variación en margen de centrales a carbón plan ajustado.	142
Tabla F-2: Iteraciones ajuste plan de obras.....	143
Tabla G-1: Plan de Obras SIC.....	144

Tabla G-2: Transformaciones de CA a CC, cierres y cambio de combustible plan de obras SIC.....	147
Tabla G-3: Plan de expansión Tx SIC.....	148
Tabla H-1: Plan de Obra SING.	151
Tabla H-2: Cierres y cambio de combustible plan de obras SING.	152
Tabla I-1: Características centrales SING.....	154
Tabla I-2: Características centrales térmicas SIC.	155
Tabla L-1: Resultado simulación - SING base.	161
Tabla L-2: Resultado simulación - SIC base.....	162
Tabla L-3: Resultado simulación - Interconectado base.	163
Tabla L-4: Resultado simulación - Interconectado ajustado.....	164
Tabla L-5: Resultado simulación - Sensibilidad Carbon Tax	165
Tabla L-6: Resultado simulación - Sensibilidad ERNC	166
Tabla L-7: Resultado simulación – Sensibilidad HidroAysén.....	167
Tabla M-1: Costo de desarrollo central a carbón SIC.....	168
Tabla M-2: Costo de desarrollo central geotérmica SIC.....	169
Tabla M-3: Costo de desarrollo central eólica SIC.....	170
Tabla M-4: Costo de desarrollo central a carbón SING.....	171
Tabla M-5: Costo de desarrollo central geotérmica SING.....	172
Tabla M-6: Costo de desarrollo central eólica SING.....	173

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1-1: PIB vs. Consumo de energía eléctrica, per cápita	1
Figura 1-2: Emisiones de CO2 per cápita.	3
Figura 1-3: Emisiones de GEI para distintas tecnologías de generación.	5
Figura 1-4: Ejemplo de interconexiones internacionales de sistemas eléctricos	7
Figura 2-1: Sistemas Eléctricos Chilenos.	16
Figura 2-2: Generación Bruta y costos marginales SIC 2000-2010.	18
Figura 2-3: Generación Bruta y costos marginales SING 2000-2010.	18
Figura 2-4: Ventas anuales de energía SIC y SING 2000-2010.	20
Figura 2-5: Demanda diaria SIC-SING invierno 2010.	21
Figura 2-6: Curva de duración SIC-SING año 2009.....	22
Figura 2-7: Efecto de la diversidad horaria y estacional de la demanda (2009).	22
Figura 3-1: Emisiones unitarias centrales SIC.	28
Figura 3-2: Emisiones unitarias centrales SING.	28
Figura 3-3: Emisiones unitarias centrales SIC (boxplot).	29
Figura 3-4: Emisiones unitarias centrales SING (boxplot).	29
Figura 3-5: Emisiones históricas SIC.....	31
Figura 3-6: Emisiones históricas SING.	31
Figura 3-7: Comparación emisiones históricas SIC-SING.	32
Figura 4-1: Modelación de centrales en OSE2000.	39
Figura 4-2: Factor de planta mensual centrales eólicas.	40
Figura 4-3: Hidrología promedio mensual (XIV y XI región).....	43
Figura 4-4: Modelación pérdidas de transmisión.....	45
Figura 4-5: Bloques de demanda para barra industrial y residencial en el SING	46
Figura 4-6: Bloques de demanda resultantes SING y SIC.....	46
Figura 4-7: Proyección demanda de energía eléctrica SIC-SING.	48
Figura 4-8: Proyección demanda máxima SIC-SING.....	49
Figura 4-9: Proyección de referencia combustibles 2011-2030.....	50
Figura 5-1: Iteraciones plan de obras SING - Costo marginal SING (Crucero 220).....	58

Figura 5-2: Capacidad instalada SING 2011-2030.	59
Figura 5-3: Comparación capacidad instalada SING 2011-2030.	59
Figura 5-4: Generación esperada y costo marginal SING 2011-2030.	60
Figura 5-5: Generación esperada SING 2011-2030 [%].	62
Figura 5-6: Emisiones esperadas GEI SING 2011-2030.	63
Figura 6-1: Iteraciones plan de obras SIC - Costo marginal SIC (A. Jahuel 220).....	68
Figura 6-2: Capacidad instalada SIC 2011-2030.	69
Figura 6-3: Comparación capacidad instalada SIC 2011-2030.....	70
Figura 6-4: Generación esperada y costo marginal SIC 2011-2030.	71
Figura 6-5: Generación esperada SIC 2011-2030 [%].	72
Figura 6-6: Emisiones esperadas GEI SIC 2011-2030.	73
Figura 6-7: Comparación emisiones esperadas SIC-SING 2011-2030.....	75
Figura 7-1: Diagrama interconexión SIC-SING.	78
Figura 7-2: Flujos línea interconexión 2011-2030.....	81
Figura 7-3: Sentido de flujos en el año.	82
Figura 7-4: Flujos línea interconexión 2011-2030 según hidrología.	82
Figura 7-5: Variación costos marginales SIC y SING ante interconexión.	84
Figura 7-6: Variabilidad costos marginales SIC ante interconexión (A. Jahuel 220).....	85
Figura 7-7: Variabilidad costos marginales SING ante interconexión (Crucero 220).....	86
Figura 7-8: Variación emisiones GEI - Caso interconectado respecto a caso base (sin interconectar).....	88
Figura 7-9: Variación anual emisiones GEI por sistema.	89
Figura 7-10: Modificación plan de obra caso interconectado ajustado.....	95
Figura 7-11: Efecto el ajuste del plan de obras en los costos marginales.	96
Figura 7-12: Variabilidad costos marginales SIC ante interconexión ajustada (A. Jahuel 220).	97
Figura 7-13: Generación esperada interconexión ajustada (SIC+SING) 2011-2030.	98
Figura 7-14: Variación en generación según combustible respecto al caso base (sin interconectar).....	99

Figura 7-15: Variación emisiones GEI - Caso interconectado ajustado respecto a caso base.....	100
Figura 8-1: Impuesto a las emisiones de CO2 simulado.....	104
Figura 8-2: Efecto del impuesto a emisiones de CO2 sobre el costo variable de generación (año 2020).....	105
Figura 8-3: Generación esperada interconexión ajustada (SIC+SING) 2011-2030.....	106
Figura 8-4: Variación en generación según combustible – Impuesto CO2	107
Figura 8-5: Variación emisiones GEI por sistema al aplicar impuesto CO2.	107
Figura 8-6: Capacidad instalada ERNC - Sensibilidad ERNC	109
Figura 8-7: Variación costos marginales sensibilidad ERNC (Cardones 220).	110
Figura 8-8: Participación de ERNC dentro de generación total.....	110
Figura 8-9: Variación emisiones GEI – ERNC vs interconectado ajustado	111
Figura 8-10: Variación costos marginales SIC y SING – Reemplazo HA.	113
Figura 8-11: Generación esperada 2011-2030 – Reemplazo HA.	113
Figura 8-12: Variación emisiones GEI – Reemplazo HA por carbón.	114
Figura 8-13: Variación emisiones GEI – Reemplazo HA por mix de tecnologías.	115
Figura 8-14: Coeficiente unitario de emisión reemplazo HA.	116
Figura C-1: Proyección precios combustibles puestos en centrales SIC.	132
Figura C-2: Proyección precios combustibles puestos en centrales SING	132
Figura D-1: Variación costos marginales SIC ante interconexión.....	136
Figura D-2: Variación costos marginales SING ante interconexión.....	137
Figura E-1: Variación costos marginales SIC ante interconexión ajustada	139
Figura E-2: Variación costos marginales SING ante interconexión ajustada.	140
Figura F-1: Ajuste de plan de obras a carbón caso interconectado ajustado.	141

RESUMEN

El país enfrenta el desafío de proveer energía segura, económica y sustentable para dar sustento al crecimiento económico que se espera para las próximas décadas. En los últimos años el desarrollo se ha basado primordialmente en generación térmica, lo que ha llevado a una creciente carbonización de la matriz eléctrica nacional. En este contexto, la posible aplicación de restricciones a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) puede llevar a la economía del país, y en particular al sector exportador, a tener una posición desfavorable en el contexto mundial.

En el desarrollo de esta tesis se aborda este problema, simulando la operación a largo plazo de los dos sistemas interconectados del país, con el objetivo de obtener información sobre la evolución esperada de las emisiones de GEI. A la vez, se ha determinado el impacto sobre las emisiones de carbono futuras del sector eléctrico de la interconexión del Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande, valorizando a la vez el beneficio económico social, de la oferta y de la demanda del sistema. Junto a esto se evaluó el efecto sobre las emisiones de GEI de tres escenarios futuros de desarrollo de la matriz eléctrica.

La investigación contribuye con información relevante sobre la magnitud de las emisiones de GEI del país y su proyección frente a distintos escenarios de desarrollo futuros. A la vez, la representación detallada del sistema de transmisión y de la hidrología, han permitido evaluar nuevos impactos de la interconexión, como la variabilidad de los costos marginales futuros ante distintas condiciones hidrológicas.

Finalmente, es central a esta investigación la modelación de la reacción de los agentes del sistema (generadores) ante cambios relevantes en las condiciones de mercado, como los producidos por la interconexión o el ingreso agresivo de ERNC. Se ha mostrado que cualquier estudio que tenga como fin evaluar el efecto de alguna medida o política energética, debe considerar el comportamiento y la racionalidad de los agentes del sistema ante los cambios introducidos, pues esto puede modificar los resultados y conclusiones obtenidas.

Palabras Claves: *Emisiones de carbono, Interconexión SIC-SING, Chile.*

ABSTRACT

Chile faces the challenge of providing secure, competitive and sustainable energy to support the economic growth expected in the coming decades. In recent years the development has been based primarily on thermal generation, which has led to an increasing carbonization of the national electrical grid. In this context, the possible application of restrictions on greenhouse gases (GHG) emissions can lead the country's economy, particularly the export sector, to have an unfavourable position in the global context.

This thesis addresses this problem, by simulating the long term operation of the two Chilean interconnected systems, in order to obtain information on the expected evolution of GHG emissions. At the same time, the impact of the interconnection of the Central Interconnected System (SIC) and the Northern Interconnected System (SING) on future carbon emissions in the electricity sector was assessed, while valuing the system's social, supply and demand economic benefits. The impact on GHG emissions of three future development scenarios of the electrical grid was also evaluated.

This research contributes with important information about the magnitude of Chilean GHG emissions and their projection against future development scenarios. Also, the detailed representation of the transmission system and hydrology, has allowed to assess new interconnection impacts, like the variability of future marginal costs against different hydrological conditions.

Finally, it is central to this research the modelling of the system agents (generators) reaction against relevant changes in market conditions, as those produced by the interconnection or the aggressive development of NCRE. This research shows that any study that aims to evaluate the effect of an energetic measure or energy policy must consider the behaviour and rationality of system's agents against those changes, as this may affect the results and conclusions.

Keywords: *Carbon emissions, SIC-SING Interconnection, Chile*

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Desarrollo económico y emisiones de GEI

Chile enfrenta el desafío de proveer energía segura, económica y sustentable para dar sustento a un crecimiento económico que tiene como objetivo permitirnos alcanzar el estatus de país desarrollado a finales de la década.¹

A nivel mundial se observa una relación significativa entre el PIB y el consumo de energía eléctrica per cápita para distintos países. Si bien es posible y deseable que el país implemente políticas que le permitan tener un desarrollo eficiente, buscando desacoplar crecimiento económico y consumo eléctrico, la evidencia muestra que dado el nivel de ingresos y consumo eléctrico actuales estas dos variables seguirán fuertemente correlacionadas durante los próximos 20 años (PROGEA, 2008).

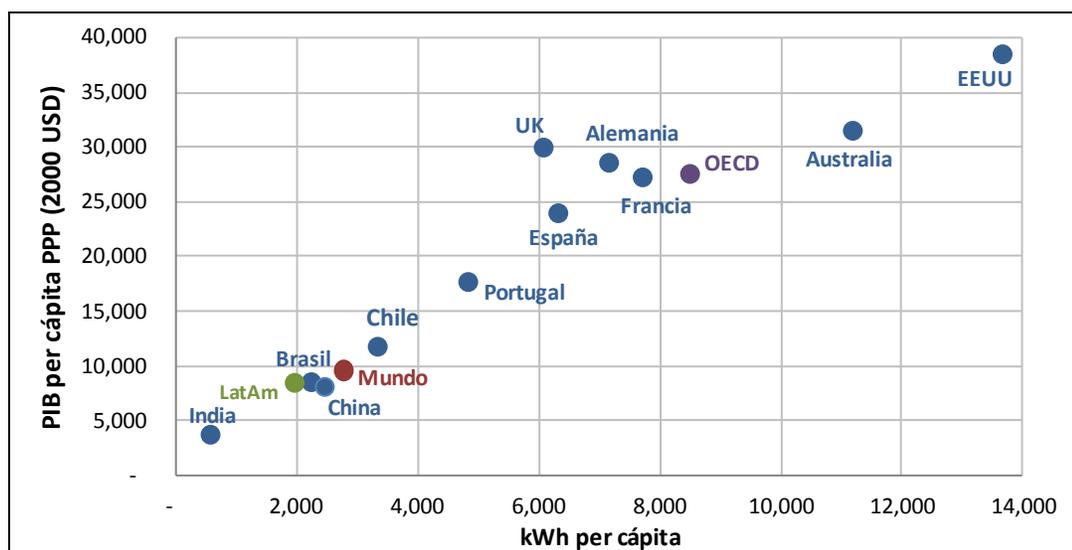


Figura 1-1: PIB vs. Consumo de energía eléctrica, per cápita(IEA, 2010)

En el caso de Chile, se prevé que la demanda de energía eléctrica se duplicará en los próximos 12 a 15 años, siendo necesario instalar, en este período, una capacidad de generación igual a la que se ha instalado en toda la historia del país.

¹ El FMI considera desarrollado a un país si su PIB per cápita es mayor a 22.000 US\$ PPP de 2010.

La tendencia en el desarrollo de nuestro sistema eléctrico en los últimos años ha estado marcada por un aumento de la generación térmica en desmedro de la generación hidroeléctrica, lo que ha llevado a una creciente carbonización de la matriz eléctrica². En particular, desde el corte en el suministro de gas natural por parte de Argentina, ha existido una fuerte expansión en base a carbón que se prevé continúe en el futuro.

Si bien la generación en base a carbón es atractiva por su bajo costo de generación, presenta fuertes externalidades negativas relativas a la emisión de contaminantes locales (MP, SO₂, NO_x, HC) y globales (GEI).

Los contaminantes locales provocan, entre otros, daños a la salud, en materiales, en vegetación y cultivos agrícolas.³ Como referencia, se estima que el daño local unitario promedio producido por las centrales a carbón instaladas en Chile es de 31 US\$/MWh, con un mínimo de 2 y un máximo de 148 dependiendo del factor de emisión de contaminantes locales y la densidad de población cercana a cada central. (CEPAL, 2009)

La emisión de contaminantes globales contribuye a aumentar la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, provocando un aumento en las temperaturas a nivel global y consecuente cambio climático que afecta a la Tierra. La evidencia muestra que la mayor parte del aumento en las temperaturas está asociado al fuerte aumento de las emisiones de GEI de origen antropogénico (IPCC, 2007).

En el caso de Chile, se ha reconocido a nivel gubernamental que el país es altamente vulnerable frente al cambio climático, debido a que las principales actividades socioeconómicas están vinculadas al clima, ya sea directa o indirectamente (MMA, 2011). Diversos estudios muestran como el cambio climático tendrá efectos importantes sobre la minería (CCG-UC, 2010), agricultura, el sector forestal, silvoagropecuario, producción de energía hidroeléctrica, entre otros (CEPAL, 2009).

Como consecuencia directa del desarrollo económico del país, el consecuente mayor consumo de energía eléctrica y el aumento de la generación en base a

² En el año 2000 la generación hidroeléctrica representaba un 61% de la capacidad instalada en el SIC, mientras que en 2011 alcanza un 46% (CNE).

³ Los daños a la salud representan un 97% a 99% de los daños totales. (CEPAL, 2009)

combustibles fósiles, las emisiones de GEI en el país han aumentado de manera importante y se espera que lo continúen haciendo en forma acelerada. Entre 1990 y 2006 las emisiones netas crecieron un 232% (37% entre 2000 y 2006), principalmente por el crecimiento en las emisiones del sector energía. Este agrupa a los dos subsectores más importantes de emisiones a nivel nacional, transporte y generación de energía eléctrica, que dan cuenta de un 28.5% y un 27.5% de las emisiones totales netas del año 2006 respectivamente.

Pese a tener una participación similar en las emisiones totales de GEI, la importancia relativa del sector de generación eléctrica frente al transporte ha aumentado considerablemente. Entre 1994 y 2006 sus emisiones aumentaron un 160%, mientras que las del sector transporte lo han hecho en un 52% (21% y 6% entre 2000 y 2006 respectivamente) (MMA, 2011).

Sin embargo, es importante destacar que el país no es un emisor de GEI relevante a nivel mundial pues emite sólo un 0.25% de las emisiones globales (año 2008), con emisiones *per cápita* ligeramente inferiores al promedio mundial y que corresponden a menos de la mitad del promedio de emisiones de los países pertenecientes a la OCDE (IEA, 2010).

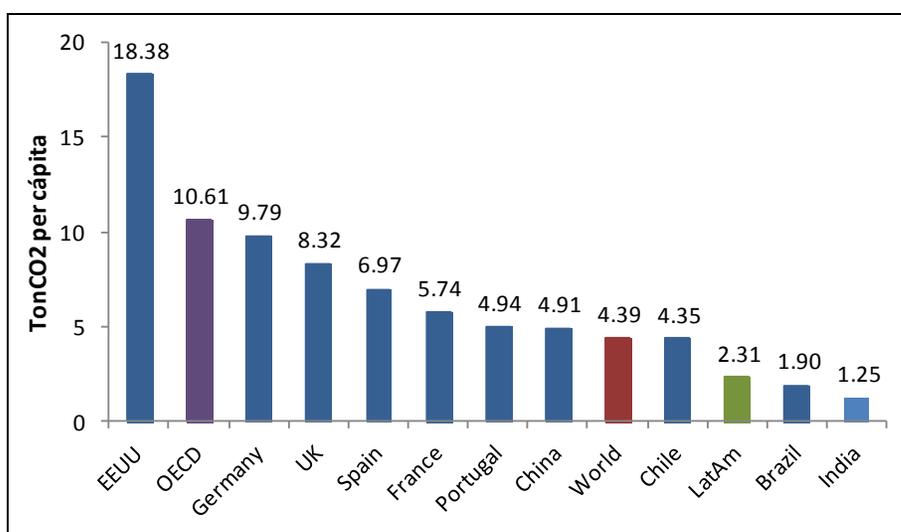


Figura 1-2: Emisiones de CO2 per cápita. (IEA, 2010)

No obstante, nuestro país ya ha suscrito acuerdos internacionales que tienen como objetivo controlar los efectos del cambio climático. En la conferencia de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, llevada a cabo en Copenhague a finales de 2009, se llegó al acuerdo, ratificado actualmente por 105 países entre los que se encuentra Chile, de tomar las acciones necesarias para limitar el aumento de temperatura global en 2°C (UNFCCC, 2010), para lo que se estima será necesario estabilizar la concentración de GEI en la atmósfera a un nivel no superior a las 450 ppm (IEA, 2010).

Debido a esto, es probable que el país enfrente en el mediano plazo restricciones a las emisiones de carbono, ya sea mediante restricciones directas a las emisiones establecidas por organismos internacionales o indirectamente a través de las exigencias que los consumidores de países desarrollados hagan a los productos de exportación mediante exigencias a la huella de carbono⁴ de éstos.

Dada la importancia del sector exportador en Chile y del intensivo consumo de energía eléctrica en los distintos sectores productivos, especialmente los enfocados a exportar materias primas⁵ y productos agropecuarios, este resulta un tema central a evaluar en cualquier definición de política energética.

Una continua expansión de la generación de energía eléctrica en base a combustibles fósiles y la consecuente carbonización de la matriz puede llevar a la economía del país a perder competitividad a nivel internacional si estas restricciones llegasen a implementarse. Como referencia, las emisiones de GEI de las distintas tecnologías de generación en base a combustibles fósiles y de energías renovables, a partir de una amplia revisión llevada a cabo en (IPCC, 2011) se resumen en la Figura 1-3. El carbón corresponde a la tecnología de generación eléctrica que emite más GEI a la atmósfera por unidad de energía generada, seguida del diesel y el gas natural (1001, 840 y 469 TonCO₂e/GWh respectivamente). Las emisiones de GEI para las tecnologías

⁴ (Wiedmann & Minx, 2008) definen huella de carbono como: “*a measure of the exclusive total amount of carbon dioxide emissions that is directly and indirectly caused by an activity or is accumulated over the life stages of a product*”.

⁵ La energía eléctrica abastece un 53% de los requerimientos energéticos de la minería del cobre, y da cuenta de un 68% y 78% de las emisiones de GEI totales en las minas del SIC y del SING respectivamente. , siendo el factor predominante en las emisiones del sector. (COCHILCO, 2010)

renovables son significativamente menores que las asociadas a generación en base a combustibles fósiles, con medias entre 4 y 46 TonCO₂e/GWh.

Respecto a la generación en base a carbón es importante considerar que, pese a que actualmente corresponde a la tecnología de generación más intensiva en emisión de GEI, su situación actual no necesariamente corresponde a una situación final. La industria del carbón se encuentra desarrollando tecnología que permita reducir las emisiones de contaminantes locales y globales, entre las que destaca la tecnología de captura y secuestro de CO₂, las que si son exitosas y comercialmente viables permitirán que el carbón compita con las demás tecnologías en un escenario futuro de emisiones restringidas.

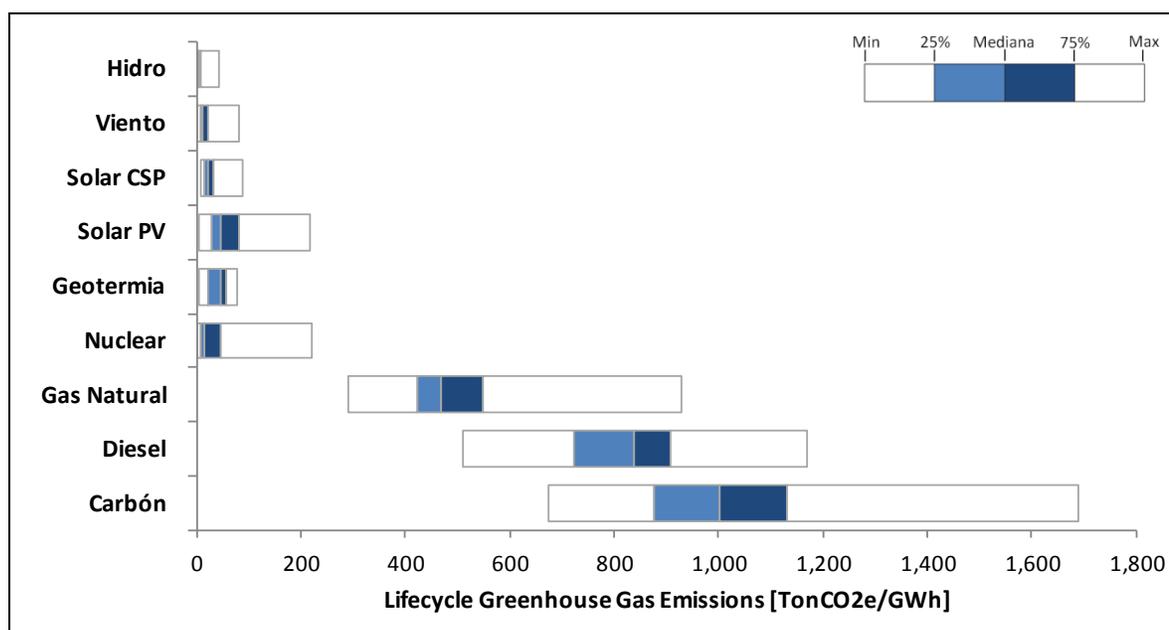


Figura 1-3: Emisiones de GEI para distintas tecnologías de generación. (IPCC, 2011)

Una decisión sobre política energética que impacte sobre el tipo de tecnologías a desarrollar y afecte la composición de nuestra matriz de generación tendrá costos y beneficios que nos acompañarán por largo tiempo, dada la larga vida útil de las inversiones en el sector. Resulta entonces relevante conocer las consecuencias económicas y ambientales que traerán las decisiones que se tomen hoy, pues estas

determinarán en buena parte las condiciones en que estaremos como país para enfrentar futuras restricciones.

En este escenario, la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se presenta como una alternativa que puede ayudar a dar respuesta a los tres ejes de la política energética y que resulta interesante evaluar.

Permitir el desarrollo conjunto de ambos sistemas abre la posibilidad de acceder a múltiples beneficios (ONU, 2006), entre los que destacan (*a priori*):

- obtener una solución de abastecimiento más económica al eliminar una restricción en la operación y optimizar el costo de producción de energía debido a una operación económica conjunta de todas las unidades existentes en el nuevo sistema y el aprovechamiento de la diversidad horaria y estacional de la demanda e hidrología,
- aumentar la seguridad de suministro de ambos sistemas debido a una mayor diversificación y la disminución en el riesgo hidrológico en el SIC al poder acceder a un respaldo o “seguro” del sistema ante condiciones hidrológicas desfavorables dada por la capacidad térmica del SING,
- disminuir los costos de inversión en generación y transmisión aprovechando las sinergias y economías de escala entre ambos sistemas,
- reducir las emisiones de carbono al poder acceder el SING a energía más limpia proveniente de la generación hidroeléctrica del SIC⁶,
- incrementar la competencia en el sector dada la existencia de un mayor número de agentes,
- favorecer una mayor penetración de energías renovables a gran escala, al tener más y diversas fuentes de respaldo ante la intermitencia de la generación eólica o solar,
- compartir servicios complementarios, reduciendo el costo de estos.

⁶ En el año 2008 las emisiones unitarias del SING fueron 2,9 veces mayores a las del SIC. (COCHILCO, 2010)

1.2. Interconexión de sistemas eléctricos: Experiencia internacional

A nivel internacional la interconexión de sistemas eléctricos es de larga data. En el caso de PJM en los EEUU la interconexión entre estados comenzó en 1927, mientras que en el caso de la Unión Europea y los países nórdicos las transferencias se iniciaron en 1951 y 1963 respectivamente (UCTE, 2010).

Actualmente existen experiencias de interconexión internacional prácticamente todo el mundo (Europa, Sudeste asiático, África, Norteamérica, Centroamérica, etc.) como se puede observar en la Figura 1-4. De todas ellas la interconexión de Europa y los países nórdicos es el caso más exitoso, agrupando a 34 países y abasteciendo a 532 millones de personas (ENTSO-E, 2010).

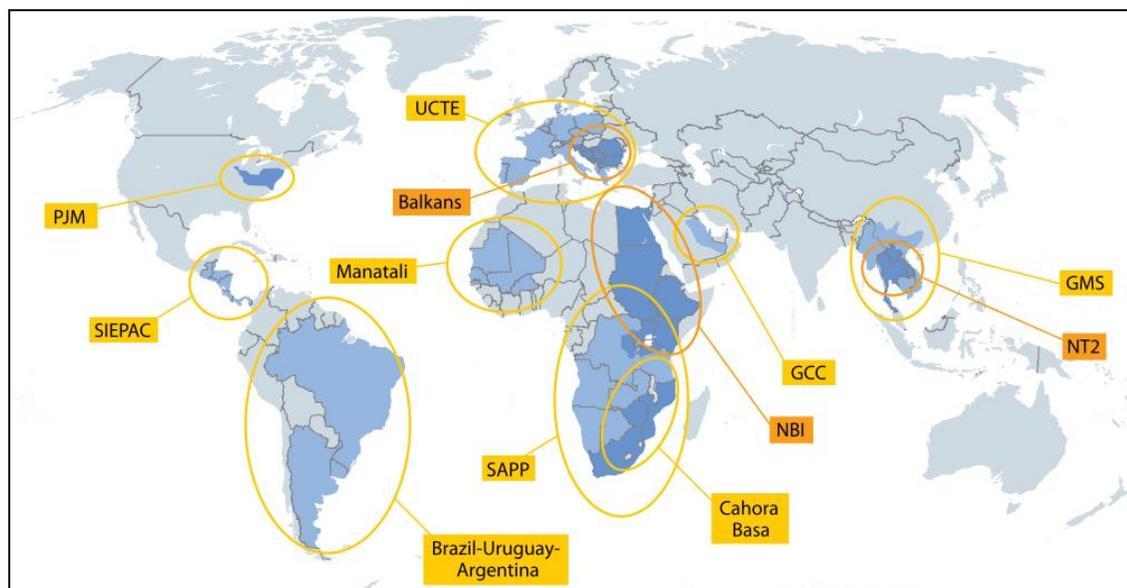


Figura 1-4: Ejemplo de interconexiones internacionales de sistemas eléctricos. (ESMAP, 2010)

En el caso de Latinoamérica las interconexiones son relativamente recientes y agrupan a un número reducido de países. La única experiencia no bilateral corresponde al Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC) que agrupa a Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá y que considera futuras ampliaciones hacia Colombia y México mediante una línea de transmisión de

300 MW a un costo cercano a los 500 MMUS\$. Esta considera la creación de un mercado y organismos supranacionales que se espera funcionen en paralelo a los mercados internos de cada país. Preliminarmente, se estima que el proyecto permitirá disminuir hasta en un 23% los costos de generación y generará un ahorro neto de 1160 MMUS\$, junto con incrementar la seguridad y la capacidad de la oferta en generación (Moreno, 2011). El éxito y nivel de integración y transferencias entre los países participantes aún está por verse, debido a que se espera que el sistema entre en total funcionamiento el primer semestre de 2012.

En Sudamérica se han llevado a cabo interconexiones bilaterales entre Colombia-Ecuador (500 MW), Colombia-Venezuela (380 MW), Venezuela-Brasil (60 MW), Ecuador-Perú (100 MW), Paraguay-Argentina (80 MW), Argentina-Uruguay (338 MW), Uruguay-Brasil (70 MW) y Argentina-Brasil (2200 MW). Sin embargo, ninguna de ellas ha alcanzado un nivel de transferencias relevante y básicamente se han utilizado como respaldo ante situaciones puntuales y no presentan volúmenes importantes de transferencias. En la Tabla 1-1 se resumen las características principales de tres interconexiones latinoamericanas de distinto nivel de integración.

Tabla 1-1: Características de interconexiones seleccionadas en Latinoamérica (Elaboración propia).

Interconexión	Carac. Técnicas	Longitud	Capacidad	Mercado / Operación
SIEPAC	1 x 230 kV AC	1800 km	300 MW	- Despacho integrado. - Mercado supranacional superpuesto a mercados locales - Organismos supranacionales de operación (EOR) y regulación (CRIE).
Colombia - Ecuador	2 x 230 kV 1 x 138 kV AC	213 km 15.5 km	500 MW 35 MW	- Despacho coordinado. - Intercambios realizados directamente por operadores de los sistemas. - Transferencias de energía se activan cuando se supera un umbral de diferencial de precios. - Intercambios de seguridad o de emergencia
Argentina - Brasil	500 kV HVDC 1 x 132 kV	136 km	2200 MW 50 MW	- Despacho en base a contratos. - Originalmente contemplaba desarrollo de central hidro Garabí de 2800 MW (50% de la generación a cada país). - Actualmente considera intercambios de seguridad o de emergencia hacia Argentina y Uruguay

Es relevante destacar que si bien es posible obtener beneficios bajo cualquier nivel de interconexión, estos aumentan sustancialmente⁷ a medida que se avanza hacia una integración total de los mercados (ESMAP, 2010).

Los distintos niveles de interconexión pueden abarcar desde el desarrollo de proyectos en países limítrofes (Itaipú, Salta), la realización de transferencias bilaterales (Colombia-Ecuador), el desarrollo de transferencias a nivel regional definidas por reglas de operación preestablecidas (SIEPAC), hasta una integración total en un solo mercado eléctrico unificado que agrupe a todos los participantes (PJM, Nordpool).

Tabla 1-2: Características de interconexiones según nivel de integración. Elaboración propia a partir de (ESMAP, 2010) y (CASTALIA, 2009)

Nivel	Conectividad	Transferencias	Funcionamiento	Planificación e inversión
Simple	Dos países interconectados.	PPAs bilaterales de largo plazo.	Set de reglas simples acordadas para la operación del sistema interconectado	Planificación e inversión a nivel nacional.
Débil	Red que interconecta a países vecinos.	PPAs de largo plazo complementados con mercado de corto plazo.	Regulación que define reglas de intercambio, normas técnicas y pago de peajes de transmisión comunes entre los participantes.	Coordinación de inversiones a nivel nacional en base a un plan regional.
Fuerte	Operación conjunta y en tiempo real de un solo sistema interconectado regional.	Desarrollo de un mercado unificado.	Agencias regulatorias, operadores y sistemas únicos a nivel regional.	Organismo regional con la facultad de definir inversiones y hacer cumplir un plan regional.

Independiente del nivel de integración alcanzada, toda interconexión necesita resolver y acordar previamente entre los participantes aspectos técnicos (estabilidad, despacho), políticos (pérdida de independencia energética), económicos (acordar reglas para la operación del mercado y la determinación de tarifas), regulatorios (establecer

⁷ En el caso de PJM se estima que los ahorros anuales producto de operar el sistema de forma interconectada varían entre 1530 a 2240 MMUS\$ (Fuente: PJM 2010 Annual Report)

reglas y normativas comunes) y legales (acordar mecanismos para la solución de discrepancias) entre los participantes (ONU, 2006). Además, resulta fundamental la existencia de garantías de cumplimiento de contrato que aseguren que la obligación contractual adquirida entre países será respetada, entregando un mayor grado de certeza a los actores de los sistemas eléctricos interconectados.

La experiencia a nivel mundial muestra que un aumento en la capacidad de transmisión o una nueva interconexión no necesariamente implica un aumento en las transacciones de energía, siendo necesaria la existencia de un adecuado marco institucional que coordine a los participantes (ESMAP, 2010).

En el caso de la interconexión SIC-SING estos temas no serían de relevancia debido a que ambos sistemas están regidos por el mismo marco regulatorio, por lo que no debiese haber impedimento para una completa integración a nivel nacional. Esto permitiría desarrollar y aprovechar todas las ventajas de la interconexión.

1.3. Objetivos

El objetivo general de la investigación consiste en modelar a largo plazo la operación de los dos sistemas eléctricos interconectados del país, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con el fin de dar respuesta a dos objetivos específicos:

El primer objetivo específico consiste en determinar el impacto sobre las emisiones de carbono del sector eléctrico de la interconexión del SIC y el SING, evaluando variaciones netas como también transferencias entre ambos sistemas. Junto a esto interesa también evaluar las transferencias monetarias entre los agentes (generadores, demanda) de cada uno de los sistemas con el fin de identificar a los beneficiados y perjudicados por la interconexión.

El segundo busca evaluar tres escenarios futuros de desarrollo de la matriz eléctrica y su efecto sobre las emisiones de GEI. Los escenarios a considerar son:

- Aplicación de un impuesto a las emisiones de carbono.
- Introducción agresiva de ERNC
- Desarrollo de las centrales hidroeléctricas en Aysén.

1.4. Contribuciones de la investigación

El desarrollo de esta tesis ha permitido realizar los siguientes aportes al conocimiento:

- La investigación contribuye con información relevante sobre la magnitud de las emisiones de GEI del país y su proyección futura. Para lograr esto se cuantificaron, basado en un catastro de las emisiones producidas por cada una de las centrales del sistema, las emisiones de GEI del sector eléctrico en Chile en la última década y se realizó una proyección de éstas para los próximos 20 años, considerando diversos escenarios de desarrollo de la matriz eléctrica chilena.
- La modelación y representación detallada del sistema de transmisión y de la componente hidrológica, características fundamentales que determinan la operación de un sistema hidrotérmico como el chileno, ha permitido, en el caso particular de la evaluación de la interconexión, evaluar variables que normalmente no forman parte del análisis de las simulaciones de largo plazo. Entre estas se puede mencionar la cuantificación de los cambios esperados en la variabilidad de los costos marginales futuros en cada sistema debido a la interconexión y la magnitud de los flujos por la línea de interconexión, el sentido predominante de estos y su variación de acuerdo a las posibles condiciones hidrológicas.
- Se ha modelado, mediante un proceso iterativo, la reacción de los agentes del sistema frente a cambios relevantes en las condiciones de mercado como las producidas por la interconexión o la implementación de diversas políticas energéticas. Se mostró que cualquier estudio que tenga como fin evaluar el efecto de la aplicación de alguna medida, proyecto o política energética, necesariamente debe modelar el comportamiento y la racionalidad de los agentes del sistema ante tales cambios, debido a que esto puede modificar de forma considerable los resultados y conclusiones obtenidos.

Ejemplo de lo anterior es que, en el caso particular de esta investigación, la modelación de la reacción de los agentes ha permitido concluir, entre otras,

que el mayor beneficio económico de la interconexión viene dado por la postergación en la inversión en nuevas centrales y no por ahorros directos en los costos de operación. También en el caso del análisis de la aplicación de un sistema de cuotas de ERNC, la modelación ha mostrado como el efecto sobre las emisiones tiene un impacto mayor al inicialmente estimado, debido a que al efecto directo dado por el reemplazo de energía térmica convencional por energía renovable hay que agregar un segundo impacto: la postergación de proyectos térmicos convencionales debido a los menores costos marginales esperados en el sistema producto de la mayor capacidad instalada en ERNC.

1.5. Estructura de la Tesis

La investigación llevada a cabo se presenta a continuación estructurada en los siguientes capítulos:

Capítulo 2: *Sistemas eléctricos chilenos* – Este capítulo describe y resume las principales características de los sistemas eléctricos existentes en el país, así como también las tendencias que los han caracterizado en los últimos diez años.

Capítulo 3: *Emisiones de carbono históricas SIC-SING* – En este capítulo se estiman las emisiones de carbono unitarias de cada una de las centrales del SIC y el SING, parámetro que luego se utiliza para estimar las emisiones de carbono totales y unitarias de ambos sistemas en la última década.

Capítulo 4: *Antecedentes de la modelación* – En este capítulo se describe en detalle el modelo de despacho hidrotérmico OSE2000 utilizado para simular la operación futura de ambos sistemas, así como los principales supuestos de demanda y precios de combustible utilizados en la simulación.

Capítulo 5: *Proyección SING: Caso base* – Este capítulo detalla la metodología y los principales supuestos utilizados para definir un plan de obras de generación y transmisión en el período 2011-2030 para el SING, junto con los resultados de la simulación de la operación del sistema en el mismo período, con énfasis en la evolución de los costos marginales, la generación por tipo de combustible y las emisiones de GEI.

Capítulo 6: *Proyección SIC: Caso base* – En este capítulo se detallan los principales supuestos y la metodología utilizados en la determinación del plan de obras de generación y transmisión para el SIC en el período 2011-2030, como también el resultado de la operación esperada del sistema para el período de estudio.

Capítulo 7: *Interconexión SIC-SING* – En este capítulo se describe el proyecto de interconexión simulado entre ambos sistemas, junto con los resultados y análisis de la operación interconectada de ambos sistemas durante el período de estudio. Se llevan a cabo dos simulaciones: una simulación estática en que no se modifican los planes de inversión de los agentes y una simulación dinámica en que se modela la reacción de los agentes ante el cambio en las condiciones del mercado producto de la interconexión.

Capítulo 8: *Sensibilidades* – En este capítulo se simulan como complemento a las simulaciones tres sensibilidades sobre el caso interconectado, con el fin de evaluar el efecto de otros desarrollos posibles de la matriz eléctrica sobre las emisiones de carbono futuras. Los casos modelados corresponden a la aplicación de un impuesto a las emisiones de carbono, la introducción agresiva de ERNC en ambos sistemas y el desarrollo de las centrales en Aysén.

Capítulo 9: *Conclusiones* – En este capítulo se resumen las principales conclusiones que se obtienen de la investigación, las que se enfocan tanto en los resultados propiamente tales como en las consideraciones metodológicas que deben considerarse al realizar un estudio de interconexión.

2. SISTEMAS ELÉCTRICOS CHILENOS

2.1. Descripción general

Debido a la geografía del país el sector eléctrico chileno está compuesto por cuatro sistemas independientes, cuyas características principales se resumen en la Figura 2-1⁸.

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) abastece a la zona norte del país, desde Arica hasta Antofagasta. Concentra un 26% de la capacidad instalada del país, siendo esta casi exclusivamente térmica (99.7%) debido a la ausencia de recursos hidroeléctricos significativos en el norte de Chile. El mercado es altamente concentrado, donde tres actores concentran un 99% de la capacidad instalada: E-CL 49%, Endesa 26% y AES Gener 25%. El SING abastece principalmente a consumos mineros.

El Sistema Interconectado Central (SIC) se extiende desde Taltal en el norte hasta la isla de Chiloé en el sur, abarcando la mayor parte del país. Concentra un 74% de la capacidad instalada, con un 52% de capacidad térmica y un 47% hidroeléctrica. Endesa (44%), Colbún (22%) y AES Gener (17%) concentran un 83% de la capacidad instalada, siendo al igual que el SING un sistema fuertemente concentrado en su propiedad. Abastece a más del 90% de la población del país.

Los sistemas eléctricos medianos de Aysén y Magallanes abastecen a las regiones del extremo sur de Chile. Entre ambos abastecen a un 1.5% de la población del país y concentran un 0.8% de la capacidad instalada.

En el SIC y el SING la regulación considera a la transmisión y distribución como actividades monopólicas reguladas dadas sus economías de escala y densidad, mientras que en el sector generación existe un mercado de libre competencia entre los agentes. En el caso de los sistemas medianos los tres segmentos (generación, transmisión y distribución) son regulados y operados por una misma empresa. Para mayor detalle se recomienda revisar (Palma-Benhke, Jimenez, & Cortés, 2010) en donde

⁸ Todas las cifras de este capítulo han sido obtenidas a partir de la información publicada por el CDEC-SIC (www.cdec-sic-cl) y el CDEC-SING (www.cdec-sing.cl) en sus respectivos sitios web.

se realiza una revisión completa del marco institucional, legal y regulatorio, como también el detalle de la estructura y funcionamiento del mercado eléctrico chileno.

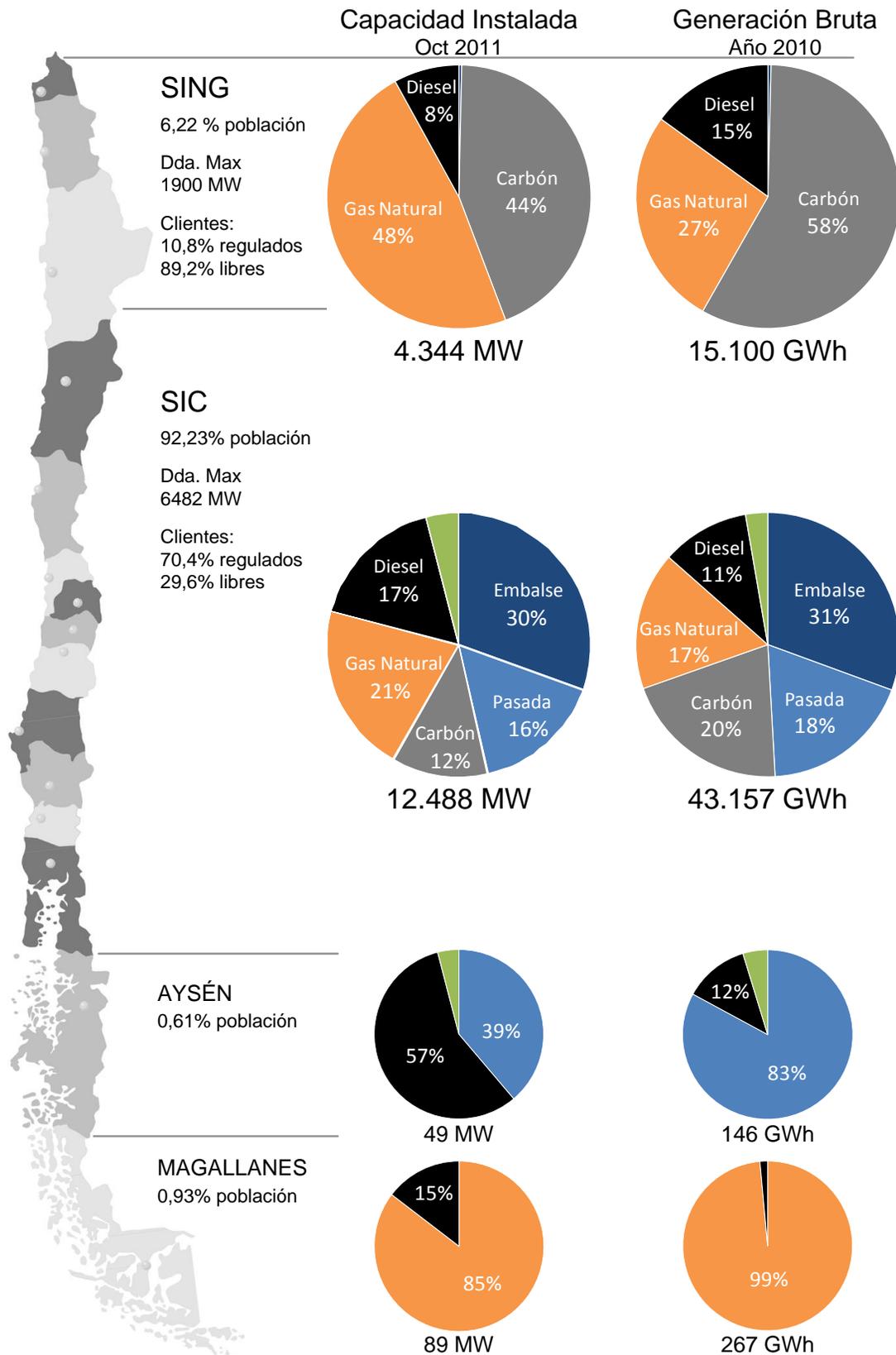


Figura 2-1: Sistemas Eléctricos Chilenos.

2.2. Características SIC-SING

En esta sección se describen en detalle las principales características y evolución en los últimos diez años de la generación y demanda en el SIC y en el SING.

2.2.1. Generación

La evolución de la generación en el SIC y el SING en los últimos 10 años se muestra en las figuras 2-2 y 2-3.

Sin duda el cambio más importante en la última década es la fuerte disminución en la generación a gas natural luego de las restricciones a los envíos establecidas por Argentina desde el año 2004 y que llegaron a ser totales desde el 2007. En el SING el gas natural pasó de significar un 73% de la generación total en 2003 a un 12% el 2008.

La crisis del gas natural tuvo como consecuencia una situación de estrechez para ambos sistemas. En el corto plazo esta fue superada recurriendo a generación en base diesel, lo que provocó que durante los años 2007 y 2008 los costos marginales aumentaran fuertemente. En el mediano y largo plazo el gas natural ha sido reemplazado por generación hidroeléctrica y a carbón, convirtiéndose ésta última en la tecnología de expansión del sistema.

Actualmente el gas natural llega al país mediante barcos como gas natural licuado (GNL) y es regasificado en los terminales construidos en Quintero y Mejillones. Sin embargo, el precio no es suficientemente competitivo para operar como energía base por lo que en la práctica se ha utilizado para abastecer la demanda punta en reemplazo de generación diesel. A futuro se espera que la operación abierta de los terminales de gas a partir de 2012 permita una reducción importante en los precios, impulsando el uso del combustible a nivel nacional. En el largo plazo se espera que la explotación a gran escala de los yacimientos de gas no convencional (*shale gas*) en el mundo disminuya el precio del GNL a nivel internacional, impulsando con ello la construcción de nuevos terminales de regasificación en el país y la ampliación de los existentes.

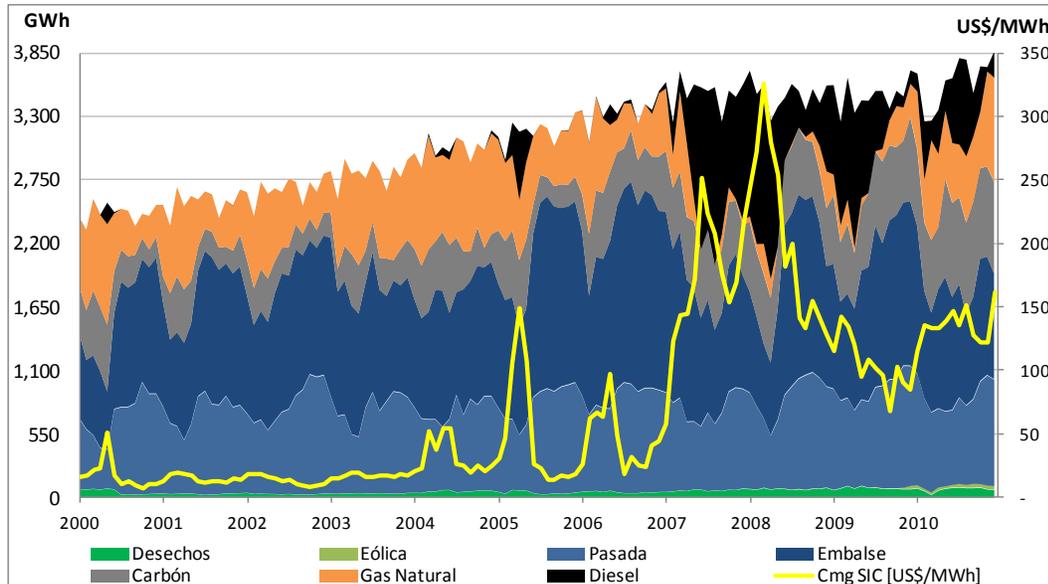


Figura 2-2: Generación Bruta y costos marginales SIC 2000-2010.

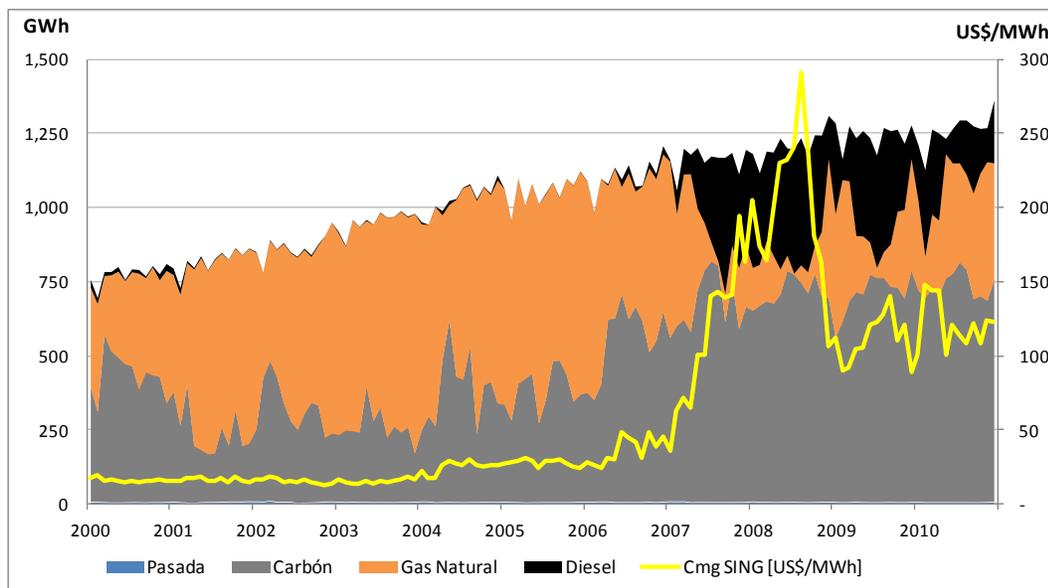


Figura 2-3: Generación Bruta y costos marginales SING 2000-2010.

Queda de manifiesto también la fuerte dependencia de combustibles fósiles que presentan ambos sistemas, particularmente el SING, los que en nuestro país son

importados prácticamente en su totalidad. Lo anterior convierte a Chile en un país fuertemente dependiente energéticamente⁹.

En el SIC es clara la fuerte aleatoriedad hidrológica, problema que se agudiza con la ocurrencia de sequías. Como ejemplo, basta notar la disminución en generación hidroeléctrica en 2007 respecto a 2006 (20% inferior), pasando de significar un 70% de la generación total a un 53%. Si se considera toda la estadística hidrológica considerada por la CNE correspondiente a los últimos 49 años, se tiene que para un año de sequía extrema (1998) la energía proveniente de todos los afluentes del sistema es un 63% inferior que la energía disponible para un año húmedo (1972) y un 53% inferior a un año normal.

Es importante destacar la baja participación de las ERNC, las que en 2010 representaron apenas un 1.8% de la generación total del país. De este porcentaje un 52% provino de centrales de pasada, un 32% de centrales eólicas y un 16% de biomasa.

De las características y tendencias observadas anteriormente, el reemplazo de la generación en base a gas natural por generación en base a diesel y carbón junto a la variabilidad hidrológica del SIC son las principales causas de las variaciones observadas en las emisiones de carbono de ambos sistemas durante la última década, las que se abordarán en detalle en el capítulo 3.

2.2.2. Demanda

El crecimiento de la demanda en los últimos 10 años en el SIC y el SING ha sido de un 4,0% y 5,1% anual respectivamente. Sin embargo, es necesario notar que este porcentaje está fuertemente influido por el impacto de la crisis económica del año 2008 la que frenó el crecimiento en el SING y llevó a una disminución del consumo en el SIC. Si se considera el período pre-crisis (2000-2007) se tiene que el crecimiento fue de 5.4% y 6.1% anual para el SIC y el SING respectivamente.

Para los próximos 10 años se espera un fuerte aumento en el consumo, con el SIC y el SING creciendo a un 6.1% anual¹⁰.

⁹ Chile importa un 64% de sus requerimientos energéticos totales. En particular, el país importa un 99% del petróleo y carbón que consume. Fuente: CNE–Balance Nacional de Energía 2008.

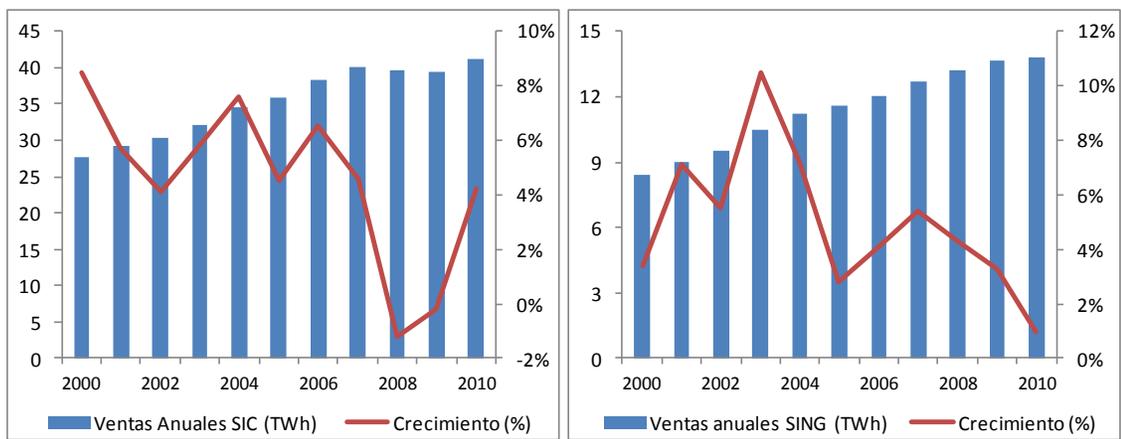


Figura 2-4: Ventas anuales de energía SIC y SING 2000-2010.

Una diferencia importante entre ambos sistemas es el tipo de consumos a los que abastecen. En el año 2010 el SIC realizó un 70% de sus ventas a clientes regulados, mientras que en el SING un 90% de las ventas correspondieron a clientes libres, principalmente mineros. Lo anterior influye notablemente sobre la forma de la demanda de ambos sistemas, debido a que el consumo industrial tiende a no presentar grandes variaciones pues depende principalmente del nivel de producción, mientras que el consumo regulado (con un porcentaje importantes de clientes residenciales en el SIC) varía según factores ambientales (temperatura), horarios (disminución del consumo en la noche), etc.

Lo anterior queda en evidencia al observar la Figura 2-5, en la que se grafica la demanda del SIC y el SING en una semana del invierno de 2010. Mientras en el SIC se aprecian grandes diferencias en la demanda diaria (un mínimo de aproximadamente 4.000 MW en la madrugada y un máximo de 6.000 MW en la noche) y una notoria disminución los días festivos, en el SING el consumo no presenta variaciones importantes.

¹⁰ CNE – Informe Precio Nudo Abril 2011.

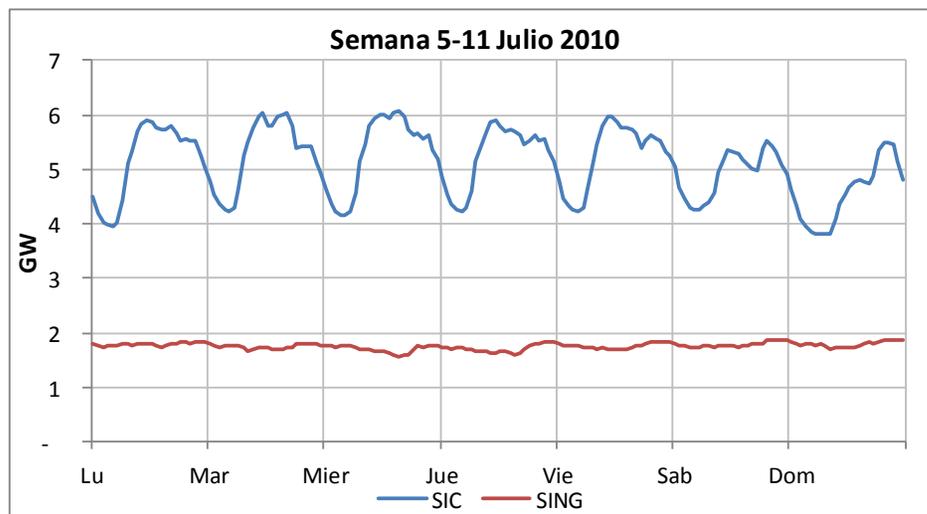


Figura 2-5: Demanda diaria SIC-SING invierno 2010.

Esto tiene fuertes implicancias ya que una de las ventajas que conlleva una interconexión entre sistemas es que permite aprovechar las diferencias por diversidad horaria de las cargas (demanda máxima diaria de ambos sistemas en distinto horario, la que es notoria en el caso de sistemas ubicados en distinta longitud) y la complementariedad estacional de la demanda (demanda máxima anual en meses distintos).

Si observamos las curvas de duración de ambos sistemas para el año 2009¹¹ (Figura 2-6) queda de manifiesto la diferencia en la naturaleza de la demanda en cada uno de ellos. La desviación estándar del SING es de 62 MW, presentando pocas variaciones durante el año, mientras que la del SIC es de 644 MW, diferencia que no puede ser explicada sólo por la diferencia en tamaño de ambos sistemas. Además, la correlación entre ambas curvas es débil y negativa (-0.21), lo que hace prever que si bien existirá un beneficio producto de la diversidad horaria y estacional, este será reducido.

¹¹ Se muestra el año 2009 en vez de 2010 debido a que el terremoto de febrero de 2010 y los cortes de suministro asociados no lo hacen ser un año representativo para el SIC.

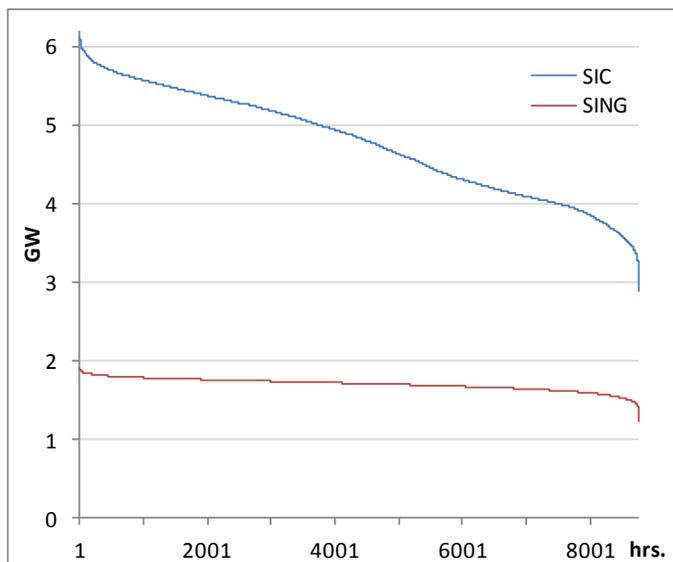


Figura 2-6: Curva de duración SIC-SING año 2009.

Con el fin de estimar el potencial beneficio en caso de interconexión, se comparan en la Figura 2-7 la curva de duración de ambos sistemas operando aisladamente con la que resultaría al interconectar ambos sistemas. Se puede apreciar como la curva de duración del sistema interconectado es más “plana” que la curva original, disminuyendo la demanda máxima y aumentando la demanda mínima.

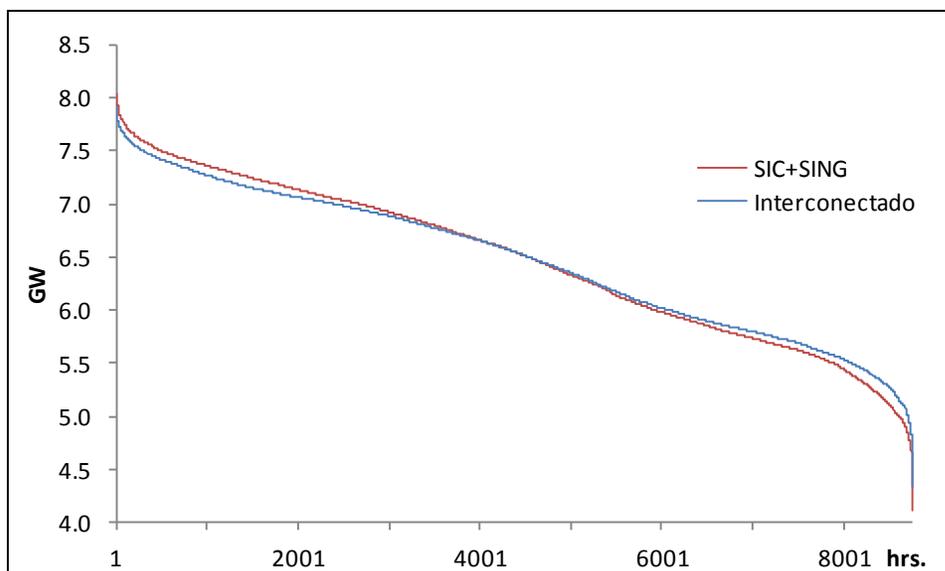


Figura 2-7: Efecto de la diversidad horaria y estacional de la demanda (2009).

La reducción en la demanda máxima es de un 1,7% (135 MW) respecto al caso sin interconectar, y equivalente a un 0.9% de la capacidad instalada en el mismo año. Esto ratifica la intuición de que el beneficio producto de la diversidad y estacionalidad de la demanda es muy acotado debido al tipo de consumo del SING. Una eventual disminución en los costos de operación dependerá exclusivamente de las unidades disponibles, del despacho y del nivel de congestión en las redes que presente el sistema interconectado al momento de su máxima exigencia.

3. EMISIONES DE GEI HISTÓRICAS SIC-SING

En la siguiente sección se estiman las emisiones de gases de efecto invernadero unitarias (emisiones de GEI por unidad de energía generada) de cada una de las centrales del SIC y el SING. En base a lo anterior, y considerando la generación histórica presentada en la sección 2.2, se calculan las emisiones de GEI totales y el coeficiente de emisión unitario en la última década para ambos sistemas.

3.1. Metodología para estimar las emisiones de GEI de una central eléctrica

Para la estimación de las emisiones totales de las centrales del SIC y el SING se utilizó una metodología de Nivel 1 para combustión estacionaria descrita en (IPCC, 2006). Esta considera que las emisiones de un cierto gas de efecto invernadero producidas por la operación de una central eléctrica que opera en base a combustibles fósiles puede estimarse como:

$$Emisiones_G = Consumo_{comb} \times F.Emisión_{G,comb} \quad (1)$$

Donde,

$Emisiones_G$	Cantidad de emisiones del gas de efecto invernadero G emitidas por la central en un período de tiempo, en unidades de masa
$Consumo_{comb}$	Cantidad del combustible $comb$ quemado en un período de tiempo, en unidades de energía
$F.Emisión_{GEI,comb}$	Factor de emisión ¹² del combustible $comb$ para el gas de efecto invernadero G , en unidades de masa de GEI por unidad de energía

¹² La metodología de Nivel 1 considera la utilización de factores de emisión de GEI por defecto para cada tipo de combustible, ante la ausencia de estudios a nivel nacional que entreguen factores de emisión de GEI específicos de los combustibles comercializados en el país.

Es importante destacar que debido a que los procesos de combustión de las centrales térmicas están optimizados para entregar la máxima cantidad de energía por unidad de combustible consumido, la combustión eficiente de estas centrales asegura la oxidación de prácticamente todo el carbono disponible en el combustible¹³. Por esta razón, es posible asumir que las emisiones de CO₂ producto del consumo de combustibles en fuentes estacionarias no dependen de la tecnología y de las condiciones de operación, sino que sólo del contenido de carbono del combustible utilizado, por lo que es posible utilizar factores de emisión genéricos para todas las centrales que utilicen el mismo tipo de combustible (IPCC, 2006).

En el caso de las emisiones de metano (CH₄) y de óxido de nitrógeno (N₂O) las emisiones varían significativamente según la tecnología de combustión y las condiciones específicas de operación. Ante la ausencia de datos de emisión específicos para las distintas centrales térmicas existentes en el país, se consideró un valor medio según tipo de combustible (IPCC, 2006). Sin embargo, el posible error en la estimación total es mínimo debido a que las emisiones de CH₄ y N₂O dan cuenta de un 0.1% a 0.5% de las emisiones unitarias según el tipo de combustible considerado, y no representan un porcentaje relevante de las emisiones totales. Los factores de emisión utilizados se resumen en el anexo 0.

La cantidad de combustible quemado ($Consumo_{comb}$) utilizado en la ecuación (1) puede ser estimada mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

$$Consumo_{comb} = CenGen \times C.Esp_{comb} \times P.Calorífico_{comb} \quad (2)$$

Donde,

$CenGen$ Generación de la central en un período de tiempo, en unidades de energía

¹³ Una mínima fracción del carbono presente en el combustible escapa a la oxidación (el 99 a 100 % es oxidado) por lo que puede asumirse que la fracción oxidada del carbono es 1. (IPCC, 2006)

$C.Esp_{comb}$	Cantidad del combustible $comb$ quemado para producir una unidad de energía, en unidad de masa o volumen de combustible por unidad de energía
$P.Calorífico_{comb}$	Poder calorífico del combustible $comb$, en unidad de energía por unidad de masa o volumen de combustible

Para obtener las emisiones unitarias de la central basta con dividir las emisiones totales producidas en un período de tiempo por la cantidad de energía generada en el mismo período, o equivalentemente eliminar el término correspondiente a la generación total ($CenGen$) en la ecuación anterior obteniendo un consumo de combustible unitario.

Con el fin de expresar todas las emisiones de GEI en una unidad común, las emisiones de CH_4 y N_2O fueron transformadas a CO_2 equivalente (CO_{2e}) multiplicándolas por su potencial de calentamiento global (GWP, *Global Warming Potential*). Este corresponde a una unidad de comparación que da cuenta del efecto sobre el calentamiento global por unidad de masa de otros gases de efecto invernadero respecto al CO_2 . El GWP utilizado es de 1 para el CO_2 , 21 para el CH_4 y 310 para el N_2O (IPCC, 2007).

3.2. Emisiones unitarias de GEI de las centrales térmicas del SIC y el SING

Utilizando la metodología descrita en la sección anterior se calcularon las emisiones unitarias (toneladas de GEI por GWh neto generado) de cada una de las centrales térmicas con generación en base a combustibles fósiles del SIC y el SING, las que se resumen en la Figura 3-1 y Figura 3-2 respectivamente. Cada punto representa el coeficiente de emisión unitario de una central, las que se han agrupado por tipo de combustible¹⁴. El detalle de los coeficientes de emisión de cada una de las centrales se encuentra en el anexo 0.

Es importante recalcar que la estimación de coeficientes unitarios de emisión específicos para cada central entrega un nivel de precisión y detalle mayor al

¹⁴ En el caso de centrales duales estas se han incluido sólo en la clasificación de su combustible primario.

comúnmente utilizado, pues usualmente se asume un coeficiente unitario de emisión idéntico para todas las centrales que utilizan el mismo tipo de combustible, desconociendo las características propias de cada central generadora.

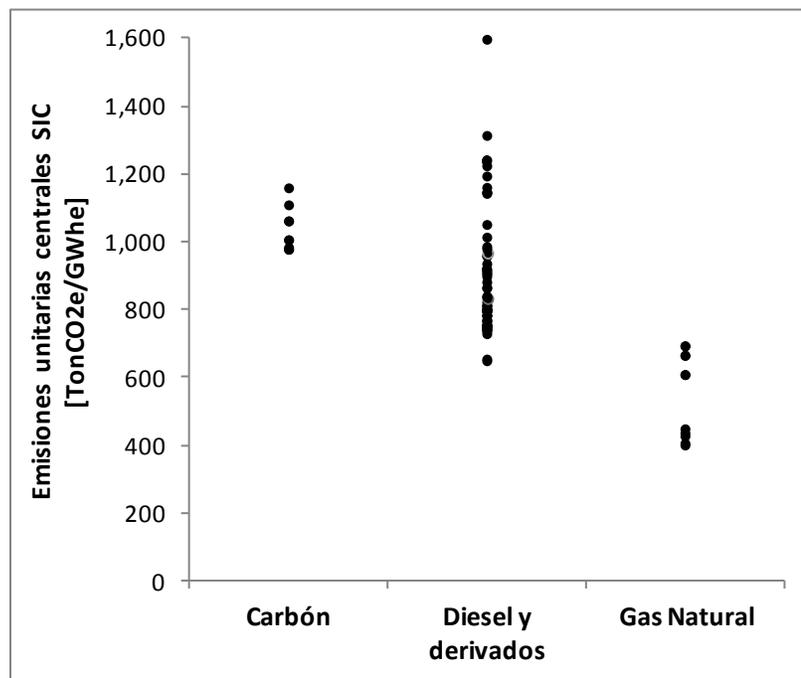


Figura 3-1: Emisiones unitarias centrales SIC.

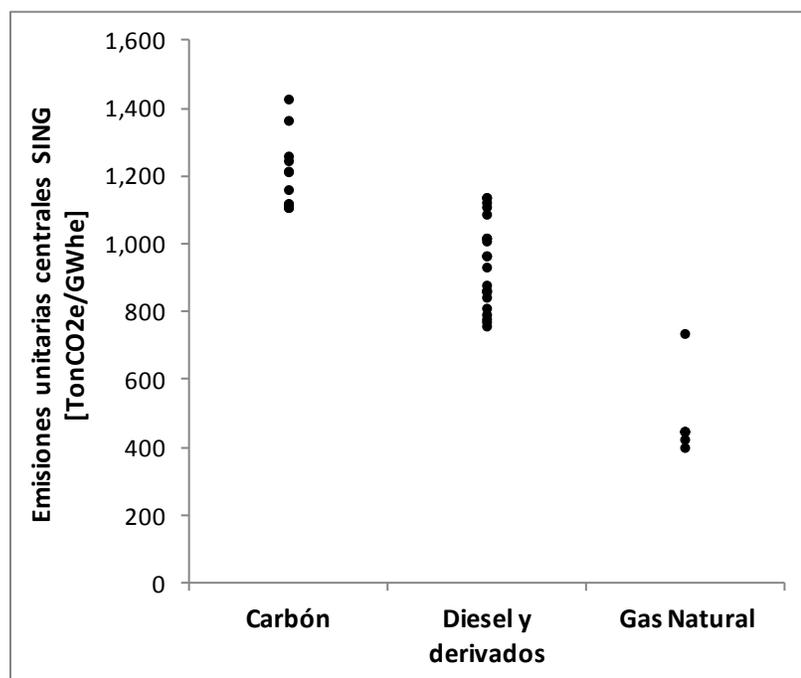


Figura 3-2: Emisiones unitarias centrales SING.

En la Figura 3-3 y la Figura 3-4 se analiza la distribución de las emisiones unitarias por tecnología mediante un gráfico *boxplot*¹⁵. Se ha representado con un punto rojo el coeficiente de emisiones de la última central eficiente que ha ingresado al sistema.

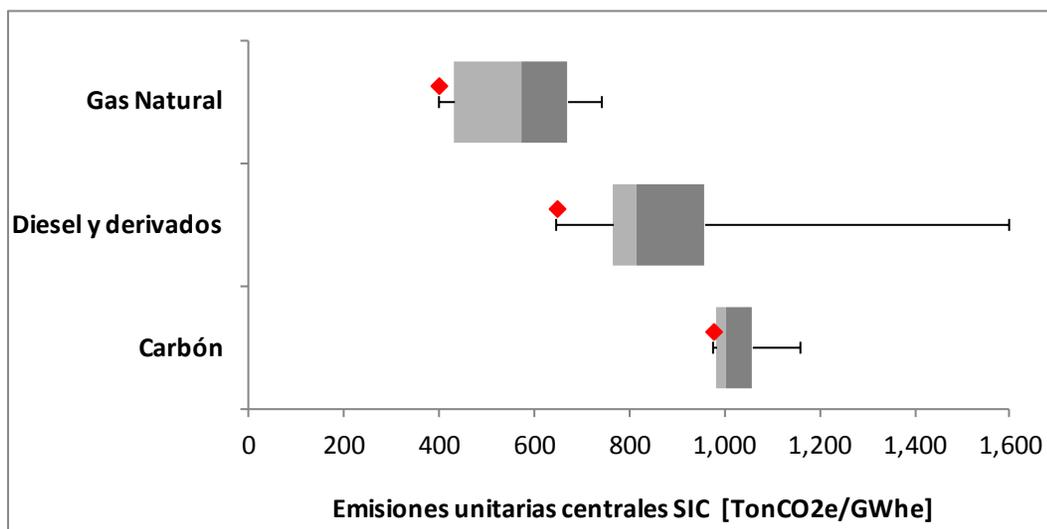


Figura 3-3: Emisiones unitarias centrales SIC (boxplot).

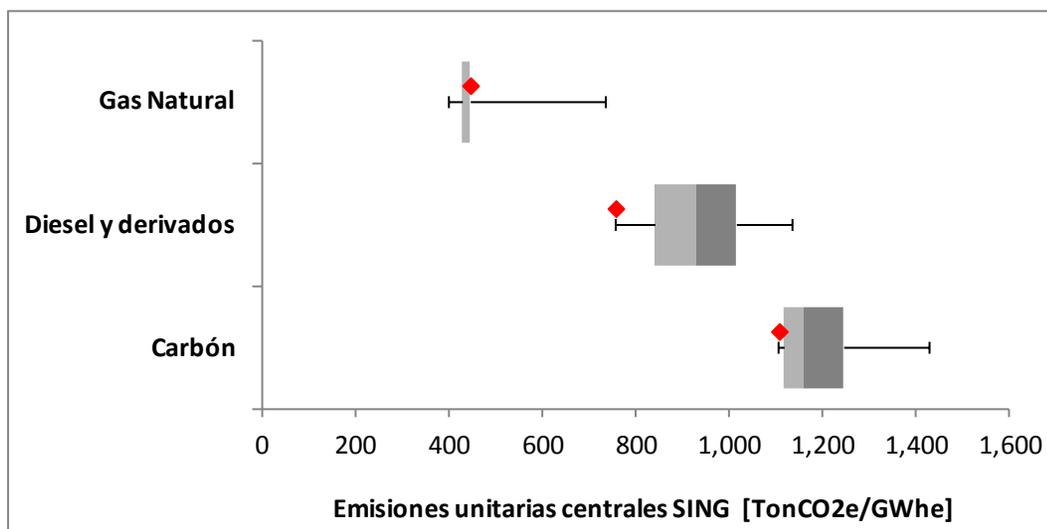


Figura 3-4: Emisiones unitarias centrales SING (boxplot).

¹⁵ El gráfico muestra el valor mínimo, el primer cuartil, la mediana, el tercer cuartil y el valor máximo de las emisiones unitarias agrupadas por tecnología.

Del análisis de los datos se desprende una tendencia clara: la emisión unitaria de las centrales a carbón es la más alta dentro de las tecnologías estudiadas, con un promedio ponderado por potencia de 1108 TonCO₂e/GWh para todas las centrales operando actualmente en el país. Le siguen las centrales en base a diesel y sus derivados con emisiones unitarias de 892 TonCO₂e/GWh y finalmente las centrales que operan en base a gas natural con 472 TonCO₂e/GWh.

Otra tendencia es que las centrales de carbón y diesel del SIC tienden a tener emisiones menores, en promedio, que las emisiones del SING, debido principalmente a la existencia de centrales de mayor tamaño las que, en su mayoría, son más eficientes en su operación.

En general las centrales diesel presentan una dispersión mayor en sus emisiones, especialmente en el SIC, debido a que su tamaño y eficiencia varía de forma significativa en las centrales modeladas (0,4 MW a 152 MW).

3.3. Emisiones históricas de GEI del SIC y el SING: 2000-2010

A partir de la generación histórica que se detalló en la sección 2.2.1 y los coeficientes de emisión unitarios calculados en la sección 3.2 es posible estimar las emisiones y el coeficiente de emisiones unitario representativo para cada sistema durante la última década.

En el SIC las emisiones totales de GEI aumentaron un 110% entre el año 2000 y 2010, mientras que la generación neta lo hizo en un 46%. Esto significó que el coeficiente unitario de emisión¹⁶ del sistema aumentara un 43%, desde 244 TonCO₂e/GWh en 2000 hasta 350 TonCO₂e/GWh en 2010, con una tasa de crecimiento de 3,7% anual.

La componente más importante en las emisiones totales es la generación a carbón, la que da cuenta de un 61% de las emisiones del SIC en 2010 mientras que genera un 20% de la energía.

¹⁶ CEF: *Carbon emission factor*.

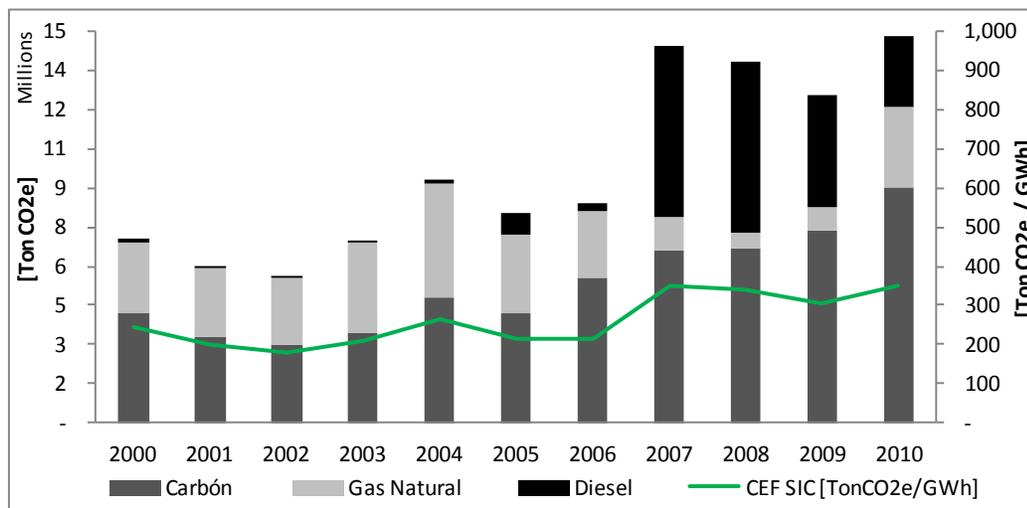


Figura 3-5: Emisiones históricas SIC.

Cabe destacar el fuerte aumento en las emisiones del SIC en el año 2007, lo que se explica por el corte prácticamente total de suministro de gas natural por parte de Argentina y su consiguiente reemplazo por diesel y carbón, junto a un menor aporte de generación hidroeléctrica. El mayor coeficiente de emisión unitario de las centrales que funcionan en base a diesel y carbón respecto al gas natural produjo que entre 2005 y 2007 las emisiones aumentaran en un 80%, mientras que el coeficiente unitario lo hizo en un 63%.

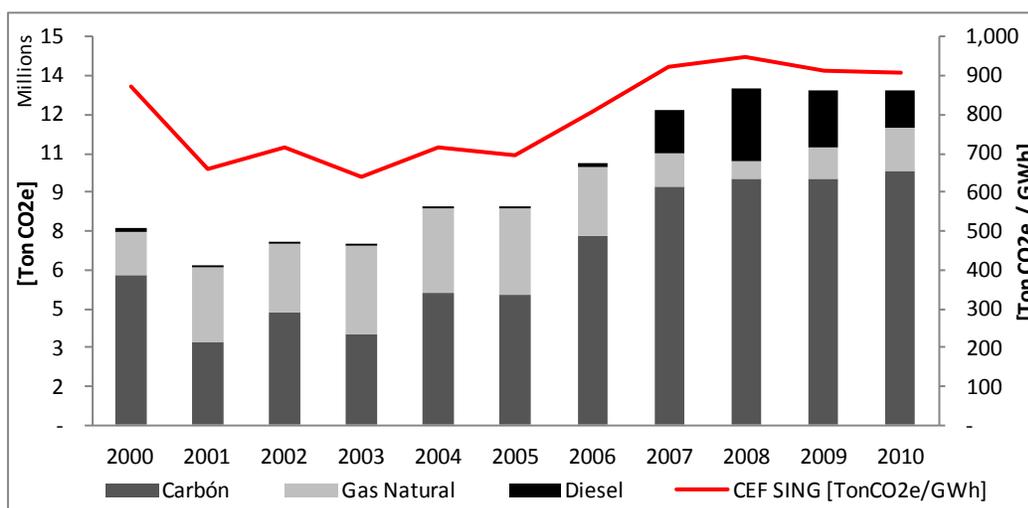


Figura 3-6: Emisiones históricas SING.

En el SING las emisiones totales de GEI aumentaron un 70% entre el año 2000 y 2010, mientras que la generación neta lo hizo en un 64%. Esto significó que el coeficiente unitario de emisión del sistema aumentara un 4% (37% desde 2001), hasta 906 TonCO₂e/GWh en 2010.

El mayor porcentaje de las emisiones del SING corresponde a generación en base a carbón, la que contribuye con un 76% de las emisiones totales y genera un 58% de la energía en 2010.

La crisis del gas natural provocó que entre 2005 y 2007 la generación en base a este combustible pasara de representar un 64% de la generación total del sistema aun 23%, lo que tuvo un fuerte impacto sobre las emisiones totales. Estas aumentaron un 45% entre 2005 y 2007, mientras que el coeficiente unitario lo hizo en un 33% (696 a 924 TonCO₂/MWh).

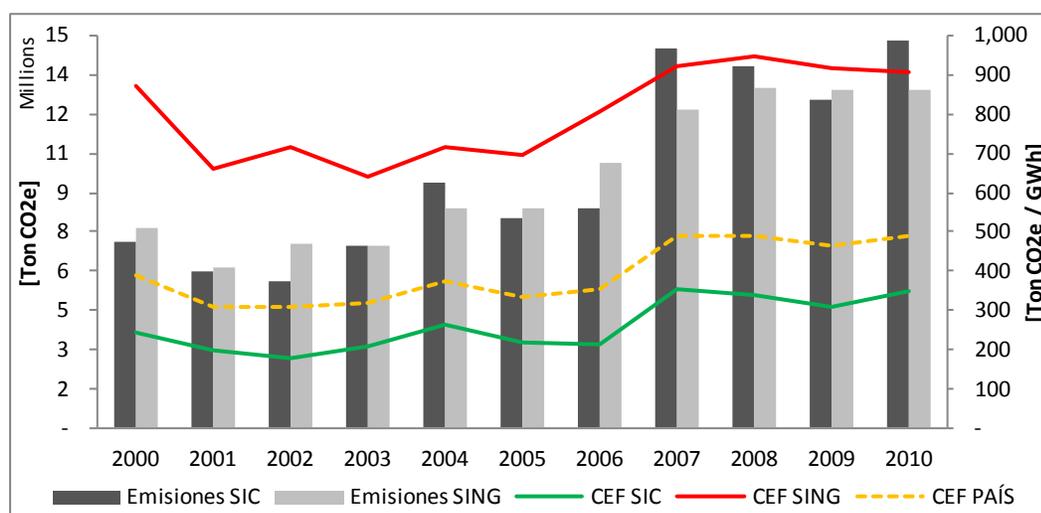


Figura 3-7: Comparación emisiones históricas SIC-SING.

Si se comparan las emisiones del SIC y el SING queda en evidencia el impacto que tiene sobre ellas la composición de la matriz de generación de cada sistema. Pese a que en 2010 las ventas de energía del SING fueron aproximadamente un tercio de las del SIC, sus emisiones de GEI son apenas inferiores (13%), y en 7 de los últimos 10 años han sido mayores a las del SIC.

Lo anterior tiene directa relación con los coeficientes de emisión unitarios de cada sistema. En 2010 el SING emitió 2,6 veces más GEI por GWh generado que el SIC. En los últimos diez años esta relación ha oscilado entre 4 y 2,6 veces, con un promedio de 3,2. Si bien el crecimiento de las emisiones del SIC (110%) en la última década ha sido sustancialmente mayor al del SING (70%), este último sistema sigue siendo mucho más intenso en emisión de carbono por unidad de energía generada que el SIC.

A nivel nacional las emisiones totales de GEI del sector eléctrico crecieron un 89% entre 2000 y 2010, aumentando más que el consumo de energía eléctrica en el mismo período (50%). Esto confirma el creciente proceso de carbonización que ha tenido la matriz eléctrica del país en los últimos 9 años. De las emisiones totales de la última década, el SING representa un 50% mientras que el SIC representa el 50% restante.

Es importante destacar que el aumento en las emisiones totales y los coeficientes unitarios de emisión que ha tenido el sector eléctrico en los últimos 10 años debido a la carbonización de la matriz es de vital importancia. Un aumento en el coeficiente de emisión del sistema se transmite directamente, mediante un aumento en las emisiones indirectas (las que se ven reflejadas en la huella de carbono), a todos los sectores productivos, especialmente aquellos intensivos en consumo eléctrico como la industria minera o frutícola. Por ejemplo, la industria del cobre ha reconocido que el impacto sobre sus emisiones de GEI de todos los esfuerzos en reducción de consumo de energía que se hagan sobre los procesos productivos de las faenas mineras tendrán un efecto muy acotado y marginal respecto a las variaciones en los coeficientes de emisión del sector eléctrico (COCHILCO, 2010).

Como se ha recalcado anteriormente, el aumento de la proporción de generación térmica y la variabilidad hidrológica en el SIC, junto a la disminución de la generación en base a gas natural en ambos sistemas, son los principales factores que explican las variaciones y el aumento observado en los coeficientes de emisión unitarios de ambos sistemas durante la última década.

Un mayor desarrollo de las energías renovables no convencionales, el desarrollo del potencial hidroeléctrico del país y un mayor uso de GNL, sujeto a una posible disminución en los precios internacionales del gas natural debido a la explotación de reservas no convencionales (*shale gas*), son las principales alternativas que posee el país para revertir la tendencia y disminuir su coeficiente unitario de emisiones de GEI.

4. ANTECEDENTES DE LA MODELACIÓN

El objetivo general de la tesis es simular el comportamiento a largo plazo de los sistemas eléctricos del país. Es importante destacar que ya se han realizado esfuerzos en este sentido, destacando los realizados por la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE, 2011) y la Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria (CCTP, 2011).

Las características particulares del SIC, un sistema con fuerte presencia de generación hidroeléctrica, hace necesario que el modelo a utilizar sea capaz de representar la incertidumbre hidrológica del sistema y al mismo tiempo solucionar el problema del despacho utilizando eficientemente el agua disponible en los embalses existentes, con el fin de determinar la operación a mínimo costo del sistema en un determinado horizonte de tiempo. Además, debido a que el objetivo es evaluar los potenciales beneficios ambientales y económicos de la interconexión entre el SIC y el SING, resulta relevante que el modelo a elegir sea capaz de modelar los sistemas de transmisión, para que la simulación considere las restricciones que este impone sobre la operación de los sistemas.

Se optó por modelar ambos sistemas utilizando OSE2000, modelo multinodal multiembalse que es utilizado ampliamente en el sector eléctrico¹⁷ y que se encuentra validado a nivel nacional. Este es capaz de determinar la operación óptima de un sistema eléctrico hidrotérmico. Además, el modelo OSE2000 es un modelo multinodal que considera la representación topológica del SIC y el SING, necesaria para modelar la interconexión de ambos sistemas.

En el siguiente capítulo se describe el modelo de despacho hidrotérmico OSE2000, utilizado para modelar la operación a largo plazo del SIC y el SING (2011-2030), con especial énfasis en describir la modelación de las centrales generadoras, la transmisión y la demanda.

¹⁷ Por ejemplo, el modelo es utilizado por la CNE desde 2001 para la fijación de los precios de nudo de energía y potencia en el SIC y el SING.

Además, se muestran los principales supuestos de demanda y precios de combustible utilizados en la investigación.

4.1. Modelo OSE2000

El modelo OSE2000 permite simular la operación óptima de un sistema hidrotérmico, optimizando la operación inter-temporal de los embalses existentes en el sistema, con una función objetivo que minimiza los costos esperados de operación, mantenimiento y falla. Al ser un modelo multinodal, se consideran en la resolución del problema las restricciones en la transmisión y las pérdidas que se producen en las líneas.

Como resultado el modelo entrega: el despacho económico de todas las unidades generadoras, el flujo por cada una de las líneas modeladas y los costos marginales en cada barra resultante de la operación óptima del sistema. Todas estas variables se encuentran desagregadas para las distintas hidrologías simuladas.

El horizonte de modelación es definido por el usuario (en el caso de esta investigación 20 años, considerando el período 2011-2030), siendo necesario entregar como inputs al programa una proyección de demanda y de precios de combustibles, así como un plan de obras de generación y transmisión para todo el horizonte en estudio.

4.1.1. Modelación Matemática

El problema que resuelve OSE2000 corresponde a un problema de optimización lineal, en que se busca optimizar el costo de operación esperado del sistema. En sistemas hidrotérmicos como el SIC, la posibilidad de almacenar agua en los embalses aumenta notablemente la complejidad del problema, debido a que es necesario evaluar conjuntamente las decisiones que se toman en la etapa actual con las decisiones que se toman en etapas futuras. Esto se debe a que existe un costo de oportunidad asociado al uso actual o futuro del agua embalsada, condicionando la optimización de la etapa actual a etapas futuras y viceversa.

La formulación explícita del problema de optimización que resuelve OSE2000 se muestra a continuación (KAS, 2001):

$$Z^* = \min \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{s=1}^{N_S} P_{t,s} \cdot (C_{t,s} \cdot X_{t,s} + (1+d)^t \cdot f_T(X_{T+1,s}))$$

s.a.

$$\begin{aligned} A_{t,s} \cdot X_{t,s} + E_{t,s} \cdot X_{t+1,s} &= B_{t,s} & \forall & 1 \leq t \leq N_{T-1} \quad \wedge \quad 1 \leq s \leq N_S \\ A_{T,s} \cdot X_{T,s} &= B_{T,s} & \forall & 1 \leq s \leq N_S \\ \check{X}_{t,s} \leq X_{t,s} \leq \hat{X}_{t,s} & & \forall & 1 \leq t \leq N_{T-1} \quad \wedge \quad 1 \leq s \leq N_S \\ \check{X}_{T,s} \leq X_{T,s} \leq \hat{X}_{T,s} & & \forall & 1 \leq s \leq N_S \end{aligned}$$

donde,

- Z^* : costo de operación esperado del sistema
- d : tasa de descuento
- t : etapas en el tiempo
- s : secuencias de simulación
- N_S : número de secuencias de simulación hidrológicas
- N_T : número de etapas de decisión en el tiempo

Luego para cada etapa de decisión t y secuencia de simulación s se tiene:

- $A_{t,s}$: matriz de conectividad eléctrica
- $E_{t,s}$: matriz de conectividad hidráulica
- $P_{t,s}$: probabilidad de ocurrencia de secuencia s en la etapa t
- $C_{t,s}$: vector de costos de operación y penalización
- $B_{t,s}$: vector lado derecho
- $X_{t,s}$: vector de estado
- $\hat{X}_{t,s}$: vector de restricciones máximas
- $\check{X}_{t,s}$: vector de restricciones mínimas
- $f_T(X_{T+1,s})$: función de costo futuro en la frontera para la secuencia de simulación s y etapa T (última etapa de simulación)

El problema de optimización descrito anteriormente es de gran tamaño pues crece exponencialmente con el número de embalses y las etapas consideradas en la simulación, siendo necesario recurrir a técnicas que permitan reducir la complejidad del problema. En OSE2000 se utiliza para ello la técnica de descomposición de Benders, la que permite obtener la solución del problema de optimización del sistema hidrotérmico utilizando un algoritmo iterativo, en el que se desacoplan las etapas del problema para su resolución. El algoritmo representa la operación futura por medio de una función relajada de los costos futuros para cada etapa de decisión (KAS, 2001). Los fundamentos de la descomposición de Benders aplicada a la solución del problema del despacho hidrotérmico se describen en (Gorenstin, Campodonico, da Costa, & Pereira, 1992), mientras que la aplicación detallada de este método a la solución del problema de optimización planteado en OSE2000 se explicita en (KAS, 2001).

Es importante mencionar que en el caso del SIC el problema es tan complejo que para poder resolverlo en tiempos razonables es necesario utilizar dos etapas. La primera etapa corresponde al proceso iterativo, en donde interesa obtener el valor del agua (costo de oportunidad) para las distintas etapas de simulación en el tiempo. Como convención la CNE utiliza 50 iteraciones, cada una de las cuales demora aproximadamente una hora en caso de simular el sistema completo. Debido a esto, en esta etapa se utiliza un modelo optimizado del SIC, en que el sistema de transmisión se simplifica, disminuyendo el número de barras y líneas en aproximadamente un 70%, reduciendo los tiempos de cada iteración a aproximadamente 5 a 6 minutos. El valor del agua resultante de la primera etapa sirve como *input* para una segunda etapa, en que se simula la operación del sistema completo. Esta etapa toma aproximadamente 1 hora.

4.1.2. Modelación Generación

En OSE2000 es posible modelar distintos tipos de centrales generadoras: térmicas, embalse, serie, pasada, virtuales y de falla.

Para todas ellas, independiente del tipo, se modela la capacidad máxima y mínima, la indisponibilidad, mantenimiento, barra de conexión, y parámetros de identificación (nombre, empresa, tipo de combustible).

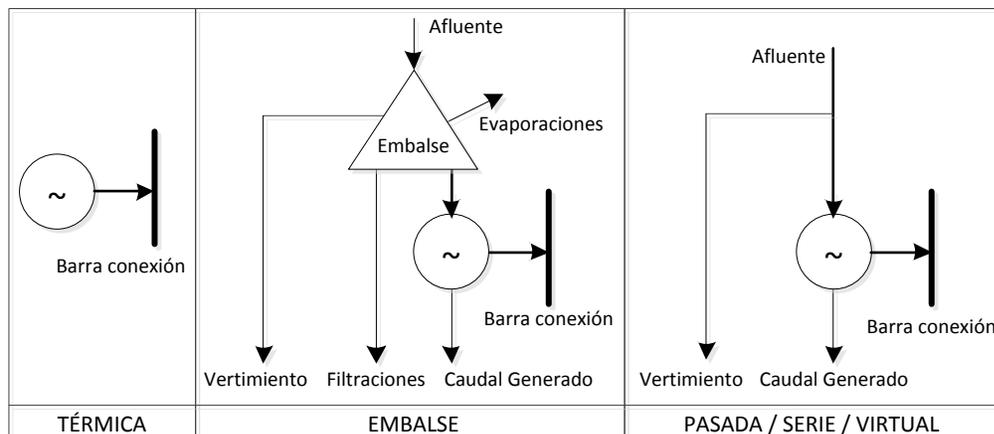


Figura 4-1: Modelación de centrales en OSE2000.

Las características particulares cada una de ellas son:

- **Térmicas:** Las centrales térmicas quedan definidas por su capacidad y su costo variable. El costo variable de una central equivale a su costo variable no combustible más su costo variable combustible (rendimiento térmico multiplicado por el costo de combustible de la unidad). El costo variable varía mensualmente, pues si bien el consumo específico y el costo variable no combustible de una central se mantienen constantes en el horizonte de estudio, el costo del combustible varía entre las etapas.

Fueron modeladas como centrales térmicas todas aquellas unidades que queman combustible para su operación (carbón, GNL, diesel y sus derivados, biomasa).

Las centrales geotérmicas y eólicas también fueron modeladas como centrales térmicas, considerando un costo de combustible nulo. En el caso de las eólicas se consideró un factor de planta variable mensual según la ubicación geográfica de la central (CNE, 2010a). En el caso de proyectos ubicados en zonas para las que no existe información (extremo sur del SIC y SING) se asumió un factor de planta uniforme de 30%.

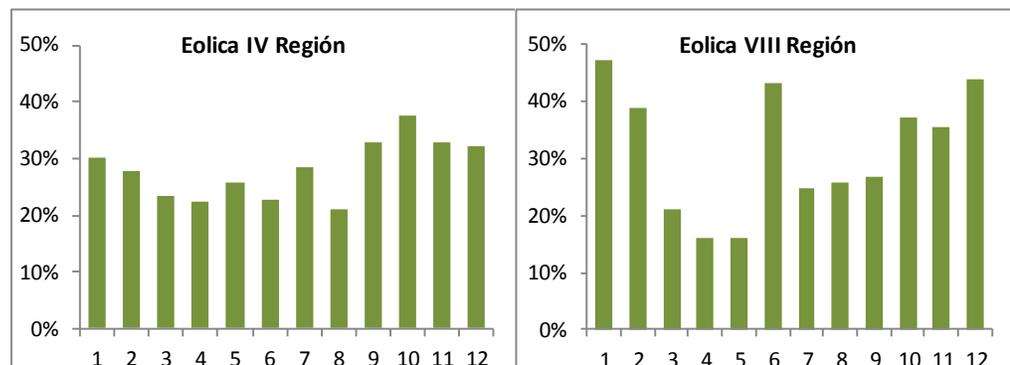


Figura 4-2: Factor de planta mensual centrales eólicas.

- Embalse: La representación de las centrales de embalse considera el rendimiento hidráulico y la modelación de la conectividad hidráulica de la central (Figura 4-1), que considera el caudal afluente asociado junto a las pérdidas y el vertimiento del embalse. El uso del agua contenida en los embalses aguas arriba de las centrales es optimizado, debido a que es posible almacenar agua entre las distintas etapas de la simulación, dando origen a un costo de oportunidad del agua embalsada.
En esta investigación las cotas iniciales de los embalses corresponden a las cotas reales del 1 de enero de 2011.
- Pasada: La representación de las centrales de pasada considera el rendimiento hidráulico y el caudal afluente asociado. Se modelan de manera similar a las unidades térmicas, con la diferencia de que la generación producida por estas centrales es igual al valor mínimo entre la energía que contiene el afluente y la capacidad máxima de la central, lo que puede dar origen a vertimiento en caso de abundancia hídrica. Debido a que estas centrales no tienen asociado un embalse que permita almacenar agua entre etapas el costo de oportunidad es cero, por lo que se despacha toda su energía generable.
- Serie: Las centrales serie se modelan igual que las centrales de pasada con la diferencia de que el caudal generable proviene de la salida de una central de

embalse, por lo que su generación depende directamente de la operación de estas.

- Virtuales: Las centrales virtuales se utilizan para modelar el efecto de los convenios de riego, caudales ecológicos y bocatomas de generación sobre la operación del sistema. Su modelación es similar a las centrales serie, con la diferencia de que la central virtual no entrega energía al sistema.
- Falla: Para representar la energía no suministrada en una barra específica en caso de que el despacho de las unidades no sea capaz de abastecer totalmente la demanda, se modelan unidades virtuales de falla en todas las barras del sistema. En un sistema hidrotérmico como el SIC es probable que esta condición ocurra en un caso de extrema sequía. El costo representativo de la falla depende de la profundidad de esta, y es modelado mediante cuatro escalones que representan el costo de energía no suministrada ante distintos niveles de profundidad de falla, siendo utilizados en este estudio los valores determinados por la CNE (falla con 5% profundidad 490 US\$/MWh, 5-10% profundidad 511 US\$/MWh, 10-20% profundidad 541 US\$/MWh y >20% profundidad 583 US\$/MWh).

Independiente de la tecnología de generación, se modelaron los principales parámetros operativos (mantenimientos, indisponibilidad) siguiendo los valores establecidos por la CNE para el SIC y el SING en sus respectivos informes de cálculo de precio de nudo. El detalle de los parámetros de todas las centrales modeladas puede encontrarse en el anexo I.

4.1.3. Modelación Hidrológica

La incertidumbre hidrológica se incorpora a la modelación mediante la inclusión de la estadística hidrológica de todas las centrales hidroeléctricas del sistema (embalse, serie y pasada) con el fin de representar la aleatoriedad en la disponibilidad del recurso hídrico para generación. Esto se realiza mediante la inclusión de un set de hidrologías históricas anuales para cada central, las que se asumen equiprobables al resolver el

problema de optimización. En el caso de este estudio se consideraron 52 hidrologías para cada central hidroeléctrica, 49 hidrologías históricas correspondientes al período 1960-2008 y 3 hidrologías adicionales, dos secas y una húmeda, que buscan generar una muestra que contenga situaciones hídricas más extremas. (CNE, 2010a)

Se utilizó la estadística hidrológica publicada por la CNE en su base de cálculo de precio de nudo de Octubre de 2011. Esta contiene información de todas las centrales hidroeléctricas existentes en el sistema y de las incluidas en el plan de obras de la comisión, el que abarca hasta el año 2020, así como de otras centrales relevantes que se espera que se construyan fuera de ese período, como las centrales de HidroAysén (2750 MW) y la central Neltume (473 MW).

Debido a que la investigación considera un horizonte de estudio de 20 años, fue necesario incluir en los planes de obra centrales hidroeléctricas que no están contenidas en el informe publicado por la CNE, y cuya estadística hidrológica no ha sido publicada de forma abierta. Las centrales más importantes que no cuentan con hidrología son las centrales de Energía Austral en la región de Aysén (1100 MW) y la central Maqueo en la XIV región (360 MW).

Con el fin de representar la variabilidad hidrológica de estas centrales, se optó por asignarles una hidrología de referencia creada a partir de la estadística hidrológica de centrales hidroeléctricas ubicadas en la misma región o cuenca (cuando esta era posible de identificar claramente). Esto permite representar de buena manera el comportamiento macro de la hidrología de estas centrales, sea este en base a lluvia (mayor energía disponible en los afluentes en los meses de invierno), deshielo (mayor energía disponible en los meses de primavera) o mixto.

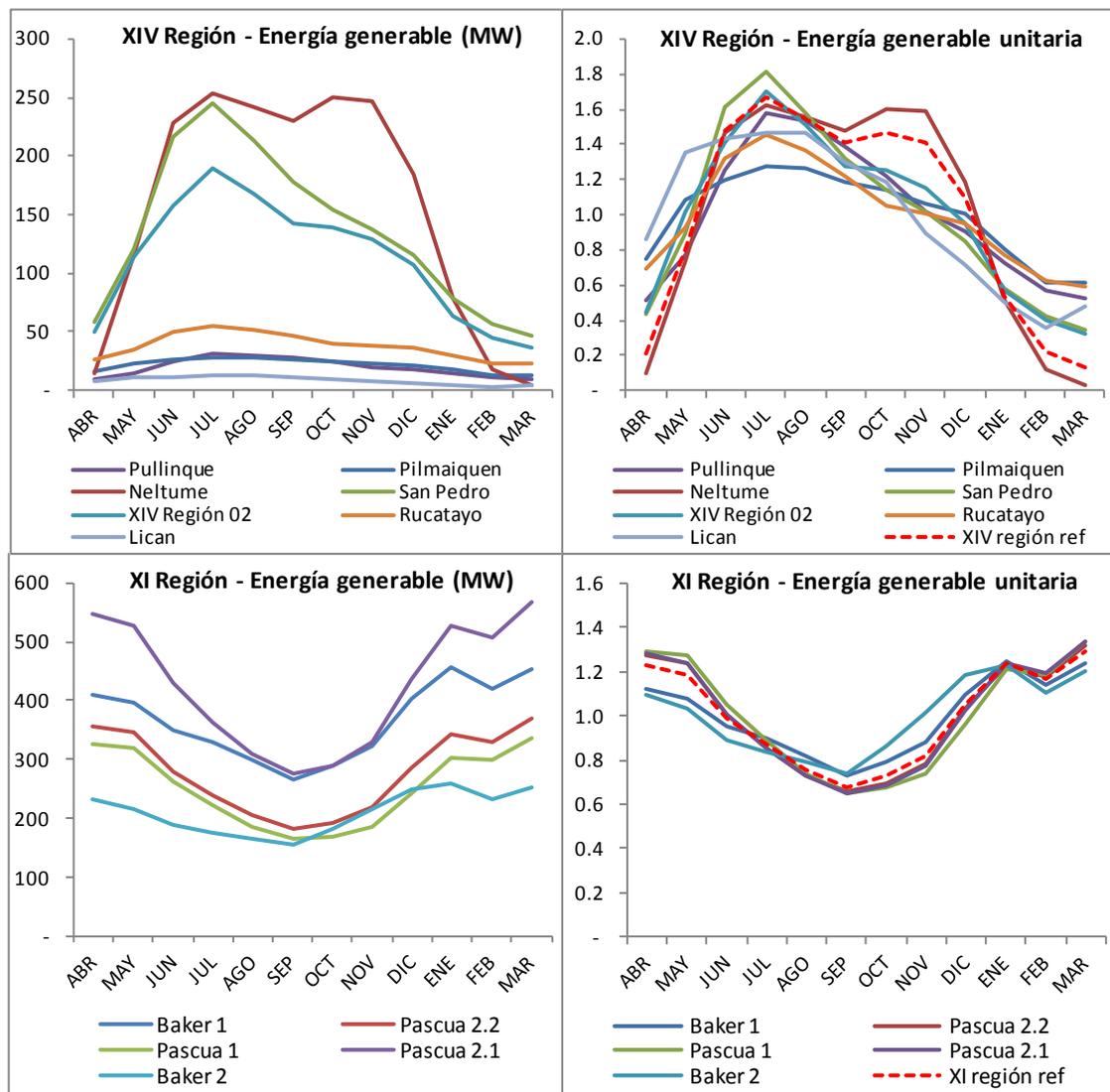


Figura 4-3: Hidrología promedio mensual (XIV y XI región).

En la Figura 4-3 se muestra como ejemplo la hidrología promedio mensual de los últimos 49 años para las regiones XIV y XI. En el cuadro de la izquierda se observa la energía generable del caudal que abastece a las centrales hidroeléctricas de cada región, mientras que en el cuadro de la derecha se muestra este mismo parámetro dividido por la capacidad de la central. Resulta evidente la diferencia en el comportamiento hidrológico de ambas regiones, pues mientras en la XIV región se observa una hidrología mixta en la XI región se observa una hidrología mucho más estable con un comportamiento en base

a deshielos, los que se producen en épocas más tardías que la zona central. También resulta notable la similitud en las hidrologías de una misma región, la que queda de manifiesto al corregir por la capacidad instalada de la central. (Minder, 1997) realiza un análisis de las series hidrológicas existentes en el SIC mediante modelos auto regresivos multivariados concluyendo que existe una dependencia espacial importante entre series hidrológicas de la misma cuenca o de cuencas vecinas.

Debido a lo anterior la hidrología de referencia por región se creó considerando el promedio ponderado por potencia de las hidrologías de las centrales existentes en la misma cuenca o región, la que luego se escala a la potencia de las nuevas centrales. Esto supone que el tamaño y el caudal afluente de la nueva central mantienen la misma relación que el promedio de las centrales de la región.

Si bien esto permite reproducir adecuadamente el valor esperado de los caudales afluentes por central, el uso de una relación empírica no incluye en la nueva serie la aleatoriedad propia de la hidrología de la nueva central, por lo que se subestima la varianza real y sobrevalora la dependencia espacial y temporal de las series sintéticas con las otras series hidrológicas de la región (Minder, 1997). Las hidrologías de referencia de las regiones XIV y XI se muestran en línea punteada en el cuadro de la derecha de la Figura 4-3.

4.1.4. Modelación Transmisión

Como se comentó anteriormente OSE2000 tiene la capacidad de representar los sistemas de transmisión de los sistemas a modelar y considerar las restricciones impuestas por estos en el proceso de optimización, mediante la consideración de las capacidades máximas y las pérdidas de transmisión de las líneas de transmisión.

El modelo describe una línea mediante diversos parámetros entre los que destacan: capacidad, capacidad N-1, resistencia, reactancia y voltaje.

Los flujos de potencia se estiman mediante el cálculo de flujos DC, mientras que las pérdidas de transmisión (cuadráticas) se modelan mediante una aproximación lineal por tramos, utilizándose 5 tramos para las líneas principales y 3 para líneas menores. El

modelo asocia la mitad de las pérdidas a cada barra en el extremo de una línea (Figura 4-4).

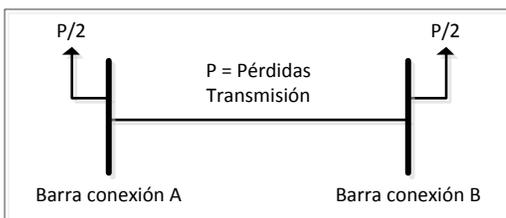


Figura 4-4: Modelación pérdidas de transmisión.

En los anexos J y K se muestran los diagramas unilineales del SIC y el SING respectivamente, los que incluyen la capacidad máxima modelada por línea a enero de 2011. Posterior a esta fecha se realizaron ampliaciones en ambos sistemas, las que se describen en el siguiente capítulo.

4.1.5. Modelación Demanda

La modelación de la demanda se realiza en forma desagregada para cada barra del sistema con resolución mensual. En cada barra se modela una componente de demanda vegetativa (clientes regulados) e industrial (clientes libres), cada una con una proyección de demanda y una curva de duración representativa para cada tipo de consumo a nivel mensual.

La demanda mensual por barra se obtiene al sumar la demanda vegetativa e industrial, mientras que en el caso de la curva de duración se le asigna a cada barra la correspondiente al tipo de consumo predominante.

La curva de duración de cada tipo de demanda (vegetativa e industrial) por barra se modela por medio de bloques que aproximan la curva de demanda y que varían mensualmente. En esta investigación se utilizaron dos bloques mensuales (punta y valle). En la Figura 4-5 se muestra la curva de duración para el mes de enero de una barra con consumo industrial y una barra con consumo regulado en el SING.

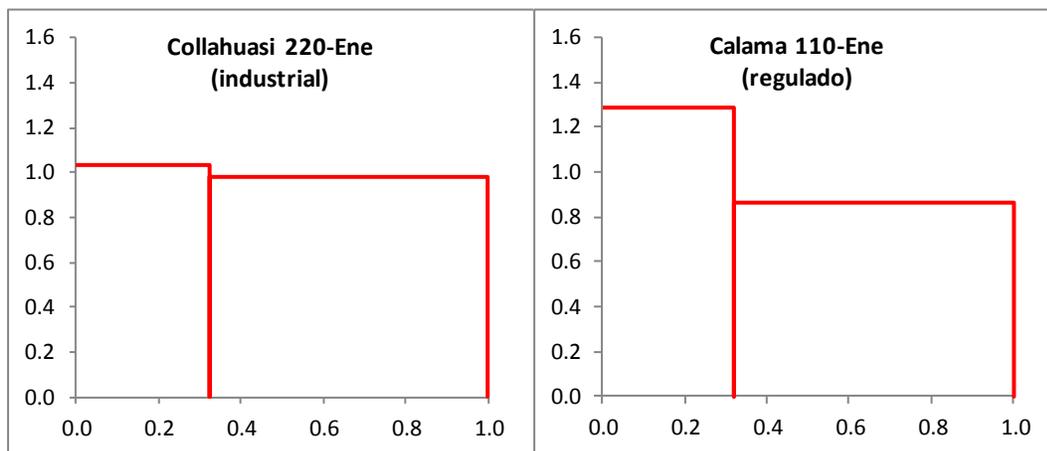


Figura 4-5: Bloques de demanda para barra industrial y residencial en el SING (Enero).

La demanda del sistema es el resultado de agregar las curvas de duración individuales de cada una de las barras. En la Figura 4-6 se muestra la demanda agregada para el SIC y el SING, observándose como el SIC tiene un bloque de punta mucho más marcado que el SING, reflejo del tipo de consumo predominante en cada sistema.

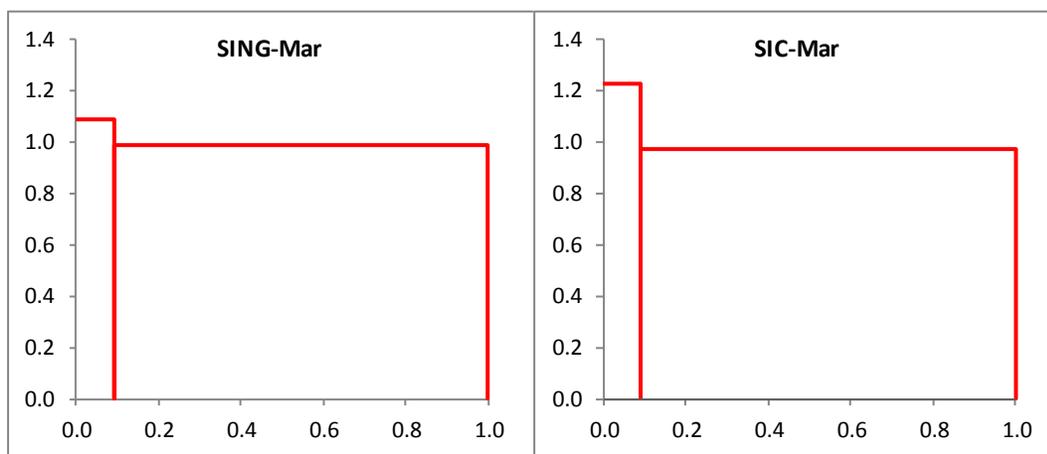


Figura 4-6: Bloques de demanda resultantes SING y SIC (Marzo).

Cabe destacar que los factores de repartición mensual (bloques) por barra se mantuvieron constantes en el tiempo, lo que implica que no se consideraron mejoras en el factor de carga de ambos sistemas en el horizonte de estudio.

Finalmente, es importante recalcar que el modelo considera que la demanda es inelástica, por lo que no existe una respuesta de los consumidores ante variaciones en el precio de la electricidad.

4.2. Proyección Demanda

La demanda total de energía eléctrica se proyectó hasta el año 2030, en base a dos períodos:

- 2011-2020: Se utilizó la proyección de demanda realizada por la CNE para el SIC (CNE, 2010a) y el SING (CNE, 2010b) en la fijación de precio de nudo de Octubre de 2010. El crecimiento promedio anual para el período es de 5,9% para el SIC (6,8% para clientes libres y 5,1% para los regulados) y 6,0% para el SING (6,2% para clientes libres y 4,5% para los regulados). En ambos sistemas la proyección se encuentra desagregada geográficamente, por lo que las tasas de crecimiento anteriores representan el promedio país.

- 2021-2030: La demanda se proyectó en base a las tasas de crecimiento de largo plazo estimadas en base a modelos econométricos por PROGEA (PROGEA, 2008). La proyección considera un crecimiento anual promedio de 5,2% para el SIC y 3,8% para el SING, el que se aplica indistintamente a los consumos libres y regulados.

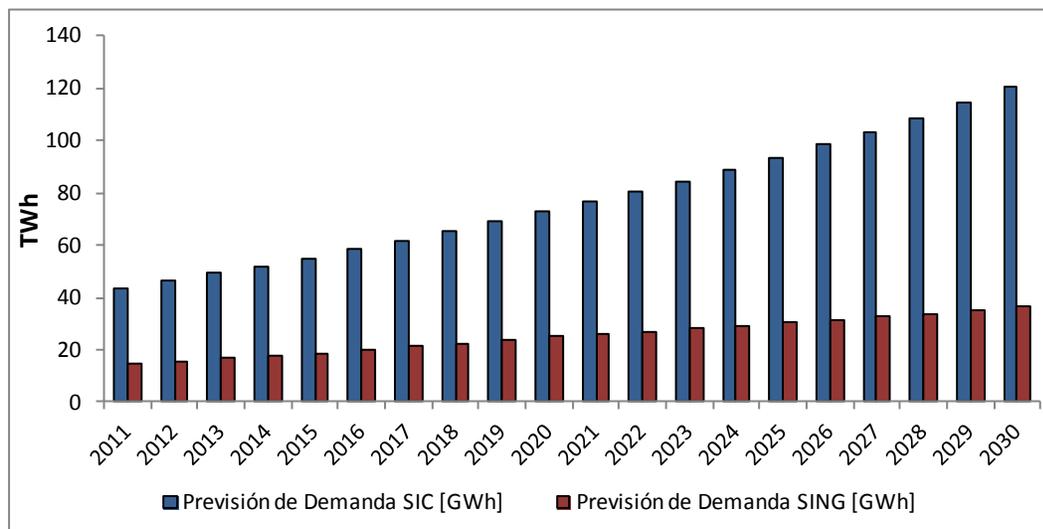


Figura 4-7: Proyección demanda de energía eléctrica SIC-SING.

La proyección considera una demanda al 2020 de 72,7 TWh para el SIC y 25,1 TWh para el SING, un 68% mayor a la demanda del año 2011. Al 2030 la demanda alcanza a 120,6 TWh y 36,4 TWh en el SIC y el SING respectivamente, 2,7 veces el consumo actual de electricidad en el país.

Cabe destacar que en la modelación efectuada la demanda se encuentra desagregada entre las distintas barras del sistema, con crecimientos individuales para cada una de ellas. Por ejemplo, en el SIC se proyecta que los aumentos de demanda más importantes se concentrarán en la zona del Gran Santiago y en la zona norte del SIC (norte chico), debido al desarrollo de nuevos proyectos mineros. En particular, el consumo asociado a la barra Cardones (barra del SIC en que se modela la interconexión) se prevé que aumente 2,8 veces entre 2011 y 2020. Esto último resulta muy importante debido a que una eventual interconexión ayudaría a abastecer el importante desarrollo minero que se prevé en la zona.

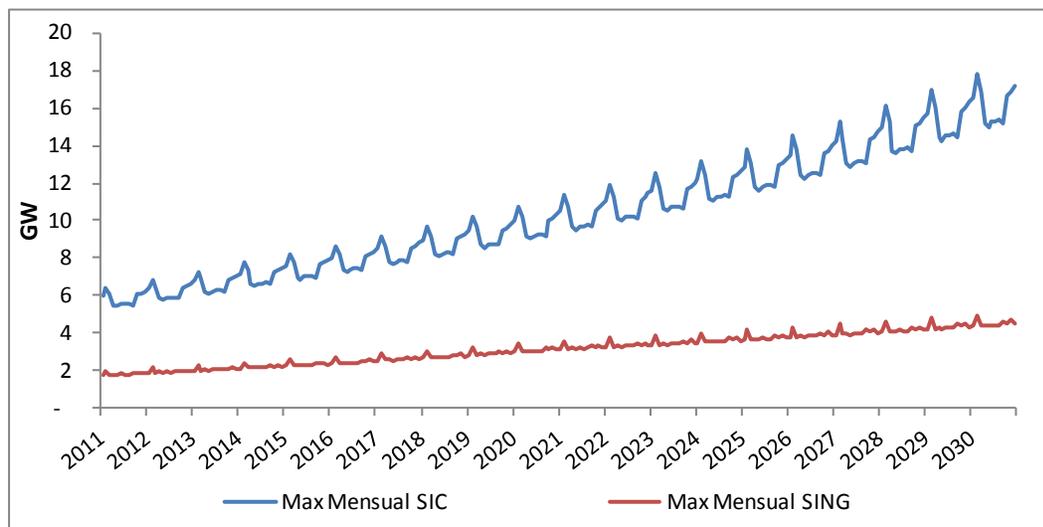


Figura 4-8: Proyección demanda máxima SIC-SING.

La proyección considera una demanda máxima al 2020 de 10770 MW en el SIC y 3440 MW en el SING, mientras que a 2030 se espera que la demanda máxima aumente a 17850 MW y 4980 MW en el SIC y el SING respectivamente. Esta proyección no considera mejoras en el factor de carga de ambos sistemas, pues, como se explicó en la sección 4.1.5, los bloques de demanda de cada barra y por ende la curva de carga de cada sistema se mantuvieron constantes para todo el período de estudio.

El detalle de la proyección de demanda se muestra en el anexo B.

4.3. Proyección Precio Combustibles

Al igual que en la proyección de demanda, la proyección del precio de los combustibles (carbón, diesel y GNL) se dividió en dos períodos.

En el primer período (2011-2020) se utilizó la proyección de precios de combustibles definida por la CNE en el cálculo del Informe de Precio de Nudo de Octubre de 2010 para el SIC (CNE, 2010a) y el SING (CNE, 2010b).

En el segundo período (2021-2030) se ocupó como proxy para las variaciones de los precios de combustible en Chile las variaciones anuales en los precios proyectados por la Agencia Internacional de Energía a nivel internacional para cada tipo de

combustible en un escenario de referencia, el que considera una estimación de los precios futuros en base a las políticas e iniciativas actualmente en curso (IEA, 2010).

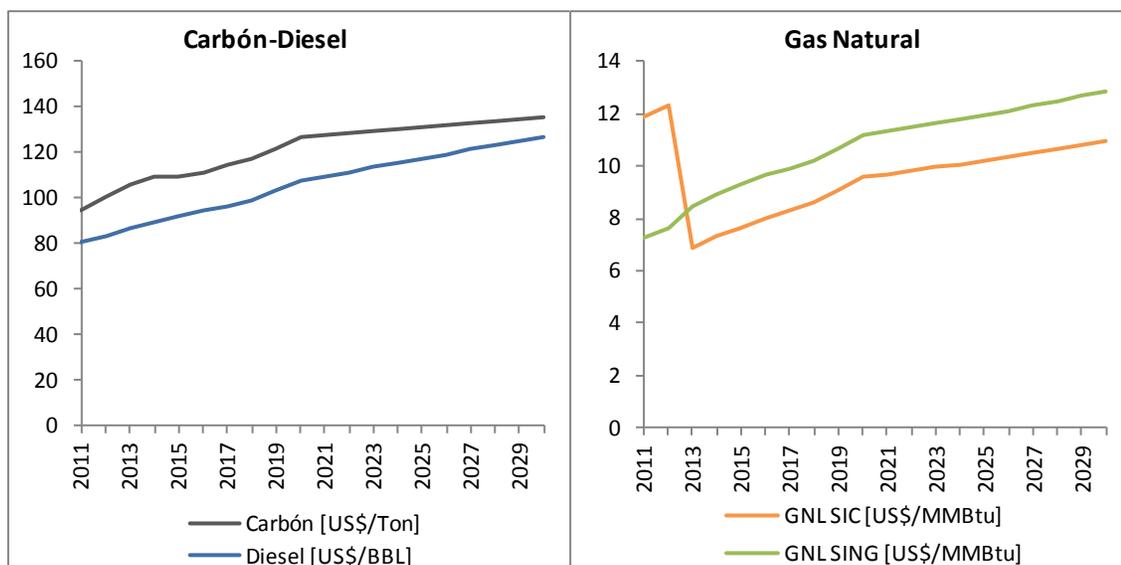


Figura 4-9: Proyección de referencia combustibles 2011-2030.

Cabe destacar que si bien en el gráfico se muestra un precio de referencia por tipo de combustible, en la modelación el precio varía de central en central, pues se consideran costos de refinación, transporte, entre otros. El detalle de los precios de combustible utilizados se muestra en el anexo C.

Se observa que todos los combustibles (carbón, GNL y diesel) presentan un alza importante en el largo plazo en términos reales. Esto influye directamente sobre los costos variables de las centrales térmicas, afectando el orden en que las unidades son despachadas y finalmente el costo marginal y los costos de operación totales del sistema. La proyección considera un aumento del precio del carbón de 34% al 2020 y un 43% al 2030. El diesel por su parte presenta un aumento de 33% al 2020 y 57% al 2030.

El caso del GNL es interesante pues se prevé que este experimente una fuerte disminución de precio el año 2013 en el SIC, producto de la operación abierta de los terminales de regasificación, haciendo más competitiva la generación en base a este combustible. Sin embargo, es importante destacar que la disminución de 45% en el

precio del GNL proyectado por la CNE para 2013 parece ser bastante agresiva (y optimista), principalmente debido a que los volúmenes importados por nuestro país, los que además son negociados individualmente por cada comprador, son muy menores en el contexto mundial, impidiendo generar el volumen necesario que permita acceder a mejores condiciones en el mercado internacional. Debido a lo anterior, resulta difícil que la disminución esperada en los precios internacionales se refleje directamente en el país. Además, es probable que eventuales compensaciones o la oposición al desarrollo de nuevas perforaciones de *shale gas* debido al efecto ambiental de su explotación (contaminación de aguas subterráneas, microsismos, etc.) no hagan sustentable un precio tan bajo del hidrocarburo.

También es importante destacar que se consideró un costo de 2 US\$/MBtu por concepto de regasificación (CNE, 2010a) para todas las centrales generadoras cuyos propietarios no participan en la propiedad de los terminales de regasificación de GNL existentes en el país (Quintero y Mejillones).

5. PROYECCIÓN SING: CASO BASE

En el siguiente capítulo se detalla la metodología y los principales supuestos utilizados para definir un plan de obras de generación y transmisión para el SING en el período 2011-2030.

Se presentan también los resultados de la simulación de la operación del sistema en el mismo período, destacándose la evolución de los costos marginales, la generación por tipo de combustible y las emisiones de GEI.

5.1. Definición del plan de obras

La definición del plan de obras para el período de estudio busca obtener un parque generador adaptado en el largo plazo, que refleje las tendencias y tecnologías que se espera se desarrollen a futuro en el SING. Se busca que el parque generador resultante simule el comportamiento de un mercado competitivo, esto es, que no exista sub o sobre inversión, con costos marginales de largo plazo razonables que se estabilicen en torno al costo de desarrollo de la tecnología de expansión del sistema, permitiendo que los inversionistas vean remuneradas sus inversiones. Finalmente, se busca que cumpla con las exigencias que la ley impone, en particular con el porcentaje mínimo de generación en base a ERNC.

En la definición del plan de obras 2011-2030 se tomó como base el plan de obras para el SING definido por la CNE en su informe de Precio de Nudo de Octubre de 2010 (CNE, 2010b). Este considera como tecnología de desarrollo del sistema al carbón, descartando el desarrollo de nuevas centrales en base a GNL, y considera un fuerte desarrollo de energía geotérmica (400 MW instalados entre 2016 y 2020), convirtiéndola en la principal fuente renovable del sistema en desmedro de la energía eólica.

Para la definición del plan de obras del período 2020-2030 se siguió un método que consta en definir un plan de obras base, que considera el desarrollo de energías renovables que permita cumplir con el porcentaje establecido por la ley, para luego completar los requerimientos del sistema mediante el desarrollo de centrales a carbón

(tecnología de expansión del sistema). Este enfoque es ampliamente utilizado en la confección de planes de obra según se describe en (Cerdea, 2011).

Es importante notar que, dada la naturaleza de toda proyección realizada en base a información actual, los planes de obra proyectados no consideran posibles cambios tecnológicos o situaciones inesperadas (como el corte de gas argentino en la década pasada). La ocurrencia de estos eventos puede afectar notablemente las proyecciones realizadas, sobre todo en estudios de largo plazo.

En el plan de obras base se consideró el desarrollo de centrales geotérmicas y eólicas. El desarrollo de las nuevas centrales se realizó mediante el ingreso de módulos de tamaño estándar por tecnología, iguales a los utilizados por la CNE, de 40 MW para las centrales geotérmicas y 50 MW para las centrales eólicas.

Se optó por seguir la tendencia impulsada por la CNE en cuanto a favorecer el desarrollo geotérmico como principal fuente de energía renovable en el SING, desarrollando las zonas con potencial remanente lo antes posible, debido a sus menores costos medios de producción respecto a la energía eólica y la generación en base a carbón (anexo M). Es importante destacar que el gran desarrollo geotérmico que prevé la CNE permite superar ampliamente el porcentaje de energía renovable exigido en la ley en la primera mitad de la década 2020-2030, por lo que el desarrollo eólico se ve postergado hacia finales de esta.

Debido a que el desarrollo de las centrales geotérmicas se encuentra limitado por la disponibilidad local del recurso (al igual que las centrales hidráulicas) se consideró como referencia para su ubicación y desarrollo el potencial estimado por ENAP y la CNE (Tokman, 2008), el que considera un rango de 275 a 800 MW para el SING. Posteriormente se comparó con el desarrollo efectuado por la misma CNE en el plan de obras, pudiendo comprobarse que de todas las zonas con potencial identificadas la única que no se desarrolla en el plan de obras es la zona de La Torta (Tatio). En esta zona existen tres proyectos ingresados a SEIA, los que se desarrollan escalonadamente a principios de la década.

Tabla 5-1: Potencial geotérmico en Chile CNE/ENAP (Tokman, 2008).

Región	Zona	Potencial [MW]
I	Puchuldiza	25-150
II	Apacheta	150-250
II	La Torta / Tatio	100-400
RM	Volcán San José	50-100
VI	Termas del Flaco	10-50
VII	Calabozo/Laguna del Maule	350-1200
VIII	Chillán / Copahue	150-500
IX	Puyehue/Carrán	100-300
	Otros	300-400
Total		1235-3350

Para el desarrollo de proyectos eólicos se consideró como referencia de la capacidad a instalar para ambas tecnologías al año 2030 el potencial de penetración medio definido en (GreenLab UC, 2011), estudio que es citado como referencia a nivel gubernamental en (MMA, 2011). El lugar de instalación de las futuras centrales eólicas se definió a partir de la información de los proyectos ingresados actualmente al SEIA¹⁸ que no hayan sido desarrollados en el plan de obras de la CNE. Esto permite ubicar los proyectos en las zonas donde el mercado prevé que estos se desarrollen, dándole más realismo al plan de obras propuesto. De acuerdo a lo anterior, se optó por ubicar los proyectos eólicos en las cercanías de la ciudad de Calama, debido a que existe un potencial de proyectos eólicos ya aprobados sin desarrollar por la CNE en su plan de obras de 629 MW.

Tabla 5-2: Ubicación proyectos SEIA SING.

Tecnología	Ubicación	SEIA [MW]
Carbón	Mejillones	2495
	Tarapacá	460
Eólica	Crucero	100
	Calama	629
Geotermia	Calama	130

Una vez definido el plan de obras base (geotermia, eólica) se completó el plan de inversiones en generación con la entrada de centrales a carbón, tecnología de expansión

¹⁸ Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental. Consultado el 10/5/2011.

del sistema. La tecnología de expansión corresponde a la tecnología que se espera predomine en el crecimiento de la capacidad instalada del sistema, determinando el precio de largo plazo esperado por el mercado. Se utilizaron centrales tipo de igual tamaño y costo de inversión que los utilizados por la CNE en la definición de su plan de obras, con el fin de darle coherencia y continuidad al estudio (Tabla M-4). Las centrales de expansión a carbón consideradas tienen un tamaño de 200 MW, un costo de inversión de 2.350 US\$/kW y una vida útil de 24 años (CNE, 2010b).

Es importante destacar que no se consideró el desarrollo de nuevas centrales en base a GNL, sino que sólo la operación de las centrales existentes. Este criterio, considerado también por la CNE en su proyección, se fundamenta en el mayor costo de desarrollo de las centrales de GNL en relación al carbón (anexo M), debido al alto precio del combustible a nivel nacional y la disponibilidad limitada del combustible.

Para determinar el plan de obras óptimo se buscó el tren de inversiones que resuelve óptimamente el problema del planificador social benevolente (planificación centralizada), esto es, aquel plan de obras que minimiza los costos esperados de inversión y operación del sistema.

$$\text{Min } \text{Costo Ope} + \text{COMA} + \text{Inversión} - \text{Residual} \quad (3)$$

Donde,

<i>Costo Ope</i>	Valor presente de los costos de operación y falla futuros del sistema.
<i>COMA</i>	Valor presente de los costos fijos y de mantenimiento futuros del sistema.
<i>Inversión</i>	Valor presente de las inversiones en futuras centrales
<i>Residual</i>	Valor presente del monto residual de las inversiones futuras.

Cabe enfatizar que la teoría predice que el plan de obras obtenido al resolver el problema del planificador social benevolente es equivalente a aquel plan de obras que se hubiese obtenido si se hubiese evaluado la expansión desde el punto de vista privado,

esto es, la solución es equivalente a la que se hubiese obtenido al simular el comportamiento de un mercado perfectamente competitivo.

El problema de minimización enunciado anteriormente se resolvió de forma iterativa evaluando para cada año el *trade-off* que existe entre la inversión asociada al ingreso de centrales eficientes al sistema con el ahorro de costos de operación que estas producen. Esto es posible debido a que el consumo eléctrico es creciente en todo el período de estudio, lo que implica que el ahorro producido por el ingreso de una nueva central al sistema es creciente en el tiempo (si no ingresan nuevas centrales necesariamente los costos de operación del sistema aumentan pues se debe recurrir a centrales ineficientes), por lo que si es conveniente el ingreso de una nueva central para cierto año este también lo será para todos los años subsiguientes.

Debido a lo anterior es posible evaluar “marginalmente” el ingreso de nuevas centrales, esto es, para definir el año de ingreso de una nueva central basta con comparar para cada año el ahorro en los costos de operación del sistema producidos por el ingreso de la nueva central con la anualidad de inversión de ésta (52,31 MMUS\$ para una central a carbón de 200 MW en el SING), siendo óptimo el ingreso en aquel año en que el ahorro en los costos de operación sea mayor a la anualidad de la inversión. Como se comentó anteriormente, esta diferencia no hace más que aumentar en el tiempo.

Se definieron dos ubicaciones posibles para el desarrollo de nuevas centrales a carbón en el sistema, en base a la ubicación de los proyectos actualmente ingresados al SEIA (Tabla 5-2). Se consideró que las nuevas centrales podrían ubicarse en la zona de Tarapacá y Mejillones (Chacaya), sectores centro-norte y centro-sur del SING respectivamente.

El proceso iterativo considera para cada año la evaluación del ingreso de una nueva central en ambas ubicaciones, comparando el costo de inversión y operación del sistema con la nueva central con un caso base en que no hay expansión. En el caso de ser conveniente el ingreso de una nueva central, esta ingresa al plan de obras y se fija, convirtiéndose en el nuevo caso base. Posteriormente se vuelve a evaluar el ingreso de nuevas centrales en ambas ubicaciones para el mismo año y los subsiguientes comparando sus costos de operación con los del nuevo caso base. En el caso de que en

un mismo año fuese conveniente el ingreso de una nueva central en ambas ubicaciones (Tarapacá y Mejillones), se escoge aquella que presente los mayores ahorros para el sistema. Es importante destacar que los mayores ahorros se producen en aquella ubicación en que el costo marginal es más alto, siendo este un buen indicador de la ubicación óptima de ingreso de nuevas centrales.

Tabla 5-3: Iteraciones plan de obras SING - Costos de operación y ahorros anuales.

Costo operación del sistema MMUS\$											
Año	Base	Iteración 1 2024		Iteración 2 2027		Iteración 3 2027		Iteración 4 2029		Iteración 5 2029	
		b1	b2	c1	c2	d1	d2	e1	e2	f1	f2
		Cha	Tar								
2024	1,727	1,685	1,680								
2025	1,848	1,805	1,801								
2026	1,950	1,903	1,901								
2027	2,075	2,023	2,021	1,969	1,969	1,922	1,920				
2028	2,198	2,142	2,140	2,087	2,087	2,039	2,037				
2029	2,332	2,272	2,270	2,213	2,213	2,160	2,158	2,105	2,107	2,059	2,059
2030	2,482	2,414	2,412	2,349	2,353	2,292	2,290	2,237	2,238	2,188	2,188

Ahorro costos operación del sistema MMUS\$											
Año	Base	Iteración 1		Iteración 2		Iteración 3		Iteración 4		Iteración 5	
		Cha	Tar	Cha	Tar	Cha	Tar	Cha	Tar	Cha	Tar
		2024	-	41.8	46.9	-	-	-	-	-	-
2025	-	42.8	46.2	-	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	47.0	49.0	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	51.8	53.8	52.4	52.2	46.8	49.0	-	-	-	-
2028	-	56.2	58.5	52.7	52.7	48.5	49.7	-	-	-	-
2029	-	60.8	62.5	57.4	56.7	52.9	54.1	53.4	51.8	45.6	46.3
2030	-	67.5	70.0	63.2	58.6	57.2	58.7	53.4	51.9	48.6	48.5
		Tarapacá 2027		Chacaya 2027		Tarapacá 2029		Chacaya 2029		--	

Los resultados del proceso iterativo se muestran en la Tabla 5-3. En la primera iteración se evalúa el ingreso de una nueva central el año 2024 en las dos ubicaciones definidas anteriormente (Tarapacá y Chacaya). Debido a que la anualidad de la inversión es de 52,31 MMUS\$, el ingreso de la nueva central debe esperar hasta el año 2027, en que los ahorros producto de la entrada de una central en Tarapacá (53,8 MMUS\$) superan a la anualidad de la inversión. Una vez definido el ingreso de la nueva central en Tarapacá el 2027, se pasa a la segunda iteración, donde se vuelve a evaluar el ingreso de una nueva central en ambas ubicaciones desde el año 2027 en adelante, considerando

esta vez el resultado de la primera iteración como el nuevo caso base. El resultado óptimo corresponde al ingreso de una nueva central el mismo año 2027, esta vez en Mejillones. Siguiendo el mismo razonamiento se continúa con las iteraciones, obteniéndose un plan de obras definitivo que considera el ingreso de cuatro centrales a carbón: dos en Tarapacá (2027 y 2029) y dos en Chacaya (2027 y 2029).

En la Figura 5-1 se muestra cómo evoluciona el costo marginal del sistema en las diferentes etapas del proceso iterativo. Se aprecia como en el caso base, en que no se incluyen expansiones, el costo marginal aumenta notoriamente, llegando a los 140 US\$/MWh el 2030. A medida que ingresan las centrales definidas en 2027 y 2029 el costo marginal baja, estabilizándose a niveles cercanos al costo de desarrollo de las centrales a carbón en el SING (95 US\$/MWh). Esto último valida el plan de obras escogido, pues que el costo marginal del sistema esté alineado con el costo de desarrollo del carbón indica que se ha desarrollado un sistema adaptado, sin sobre ni sub inversión.

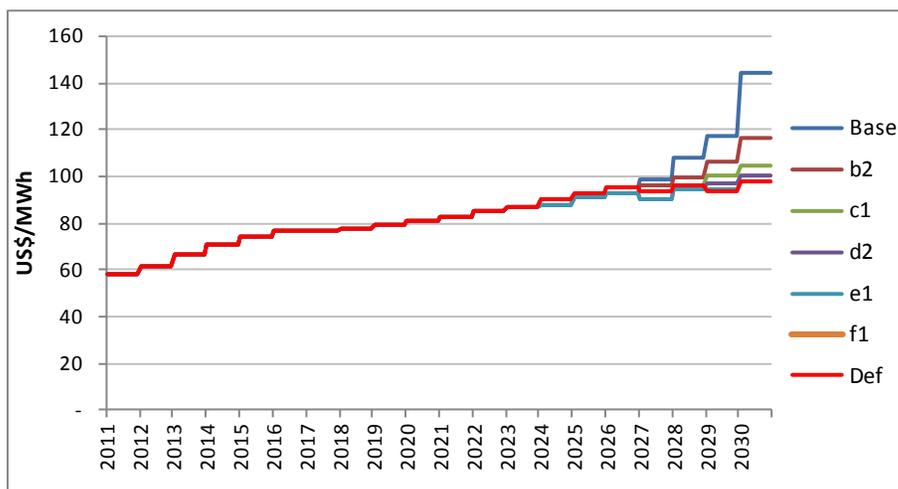


Figura 5-1: Iteraciones plan de obras SING - Costo marginal SING (Crucero 220)

El plan de obras definitivo, que considera la expansión de la CNE, y la extensión explicada en detalle anteriormente se resume en la Figura 5-2, en donde se muestra la evolución del parque generador del SING para el período de estudio. El detalle del plan de obras completo se muestra en el anexo H. Al 2030 la capacidad instalada neta asciende a 6.600 MW, con un margen de reserva cercano al 27%.

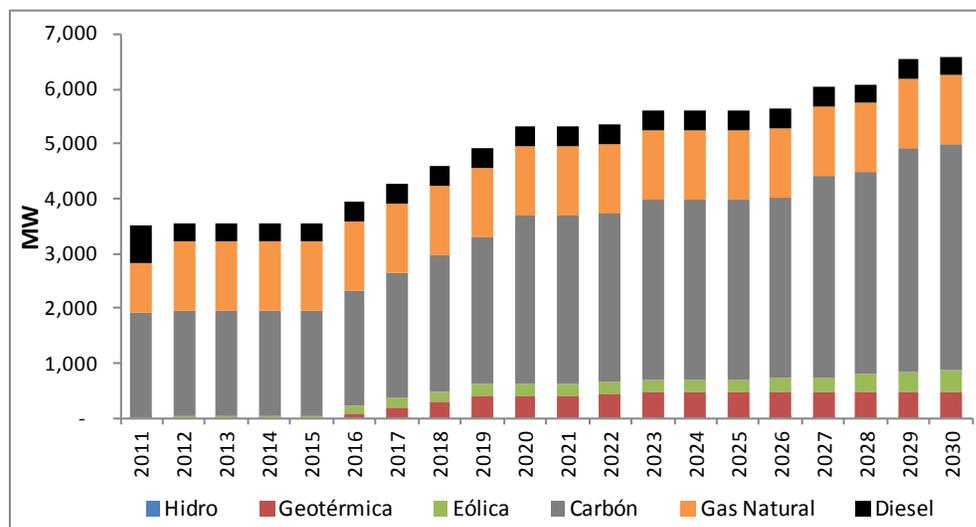


Figura 5-2: Capacidad instalada SING 2011-2030.

Como se puede apreciar en la figura anterior durante todo el período de estudio la principal tecnología de generación es el carbón, con más de un 60% de la capacidad instalada a 2030. También se observa un notable aumento en la participación de las ERNC, las que pasan de menos de un 1% en 2011 a más de un 13% de la capacidad instalada en 2030, con predominio de la energía geotérmica.

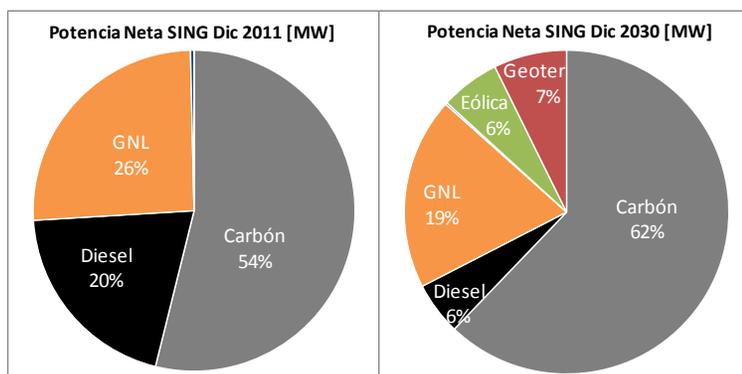


Figura 5-3: Comparación capacidad instalada SING 2011-2030.

La alta participación de la generación en base a carbón es un indicio claro del coeficiente de emisiones del sistema a futuro, las que se espera sigan siendo altas y estén definidas principalmente por el factor de emisiones de la generación a carbón.

5.2. Resultados simulación

Considerando el plan de obras descrito anteriormente y las proyecciones de demanda y precios de combustible se simuló la operación del SING para el período 2011-2030 en OSE2000. La modelación del SING al 2030 considera 99 barras, unidas por un sistema de transmisión de aproximadamente 200 líneas y 72 unidades generadoras. El tiempo de simulación del sistema es de aproximadamente cuatro minutos. El resultado de la simulación de la operación esperada del SING para el período en estudio se muestra en la Figura 5-4.

El costo marginal del sistema es creciente en el tiempo en términos reales, siguiendo la misma tendencia que el precio de los combustibles fósiles que abastecen las centrales del sistema. El costo marginal está marcado por la operación de las centrales ineficientes a carbón y las centrales más eficientes de GNL. En el largo plazo tiende al costo de desarrollo del carbón, tecnología de expansión del sistema, cercano a los 95 US\$/MWh para el año 2030 (anexo M).

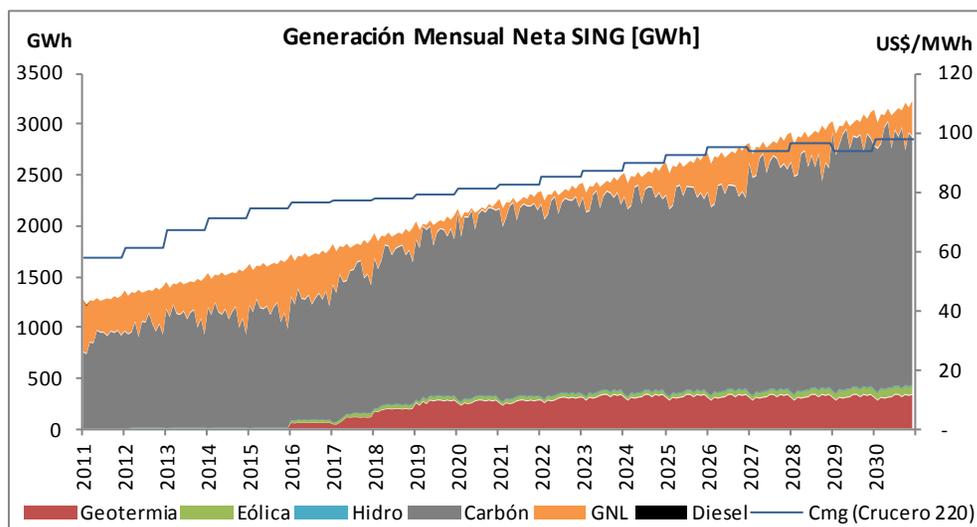


Figura 5-4: Generación esperada y costo marginal SING 2011-2030.

La generación neta anual del sistema aumenta un 145%, pasando de 15278 GWh en 2011 a 37547 GWh en 2030.

Este aumento en la demanda es satisfecho en su mayor parte por generación en base a carbón, por lejos la fuente de generación más relevante del sistema. Las centrales a carbón generan un 76% del total de la energía en el período de estudio, con una participación que oscila entre un 70% y un 83%. Al 2030 esta fuente de generación representa un 79% de la generación total.

La generación en base a GNL se mantiene como una alternativa para abastecer al sistema en sus momentos de mayor demanda, con una participación promedio en el período de 7%. Corresponde a la segunda fuente más importante del sistema hasta el año 2018, en que es superada por la generación geotérmica.

La generación en base a geotermia gana en importancia con el fuerte desarrollo que se prevé a partir del año 2016, año en que ingresan las dos primeras centrales al sistema. Debido a que esta tecnología opera con un alto factor de planta, comparable al de una central térmica, y un costo variable prácticamente nulo, pasa a operar como fuente de energía base, generando aproximadamente un 12% de la energía total del sistema en el período 2020-2030, desplazando principalmente a generación en base a GNL.

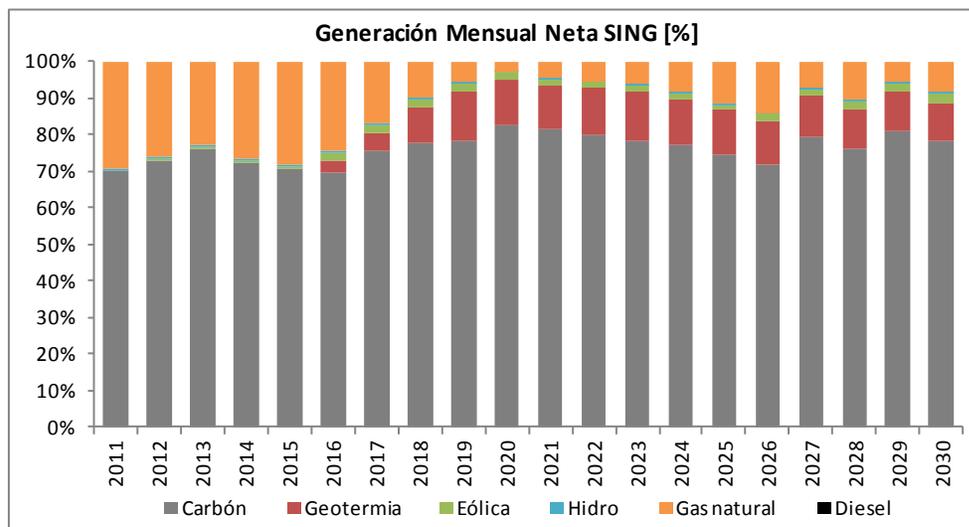


Figura 5-5: Generación esperada SING 2011-2030 [%].

La energía geotérmica es por lejos la tecnología renovable más relevante del sistema, representando un 85% del total de ERNC generado entre 2011 y 2030. La energía eólica tiene una participación reducida, pues sólo representa un 3% del total de la energía generada al 2030. Pese a que la capacidad instalada al final del período (390 MW) es comparable con la capacidad instalada en energía geotérmica (480 MW), la intermitencia y consecuente menor factor de planta disminuyen su participación.

Las emisiones totales de GEI en el SING aumentan notoriamente en el período de estudio, pasando de 14,2 millones de toneladas de CO₂e en 2011 a 24,5 el 2020 (+72%) y 34,8 el 2030 (+144%), con un crecimiento promedio anual de 4.8%. La evolución de las emisiones y el coeficiente unitario del sistema se muestran en la Figura 5-6.

La principal fuente emisora del sistema es el carbón, responsable de un 95% de las emisiones totales del sistema, producto de su alto porcentaje de participación total y su alto coeficiente unitario de emisión. Las emisiones restantes corresponden casi exclusivamente a generación en base a GNL.

El coeficiente unitario de emisiones varía entre 881 y 970 TonCO₂e/GWh en el período de estudio, con un promedio de 929 TonCO₂e/GWh, reflejando la gran participación de la generación carbón en el sistema. Entre los años 2017 y 2026 se

presenta la mayor disminución del coeficiente unitario (940 a 881 TONCO₂e/GWh) producto del incremento en la generación renovable, que pasa de un 7,6% a un 14%, debido a la gran penetración de energía geotérmica. Sin embargo, las emisiones unitarias siguen siendo comparativamente altas, sin cambios relevantes respecto a la situación actual.

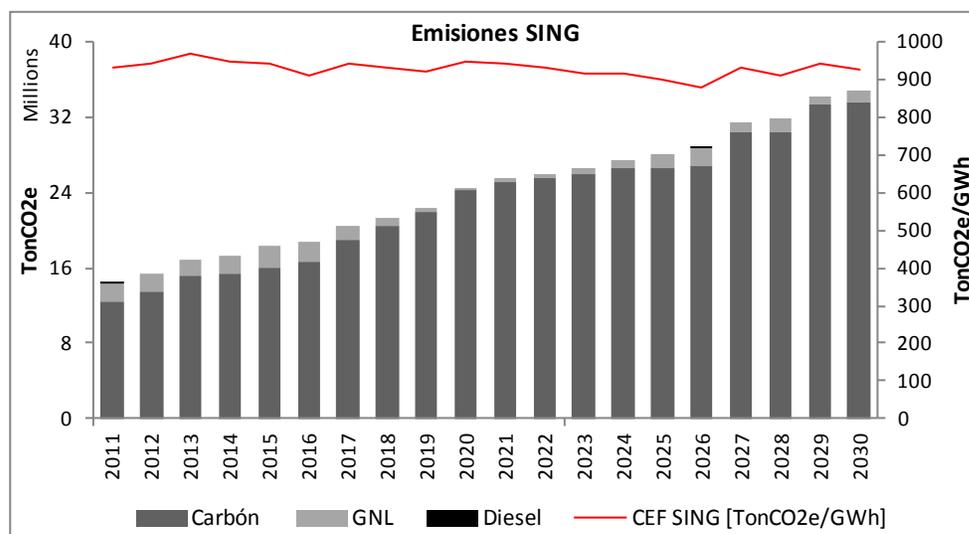


Figura 5-6: Emisiones esperadas GEI SING 2011-2030.

Pese al alto coeficiente unitario del sistema es importante reconocer el rol de la generación en base a energía renovable, responsable de un 13.2% de la generación total a 2030, en la reducción de las emisiones. Si este porcentaje fuese reemplazado por centrales eficientes a carbón, las emisiones del sistema aumentarían en 5,5 millones de toneladas el 2030, produciendo un aumento de un 16% en las emisiones totales y unitarias del sistema.

6. PROYECCIÓN SIC: CASO BASE

En el siguiente capítulo se detallan los principales supuestos y la metodología utilizados en la determinación del plan de obras de generación y transmisión para el SIC en el período 2011-2030, como también el resultado de la operación esperada del sistema para el período de estudio, destacándose la evolución de los costos marginales, la generación por tipo de combustible y las emisiones de GEI.

6.1. Definición del plan de obras

Al igual que en el caso del SING, para el SIC se busca obtener un plan de obras para el período de estudio que permita tener un parque generador adaptado, que considere aquellas tecnologías que se espera se desarrollen a futuro en el SIC, que simule el comportamiento de un mercado competitivo, sin sub o sobre inversión, con costos marginales de largo plazo que tiendan al costo de desarrollo de la tecnología de expansión del sistema y que permitan que los inversionistas vean remuneradas sus inversiones. También se busca cumplir con las exigencias en cuanto al porcentaje de energía renovable requerido por ley.

En el período 2011-2020 se tomó como base el plan de obras para el SIC definido por la CNE en su informe de Precio de Nudo de Octubre de 2010 (CNE, 2010a). El desarrollo de la CNE considera para el período un gran porcentaje de inversión en centrales hidráulicas de pasada y embalse (2190 MW), seguido por un fuerte desarrollo a carbón (1612 MW), el que corresponde en un 58% a proyectos que se encuentran actualmente en construcción y que se espera entren en operación antes de 2012. No se considera el desarrollo de nuevos proyectos en base a GNL, sino que sólo la operación de los existentes con gas natural a medida que la disponibilidad de GNL lo permite. El mayor desarrollo en energía renovable se realiza en energía eólica (670 MW), seguido de la energía geotérmica (240 MW).

En el período 2020-2025 se utilizó la extensión del plan de obras realizada por la misma CNE con objeto de la revisión del estudio de transmisión troncal del año 2010

(CNE, 2010d), en donde se proyecta el plan de obras hasta octubre del año 2025. Esta proyección vuelve a considerar un fuerte desarrollo hidroeléctrico (3176 MW) con la construcción de las cuatro centrales restantes del proyecto HidroAysén y el desarrollo, entre otras, de centrales relevantes como Neltume y Maqueo en la XIV región. En cuanto a la inversión en energías renovables, la proyección considera un cambio en la tendencia de la década 2010-2020 debido a que es la geotermia la tecnología que presenta un mayor desarrollo, con 410 MW instalados, en comparación a los 350 MW instalados en energía eólica. Es relevante mencionar que debido al fuerte desarrollo hidroeléctrico, la proyección no considera el ingreso de nuevas centrales a carbón en el período.

Finalmente, para el período 2025-2030, se proyectó el plan de obras utilizando la misma metodología descrita anteriormente para el SING, esto es, se definió un plan de obras base correspondiente al desarrollo hidroeléctrico y de energías renovables en base a sus respectivos potenciales, para luego completar el plan de obras con el ingreso óptimo de centrales a carbón.

En el caso de la energía eólica y geotérmica se buscó acercar la capacidad instalada al 2030 por tecnología al potencial de penetración medio definido en (GreenLab UC, 2011). El desarrollo de las nuevas centrales se realizó mediante el ingreso de módulos de tamaño estándar por tecnología, iguales a los utilizados por la CNE, de 40 MW para las centrales geotérmicas y 50 MW para las centrales eólicas.

Los proyectos geotérmicos se ubicaron en aquellas zonas cuyo potencial estimado por la CNE y ENAP (Tabla 5-1) no hubiese sido desarrollado totalmente en el período 2011-2025. Los nuevos proyectos se ubicaron en la zona de Chillán, Puyehue y Calabozo, en la cordillera de las regiones VII, VII y IX respectivamente.

El desarrollo eólico se llevó a cabo en las regiones IV y VIII, siguiendo la misma tendencia establecida por la CNE en el desarrollo de su plan de obras, debido a que en estas dos zonas se concentran la mayor cantidad de proyectos ingresados al SEIA.

El desarrollo hidroeléctrico se realizó proyecto a proyecto, a partir de un catastro de las iniciativas ingresadas al SEIA y otros proyectos relevantes como las centrales proyectadas por Energía Austral en la región de Aysén. Se verificó cuales proyectos no

son desarrollados por la CNE en su plan de obras obteniéndose un set de proyectos potenciales a desarrollar en el período. Se optó por continuar con la visión del regulador en el largo plazo, en cuanto a favorecer el desarrollo hidroeléctrico. La principal decisión al respecto pasó por incluir el desarrollo de las centrales de la región de Aysén proyectadas por la empresa Energía Austral (1100 MW) y el desarrollo de proyectos de pasada actualmente en estudio en las regiones VI y VII.

En cuanto al desarrollo de centrales de pasada de menor tamaño (20 MW), se optó por desarrollar todo el potencial actualmente aprobado en el SEIA. Debido al gran número de proyectos, estos fueron agrupados por región y representados por una sola central, teniendo en consideración el aumento en los tiempos de cálculo que implica el ingreso de una nueva central hidráulica.

Todos los proyectos hidroeléctricos desarrollados en el período 2025-2030 no están incluidos en la base de cálculo de la CNE, por lo que no existe información (pública) sobre su hidrología asociada. Debido a esto se le asignó a cada uno una hidrología representativa por región siguiendo el método explicado en la sección 4.1.3 del presente informe.

Una vez definida la expansión base (hidro, geotermia y eólica) se completó el plan de inversiones con la entrada de centrales a carbón, tecnología de expansión del sistema. Se siguió la misma metodología descrita en detalle en la sección 5.1 para el SING, esto es, buscar la expansión que minimiza los costos de inversión y operación del sistema (planificación centralizada), evaluando marginalmente el ingreso de nuevas centrales, mediante la comparación del ahorro en los costos de operación con la anualidad de la inversión de una nueva central.

Se consideró el ingreso de centrales tipo, de 342 MW netos, con costos de inversión unitarios de 2350 US\$/kW y vida útil de 24 años (CNE, 2010a) resultando una anualidad de inversión de 89,5 MMUS\$.

Preliminarmente, se definieron tres ubicaciones posibles para el desarrollo de las nuevas centrales a partir de la ubicación de proyectos aprobados ambientalmente que no fueron desarrollados por la CNE en su plan de obras extendido. Se consideró la zona de Maitencillo en la III región (Central Castilla), la zona de Ventanas en la V región

(Energía Minera) y la zona de Constitución en la VII región (Los Robles). Sin embargo, no fue necesario evaluar para cada año el ingreso de una central en cada ubicación como se hizo en el SING, pues fue posible determinar a priori en cuál de estas será más conveniente el ingreso de las nuevas centrales, debido a que el costo marginal de la zona del norte chico (Maitencillo) es por lejos el más alto de las tres ubicaciones consideradas, lo que indica previamente que corresponde a la zona donde el ingreso de una nueva central es más necesario y generará mayores ahorros al sistema.

En la Tabla 6-1 se resumen los resultados del proceso iterativo. En la primera iteración se evalúa el ingreso de una nueva central a partir del año 2024, la que finalmente ingresa el año 2026, año en que los ahorros en los costos de operación del sistema producto de su ingreso (121 MMUS\$) son mayores que la anualidad de la inversión. Una vez definido el ingreso de esta nueva central, los ahorros de la próxima iteración se calculan considerando esta vez el resultado de la primera iteración como el nuevo caso base. Siguiendo el mismo razonamiento, mediante el proceso iterativo se determina el ingreso de cinco nuevas centrales al sistema en los años 2026, 2027, 2028, 2029 y 2030.

Tabla 6-1: Iteraciones plan de obras SIC - Costos de operación y ahorros anuales.

Costo operación del sistema MMUS\$							
Año	Base	Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4	Iteración 5	Iteración 6
2024	1,868	1,807					
2025	1,968	1,896					
2026	2,291	2,170	2,099				
2027	2,396	2,268	2,155	2,107			
2028	2,767	2,577	2,447	2,347	2,296		
2029	3,104	2,871	2,710	2,594	2,504	2,466	
2030	3,619	3,348	3,118	2,947	2,839	2,729	2,684

Ahorro costos operación del sistema MMUS\$							
Año	Base	Iteración 1	Iteración 2	Iteración 3	Iteración 4	Iteración 5	Iteración 6
2024	-	62					
2025	-	72					
2026	-	121	72				
2027	-	128	114	47			
2028	-	190	130	100	52		
2029	-	233	162	115	89.8	39	
2030	-	271	230	172	108	110	45

En la Figura 6-1 se resume la evolución del costo marginal del sistema en las distintas etapas del proceso iterativo. Se aprecia como en el caso base, que no incluye expansión, el costo marginal aumenta fuertemente llegando a los 160 US\$/MWh el 2030. El ingreso escalonado de las nuevas centrales a partir de 2026 resulta en un costo marginal de largo plazo que se estabiliza en torno al costo de desarrollo de una central a carbón en el SIC. Esto valida el plan de obras escogido, pues que el costo marginal del sistema esté alineado con el costo de desarrollo del carbón indica que se ha desarrollado un sistema adaptado.

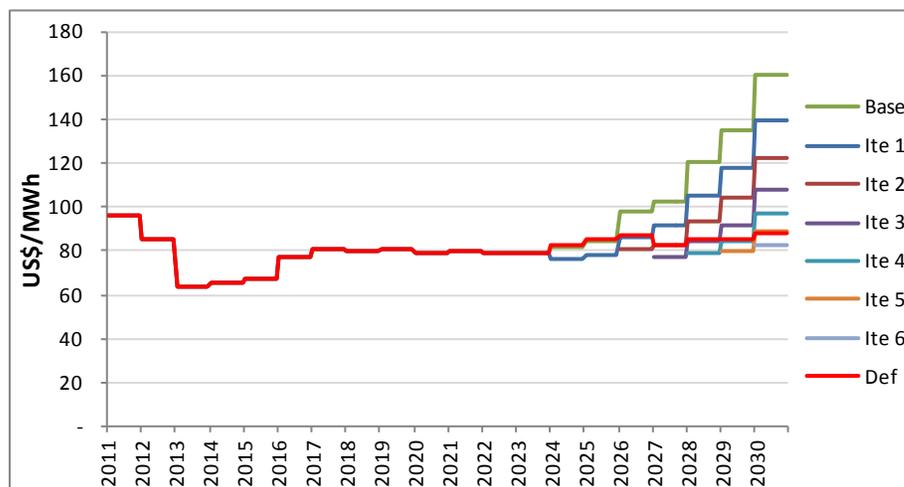


Figura 6-1: Iteraciones plan de obras SIC - Costo marginal SIC (A. Jahuel 220)

La Figura 6-2 muestra la evolución del parque generador del SIC en el período de estudio, el que considera el plan de obras extendido de la CNE y la expansión descrita anteriormente. Al 2030 la capacidad instalada neta asciende a 25.300 MW, con un margen de reserva cercano al 36%, adecuado para un sistema hidrotérmico como el SIC¹⁹. El detalle individual por central del plan de obras se muestra en el anexo G.

¹⁹ En (CEPAL, 2010) se considera razonable para el largo plazo un margen de reserva de 40% para el SIC.

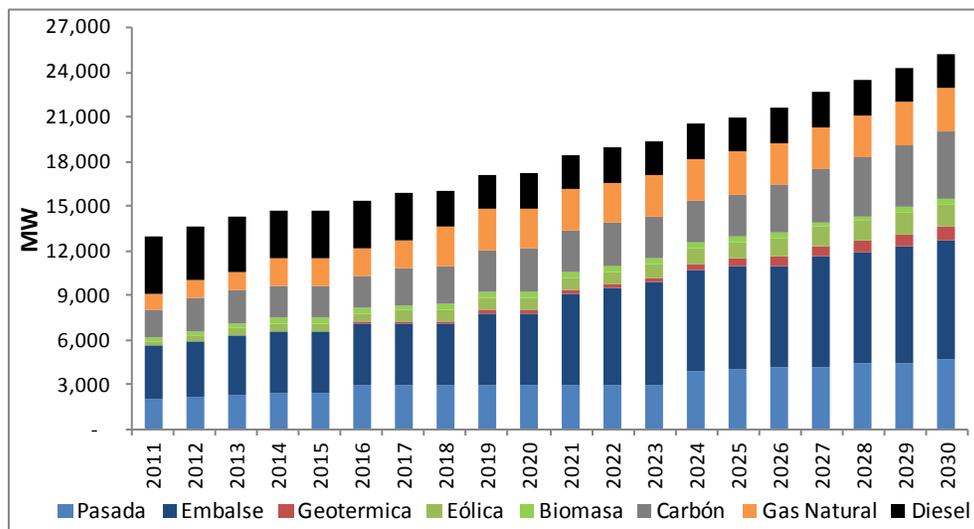


Figura 6-2: Capacidad instalada SIC 2011-2030.

Existen varias tendencias importantes a destacar. La principal consiste en el fuerte desarrollo hidroeléctrico que se prevé tenga el sistema en el largo plazo, impulsado por el desarrollo de los grandes proyectos de la región de Aysén (HidroAysén con 2750 MW entre los años 2019 a 2023 y Energía Austral con 1098 MW desarrollados entre 2027 y 2030). El plan de obras también considera un fuerte desarrollo en base a carbón, con más de 3000 MW desarrollados entre 2011 y 2030, destacando el desarrollo del proyecto Castilla en la zona del norte chico. También se aprecia una reducción importante en la capacidad generadora en base a diesel, debido a que se espera que para el año 2018 la disponibilidad de GNL sea tal que permita operar los CA y CC con su combustible primario. Finalmente es importante destacar el aumento en la capacidad instalada de la energía eólica y geotérmica, las que pasan de representar apenas un 1% de la capacidad instalada en 2011 a un 10% el 2030.

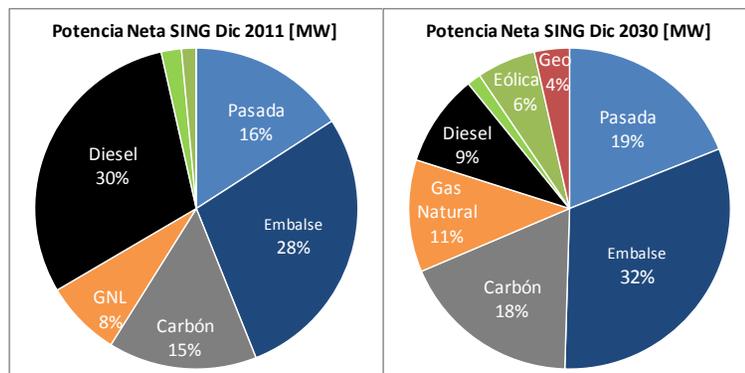


Figura 6-3: Comparación capacidad instalada SIC 2011-2030.

El aumento en la participación de la energía hidroeléctrica, junto con el desarrollo de energías renovables y el reemplazo de generación diesel por GNL, hacen prever que las emisiones unitarias de GEI del sistema debieran disminuir respecto a la situación actual.

6.2. Resultados simulación

A partir de las proyecciones de demanda, precios de combustibles y el plan de obras descrito en la sección anterior se simuló la operación del SIC para el período 2011-2030. El modelo del SIC al 2030 considera la representación de 194 barras, con un sistema de transmisión de aproximadamente 340 líneas y 240 unidades generadoras, tal como se muestra en el anexo J. El tiempo de simulación de la operación del sistema, que considera una primera etapa en que mediante un proceso iterativo se optimiza el valor del agua sobre una representación reducida del SIC y una segunda en que se simula la operación del sistema completo, es de aproximadamente 7 horas. El resultado de la operación esperada del SIC para el período de estudio se muestra en la Figura 6-4.

El costo marginal del sistema presenta una fuerte disminución en el corto plazo, debido a que se proyecta que la operación abierta de los terminales de GNL traiga consigo una fuerte caída en los precios de este combustible, tal como se muestra en el

anexo C²⁰. Incide también el ingreso de más de 900 MW en centrales eficientes a carbón entre 2011 y 2012 y el ingreso de 460 MW hidroeléctricos el 2013. Junto a esto, en Julio de 2013 se espera el ingreso de un nuevo circuito de 500 kV entre Ancoa y Alto Jahuel, que permitirá aumentar la capacidad de transmisión desde las centrales del sur al centro del país.

En el largo plazo el costo marginal presenta un aumento en términos reales, debido al aumento en los precios de los combustibles. El costo marginal está marcado por la operación de las centrales eficientes de GNL y las centrales a carbón.

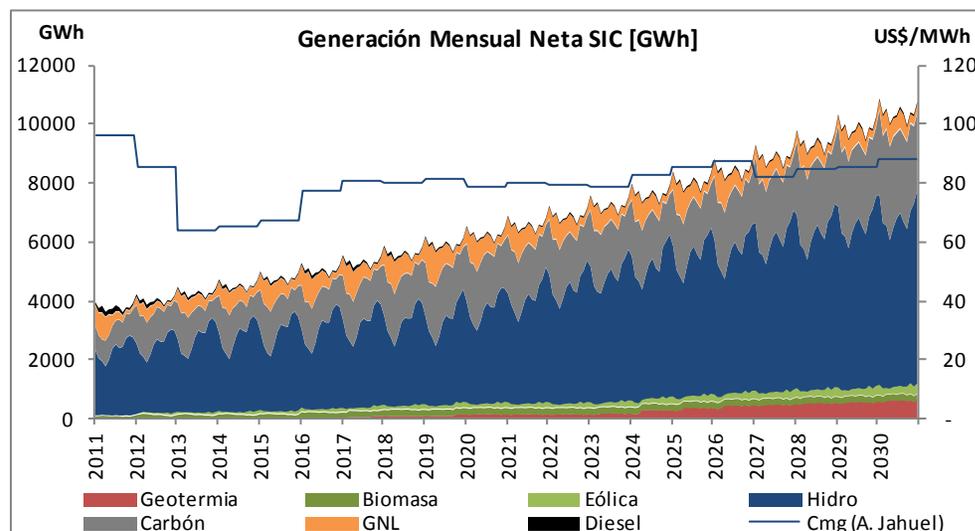


Figura 6-4: Generación esperada y costo marginal SIC 2011-2030.

La generación anual neta del sistema aumenta un 177% en el período, pasando de 45.045 GWh en 2011 a 124.922 GWh el 2030.

La fuente de generación más relevante del sistema es la energía hidroeléctrica, la que se espera se desarrolle fuertemente, con un 57% de la generación total esperada en el período. La participación de esta fuente de generación aumenta de un 50% en 2019 a un 60% en 2023 por el ingreso de las centrales hidroeléctricas de Aysén.

²⁰ En los contratos originales de los terminales de regasificación (que vencen el año 2012) se valoriza el precio del GNL como el precio del diesel menos un 1%, con el objeto de recuperar la inversión realizada en los terminales de regasificación.

La segunda fuente más importante del sistema corresponde al carbón, que representa aproximadamente un 25% de la energía generada en el período. Al 2030 el carbón aumenta su participación en el sistema hasta un 28% del total de la energía generada.

La generación en base a GNL se mantiene como una alternativa para abastecer la punta del sistema, con una participación promedio de 9%, que tiende a disminuir hacia el final del período de estudio (5%).

Finalmente es importante destacar el predominio de la energía geotérmica como la principal energía renovable no convencional del sistema hacia el final del período, con un fuerte desarrollo a partir de 2016, llegando a representar un 6% del total generado el 2030. Esta participación prácticamente duplica el aporte de la energía eólica (3%) pese a que a 2030 existe aproximadamente el doble de capacidad instalada en energía eólica (1492 MW) que en energía geotérmica (889 MW).

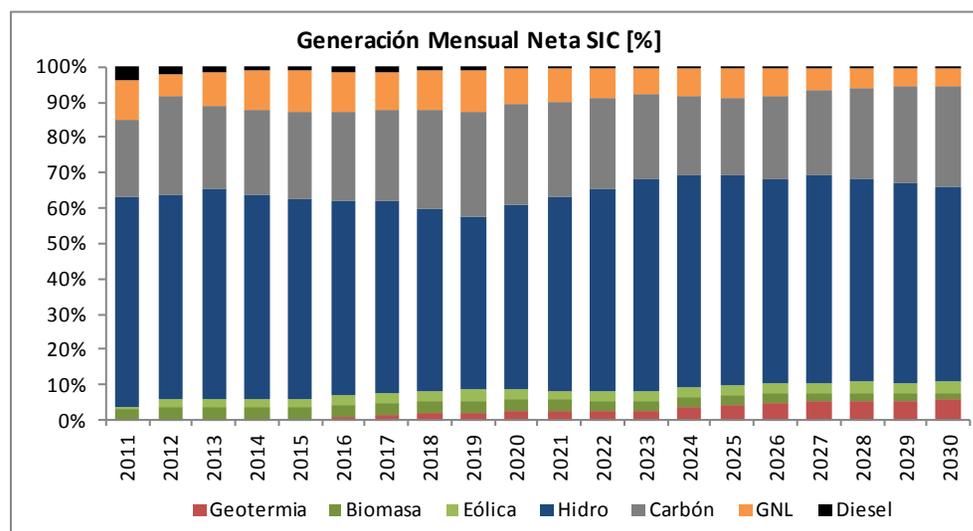


Figura 6-5: Generación esperada SIC 2011-2030 [%].

Las emisiones totales esperadas de GEI presentan un fuerte aumento durante el período de estudio, pasando de 13,4 millones de toneladas de CO₂e en 2011 a 25,3 el 2020 (+89%) y 38,2 el 2030 (+185%), con un crecimiento promedio anual de 5.7%. La

evolución de las emisiones y el coeficiente unitario del sistema se muestran en la Figura 5-6.

La generación a carbón es por lejos la tecnología que mas GEI emite en el SIC, con un 86% del total del período en estudio. Este porcentaje aumenta en el tiempo debido a la cada vez menor generación en base a GNL en el sistema, llegando a un 91% en el año 2030. Las centrales en base a GNL corresponden a la segunda fuente de emisión del sistema, con un 12% del total en el período, el que disminuye hacia el año 2030 a un 7%. Pese al mayor coeficiente de emisión unitario de las centrales diesel respecto al GNL su participación en las emisiones totales es menor debido a su baja participación en la generación total, por lo que sus emisiones sólo significan un 2% del total.

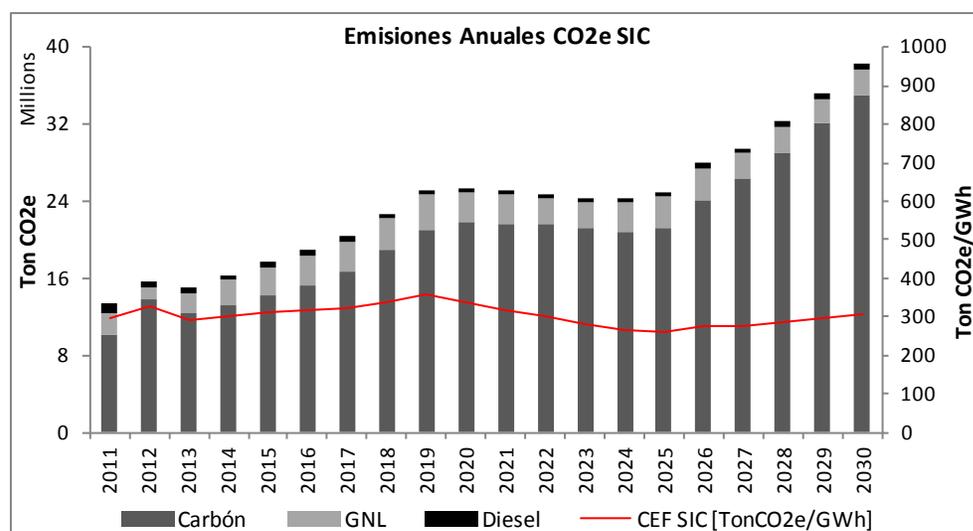


Figura 6-6: Emisiones esperadas GEI SIC 2011-2030.

Las emisiones totales y el coeficiente unitario de emisiones esperado del sistema presentan variaciones relevantes dentro del período de estudio, las que se pueden dividir en tres períodos, cada uno de los cuales refleja los distintos tipos de tecnología de generación dominantes en el sistema.

En una primera etapa 2011-2019 el coeficiente unitario aumenta desde 298 a 356 TonCO₂e/GWh, debido a un crecimiento paulatino en la generación en base a carbón, con emisiones totales que pasan de 13,4 a 25,2 millones de toneladas de CO₂.

En los 5 años siguientes la tendencia se revierte debido al fuerte desarrollo hidroeléctrico dado por el ingreso de las centrales hidroeléctricas del proyecto HidroAysén (2750 MW) y el desarrollo de las centrales Neltume, Maqueo y Choshuenco en la XIV región (972 MW), las que al desplazar a generación en base a carbón frenan totalmente el crecimiento en las emisiones de GEI (25,3 MtonCO₂ en 2020 y 25 MtonCO₂ el 2025), pese a que el consumo sigue creciendo a tasas cercanas al 5% anual. En este período el coeficiente unitario del SIC disminuye fuertemente, pasando de 356 en 2019 a 260 TonCO₂e/GWh el 2025.

En los últimos 5 años del período en estudio las emisiones totales vuelven a aumentar fuertemente, debido a que la mayor parte del crecimiento de la demanda es abastecido con carbón, con un coeficiente unitario que aumenta paulatinamente hasta llegar a 306 TonCO₂e/GWh el 2030.

6.3. Análisis emisiones proyectadas SIC-SING

Finalmente, en la Figura 6-7 se comparan las emisiones futuras y el coeficiente unitario de emisiones esperado para ambos sistemas.

Durante todo el período de estudio las emisiones totales del SIC son comparables a las del SING, pese a la diferencia en tamaño de ambos sistemas. Esto se refleja directamente en el coeficiente de emisión unitario de ambos sistemas, siendo el coeficiente unitario del SIC en promedio 3,1 veces mayor al del SING durante el período, variando entre 2,6 (2019) y 3,5 veces (2025).

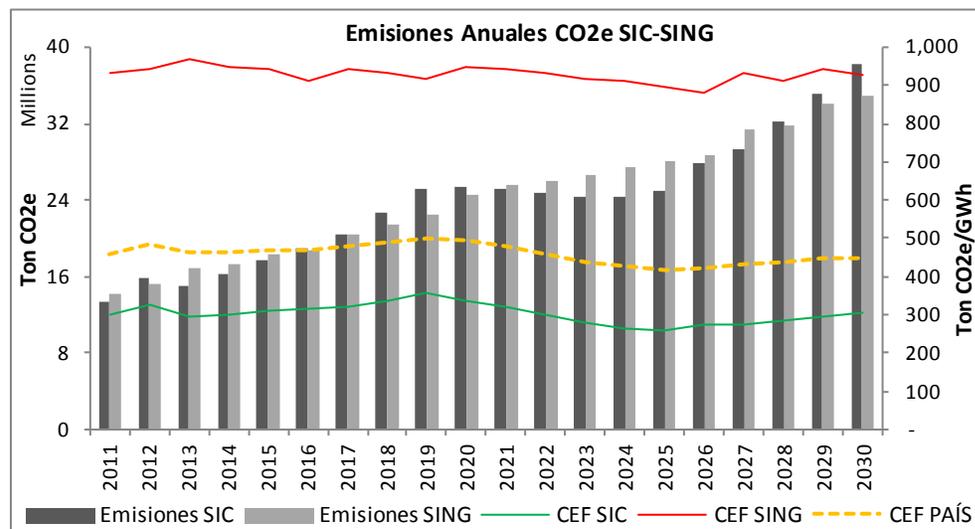


Figura 6-7: Comparación emisiones esperadas SIC-SING 2011-2030.

Es importante destacar la importancia del desarrollo de las energías renovables y en particular de la energía hidroeléctrica para contener el crecimiento de las emisiones de GEI en el país. Las simulaciones muestran como el fuerte desarrollo hidroeléctrico permite neutralizar completamente el crecimiento de las emisiones esperadas durante 5 años en el SIC (2020-2025) y en el caso del SING como el desarrollo renovable, especialmente geotérmico, permite reemplazar generación a carbón conteniendo las emisiones del sistema.

Sin embargo, aun cuando el desarrollo propuesto considera un gran desarrollo hidroeléctrico y cumple con el porcentaje de energía renovable exigido por ley, se prevé un futuro en que un alto porcentaje de la demanda eléctrica del país sea abastecida con generación a carbón (40% al 2030), con aumentos importantes en las emisiones totales de GEI del país. Se estima que las emisiones totales del sector generación a nivel país aumenten en un 80% al 2020 (49,9 M TonCO₂e) y 164% al 2030 (73 M TonCO₂e) respecto a nuestra situación actual (27,7 M TonCO₂e).

Sólo el aumento en las emisiones del sector eléctrico incrementaría la emisión per cápita del país en 1,19 TonCO₂ al año 2020 y en 2,31 TonCO₂ al año 2030 respecto

al año 2011²¹. Como referencia, la IEA estima la emisión per cápita total de Chile en 4,35 TonCO₂ para el año 2008 (IEA, 2010).

²¹ Considerando proyecciones de población realizadas por el INE en “CHILE: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País 1950-2050”.

7. INTERCONEXIÓN SIC-SING

En el siguiente capítulo se describen las principales características del proyecto de interconexión entre el SIC y el SING considerado en la investigación, junto con los resultados y análisis de la operación interconectada de ambos sistemas durante el período de estudio y su impacto sobre las principales variables y los beneficios de cada uno de los agentes.

La interconexión se evaluó en dos etapas. La primera consiste en una evaluación estática tradicional, en que se simula la operación conjunta de ambos sistemas manteniendo los planes de obra definidos en el caso base. La segunda aborda el problema desde una nueva perspectiva al considerar una evaluación dinámica, en que a partir de la simulación estática y mediante un proceso iterativo se modela la reacción de los agentes del mercado (generadores) frente a la interconexión, con el objetivo de representar de manera más fiel el comportamiento futuro del sistema.

7.1. Interconexión simulada

El proyecto de interconexión simulado corresponde a una línea de transmisión que une la zona de Mejillones en la II región con la zona de Copiapó en la III región, con una extensión aproximada de 600 km. En la Figura 7-1 se ha representado el proyecto de interconexión, junto a una representación esquemática del extremo norte del SIC y del extremo sur del SING.

Pese a que la distancia entre el extremo norte del SIC (Paposo) y el extremo sur del SING (Coloso) es de sólo 70 km, bastante menor a la longitud del proyecto de interconexión en cuestión, debe considerarse que la capacidad de transmisión hacia los extremos de ambos sistemas se reduce fuertemente (163 MW hacia Coloso y 285 MW hacia Paposo), sin permitir transferencias relevantes de energía entre ambos sistemas. Debido a esto es necesario interconectar dos puntos más fuertes, como son la zona de Mejillones en el SING y la barra Cardones en el SIC.

La línea de transmisión simulada une la subestación Chacaya en el SING y la subestación Cardones en el SIC, mediante un doble circuito en 500 kV. Se simuló una línea con capacidad para transportar 1500 MW con criterio N-1, considerando las mismas características que la expansión del sistema de transmisión troncal en 500 kV hacia el norte del SIC, para así contar con un corredor de características equivalentes entre Santiago y Mejillones y aprovechar todo el potencial de transferencias de energía entre ambos sistemas.

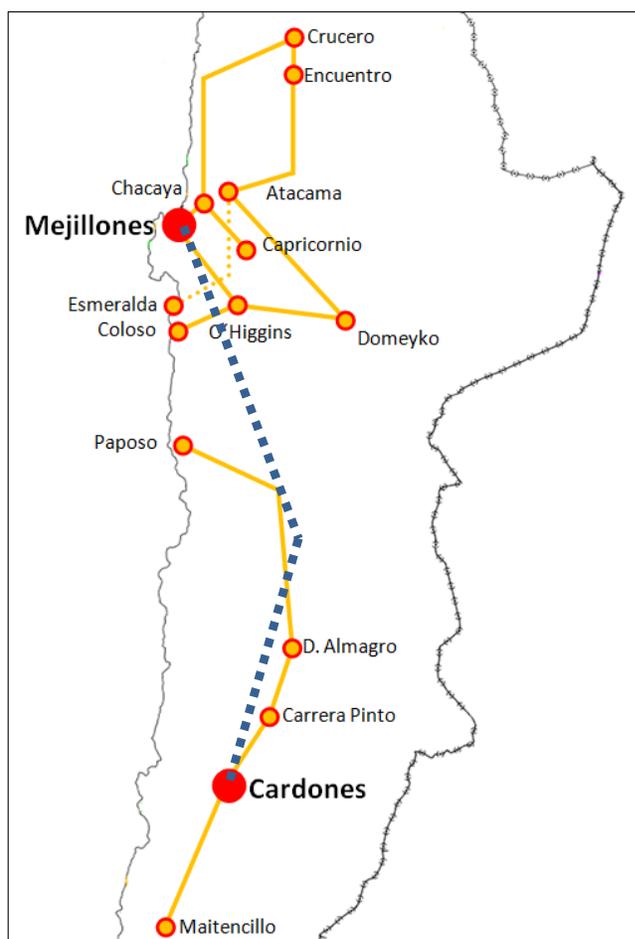


Figura 7-1: Diagrama interconexión SIC-SING.

Si bien actualmente la capacidad de transmisión hacia el norte del SIC es reducida (anexo J), se encuentra en licitación la expansión en 500 kV entre las S/E

Polpaico (norte de Santiago) y la S/E Cardones, con una capacidad de 1500 MW, que se espera entre en operación en Julio de 2016. Esta ampliación considera la construcción de 750 km de línea con una inversión de 490 MMUS\$ (CNE, 2010d). El desarrollo de esta expansión puede entenderse como un primer paso para lograr la interconexión entre SIC y SING, siendo su construcción necesaria para poder llevar a cabo el proyecto de interconexión.

La entrada en operación de la línea de interconexión se simula a partir de Enero de 2018. Esta fecha considera los plazos que se manejan a nivel gubernamental para decidir impulsar el proyecto, las últimas declaraciones emitidas por el ministro de Energía confirman que la decisión en materia de interconexión será tomada a mediados de 2012 (Electricidad Interamericana, 2011), y los tiempos de construcción de las expansiones en 500 kV del Sistema de Transmisión Troncal definidas por la CNE en Enero de 2011 (CNE, 2010d), que consideran como fecha estimada de puesta en servicio el mes de Julio de 2016. Por lo tanto, si se consideran los mismos plazos de desarrollo y construcción que la actual expansión del sistema troncal en 500 kV y que la decisión de construcción se toma a mediados de 2012, correspondería que la línea de interconexión comenzara a operar en Enero de 2018.

Es importante destacar que para desarrollar la interconexión existen básicamente dos opciones. La primera es que el regulador decida declarar la interconexión como parte del sistema de transmisión troncal, adjudicando su construcción mediante una licitación, en cuyo caso esta sería financiada por todos los usuarios del sistema en proporción al uso que estos hagan de la línea. En esta línea actualmente hay en curso un estudio llevado a cabo por el gobierno que evalúa la construcción de una línea de entre 1000 y 1500 MW (Electricidad Interamericana, 2011). La segunda alternativa es que la interconexión sea parte de una iniciativa llevada a cabo por privados, en que sean estos quienes asuman totalmente el costo del proyecto. En este caso cada uno de los inversionistas privados adquiere derechos de uso sobre la línea en función de su participación en la inversión total, aprovechando el diferencial de precio existente entre ambos sistemas. Actualmente hay un proyecto ingresado al SEIA por la empresa Suez bajo el nombre de “Sistema de Transmisión de 500 kV Mejillones – Cardones”, que

tiene como fin transmitir la energía producida por el proyecto Infraestructura Energética Mejillones a la zona de Copiapó. Este proyecto considera una línea en doble circuito de 500 kV y una capacidad de 1000 MVA con criterio N-1, con un costo de inversión de 516 MMUS\$.

7.2. Flujos esperados

Los niveles de transmisión esperados, según probabilidad de excedencia²², por la línea de 500 kV que interconecta ambos sistemas se muestran en la Figura 7-2. Al graficar según probabilidad de excedencia se obtienen flujos representativos que abarcan todas las condiciones de operación y que permiten observar de manera rápida la dispersión que presentan los flujos por la línea de interconexión, así como observar si existen saturaciones y de que profundidad y duración son.

Las probabilidades de excedencia mensuales consideradas corresponden a 0%, 20%, 80% y 100%. Cada una de ellas se determina a partir del total de escenarios considerados para cada mes, definidos por las 52 hidrologías y dos bloques de demanda simulados. De esta manera, cada curva representa una trayectoria de flujos mensuales con una probabilidad de excedencia común (que puede ocurrir en diversas condiciones hidrológicas), sin que necesariamente correspondan a una trayectoria de flujos a lo largo del tiempo para una misma secuencia de simulación.

Un valor positivo indica que la dirección de los flujos coincide con el sentido indicado en el nombre de la línea. En el caso de la línea de interconexión un valor positivo indica que el flujo tiene dirección sur a norte (de Cardones a Chacaya), esto es, que las transferencias van desde el SIC hacia el SING.

Es posible observar el predominio de los flujos que van desde el SIC hacia el SING durante todo el período de estudio. En los primeros años luego de la interconexión el porcentaje de escenarios simulados con flujos con dirección sur a norte es de

²² Que una condición de operación asociada a un flujo X tenga una probabilidad de excedencia y% significa que dicho flujo puede ser sobrepasado con una probabilidad de y%, es decir $P(x > X) = y\%$, donde x corresponde a una variable que representa el universo considerado, es decir, la totalidad de las condiciones de operación de cada mes (CNE, 2010d).

aproximadamente un 55%, porcentaje que se incrementa paulatinamente, llegando a superar el 80% de los casos simulados al final del período.

Las exigencia máxima sobre el sistema alcanza aproximadamente 1000 MW en sentido norte-sur durante todo el período de estudio, flujo dado por el respaldo que entrega el SING al SIC en los escenarios de sequía. En sentido sur-norte los flujos máximos se mantienen alrededor de 500 MW en el período 2018-2025, para luego aumentar paulatinamente hasta superar los 1000 MW, debido al desarrollo de centrales a carbón en la zona de Maitencillo.

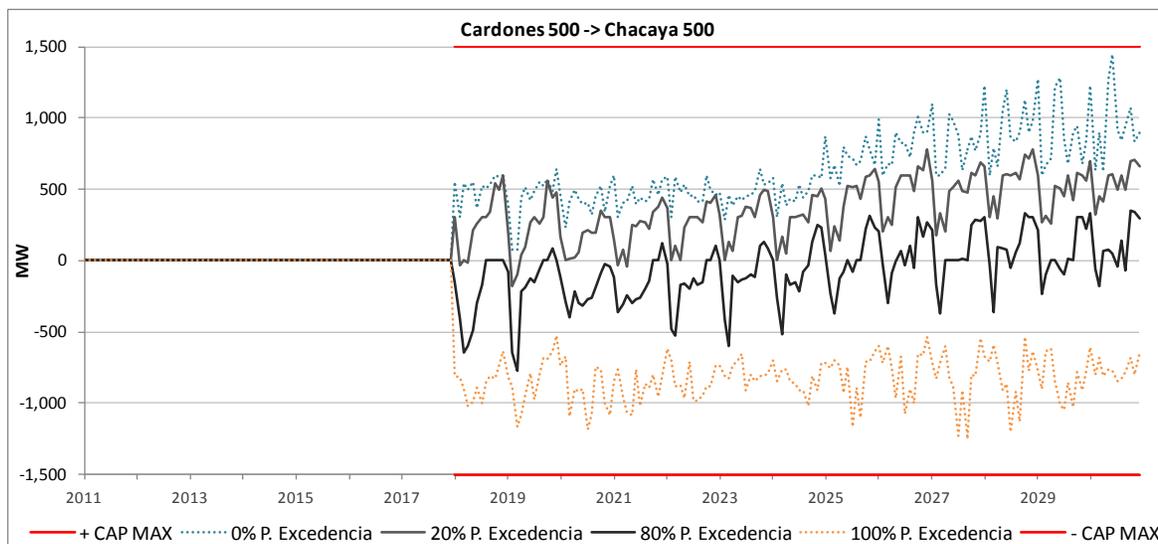


Figura 7-2: Flujos línea interconexión 2011-2030.

Es importante notar el comportamiento en el sentido de los flujos a lo largo del año. En la Figura 7-3 se muestra la proporción promedio sobre los escenarios simulados de los flujos en cada sentido de la línea de interconexión para los meses del año en el período 2018-2025. Se aprecia un predominio de las transferencias desde el SIC al SING entre los meses de Junio y Enero, coincidiendo con la mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica en el SIC. En los meses en que las transferencias desde el SING al SIC son máximas se conjuga una menor disponibilidad de generación hidroeléctrica con una alta demanda en el SIC.

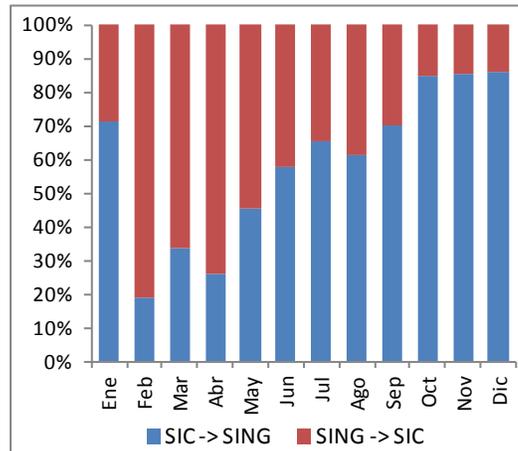


Figura 7-3: Sentido de flujos en el año.

Otra característica que influye fuertemente sobre los flujos observados es la condición hidrológica del SIC. En la Figura 7-4 se han graficado los flujos resultantes por la interconexión en un escenario de hidrología seca y húmeda en el sistema. Es claro como ante condiciones de hidrología favorables el SIC exporta energía al SING debido a la disponibilidad de mayor generación hidroeléctrica, mientras que ante condiciones de sequía es el SING el que respalda al SIC.

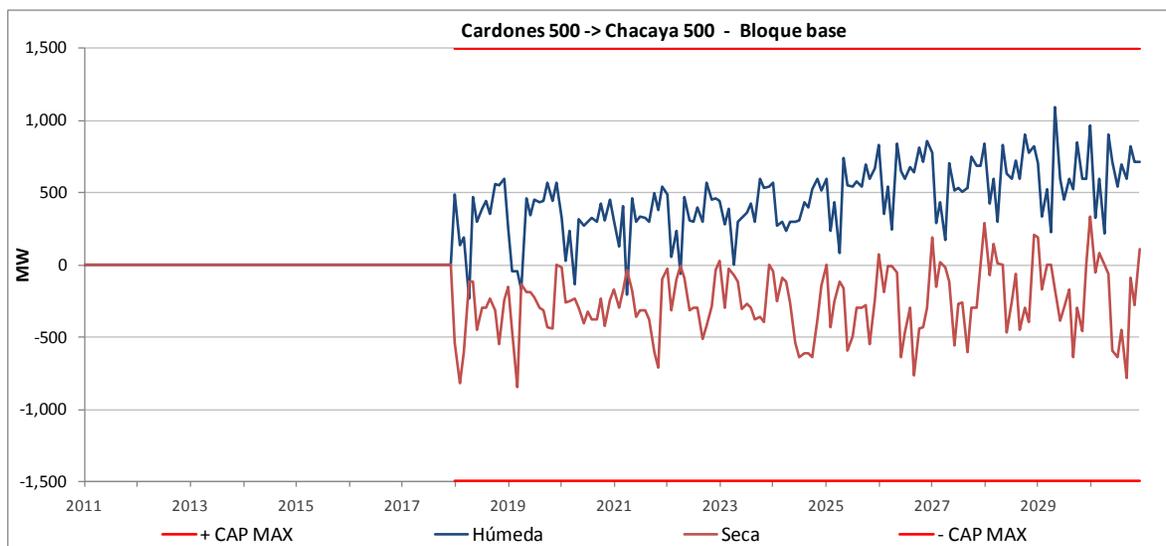


Figura 7-4: Flujos línea interconexión 2011-2030 según hidrología.

7.3. Simulación estática

A continuación se presentan los resultados de la simulación estática, en que se simula la operación conjunta de ambos sistemas considerando que los agentes no reaccionan ante la interconexión, manteniendo inalterados los planes de obra definidos en el caso base.

7.3.1. Costos marginales

En la Figura 7-5 se muestra la variación en los costos marginales de ambos sistemas ante la interconexión. Se grafican los costos marginales de las barras en los extremos de la línea de interconexión, sin embargo, es importante notar que las variaciones observadas en estas son muy similares al de las otras barras en ambos sistemas, por lo que sus costos marginales reflejan las variaciones producidas por la interconexión en todo el sistema. Para mayor detalle, en el anexo D se muestra la evolución de los costos marginales en distintas barras del SIC y el SING, representativas del norte, centro y sur de ambos sistemas, a nivel anual y mensual.

Producto de la interconexión puede verse una fuerte disminución en los costos marginales de ambos sistemas. En el caso del SIC, existe una disminución promedio anual en los costos marginales de 8,9% en la barra Cardones el año 2018 y 2019 respectivamente. Esta disminución se atenúa en el tiempo con una variación cercana a un 3% al final del período y que varían entre 7,4 US\$/MWh en los primeros años luego de la interconexión hasta acercarse a 2 US\$/MWh en promedio en los últimos años del período de estudio. En el caso del SING (barra Chacaya) la disminución en los costos marginales el año 2018 no es significativa (menor a un 2%), pero crece en importancia desde el año 2023 en adelante acercándose hacia el final del período a un 7%.

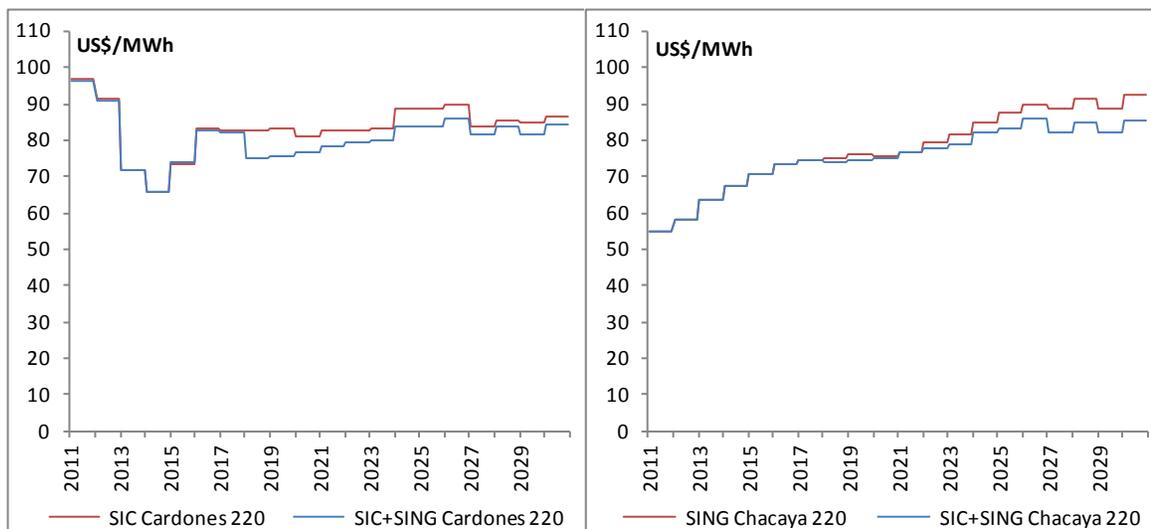


Figura 7-5: Variación costos marginales SIC y SING ante interconexión.

Un beneficio importante que obtiene el SIC producto de la interconexión es la notable disminución en la dispersión de los costos marginales, lo que disminuye fuertemente la incertidumbre, debido a que la capacidad térmica disponible en el SING opera como un “seguro” ante condiciones hidrológicas desfavorables en el SIC limitando el aumento de los costos marginales. En la Figura 7-6 se muestra la dispersión de los costos marginales del SIC, por probabilidad de excedencia, en un período de 6 años alrededor de la fecha de interconexión junto a la desviación estándar de los costos marginales para el mismo período. Los gráficos de la izquierda muestran los costos marginales para el caso base (sin interconectar) y a la derecha se muestra el caso interconectado.

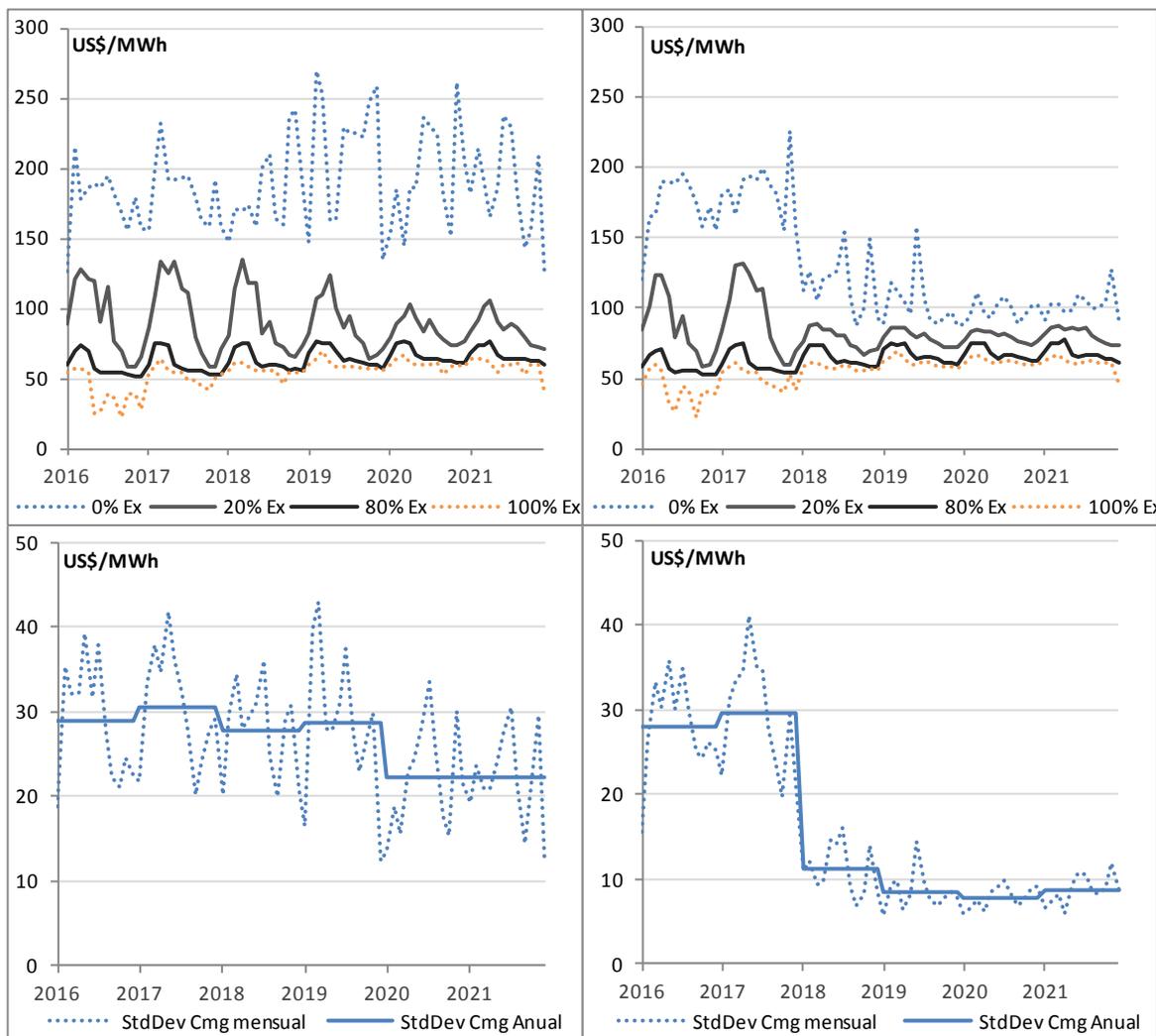


Figura 7-6: Variabilidad costos marginales SIC ante interconexión (A. Jahuel 220).

En los gráficos anteriores se puede notar una fuerte disminución en la dispersión de los costos marginales debido a la interconexión, lo que se ve reflejado en que la desviación estándar anual de estos disminuye en un 62% el 2018 respecto a 2017.

En el caso base (gráficos de la izquierda) también es notoria la disminución en la variabilidad de los costos marginales el año 2020, con una disminución en la desviación estándar de un 22% luego del ingreso de la primera central del proyecto HydroAysén (Baker 1, 660 MW), debido a que, como se observa en la Figura 4-3, las centrales de

Aysén tienen una hidrología con características independientes y que no correlaciona con las hidrologías de la zona centro-sur del país.

Otro efecto importante de la interconexión sobre los costos marginales es que, dado su tamaño, el SIC transfiere sus principales características a los costos marginales del SING. Entre ellas destaca la variabilidad mensual en el año de los costos marginales, producto de las variaciones en la demanda que este presenta a lo largo del año y la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica en los primeros meses del año. Además, el SIC transfiere la variabilidad asociada a la hidrología a los costos marginales del SING, introduciendo un nuevo elemento de incertidumbre al sistema del norte grande. Como ejemplo, en la figura siguiente se muestra la dispersión de los costos marginales del SING para el año 2018 antes y después de la interconexión. Es importante notar que la dispersión observada en el SING es significativamente menor al SIC.

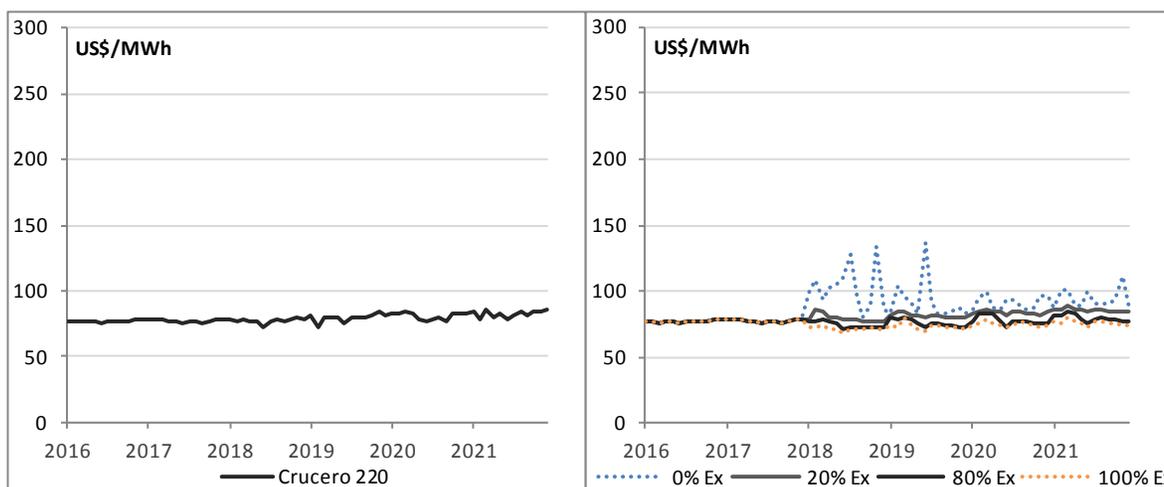


Figura 7-7: Variabilidad costos marginales SING ante interconexión (Crucero 220).

7.3.2. Generación

La generación total del sistema no presenta variaciones relevantes, con un aumento no significativo en la generación esperada de un 0,16% en el período. Sin embargo, entre sistemas si existen variaciones: se espera que el SIC aumente su

generación en un 1,7% y a la vez el SING la disminuya en 4,7% en el período 2018-2030. Lo anterior es fiel reflejo de los flujos estimados que se analizaron en la sección 7.2, los que predominantemente tenían una dirección sur a norte.

Tabla 7-1: Variación en generación según tipo combustible (2018-2030) – Interconexión

	SIC	SING GWh	TOTAL	SIC	SING %	TOTAL
Diesel	-1,590	78	-1,512	-21%	0%	-20%
GNL	5,603	-9,025	-3,422	6%	-30%	-3%
Carbón	15,922	-9,400	6,523	5%	-3%	1%

En la Tabla 7-1 se muestra la diferencia en la generación por tipo de combustible fósil por tipo de combustible en el período 2018-2030 respecto a la generación del caso base sin interconectar. La principal variación está dada por la fuerte disminución en generación en base a diesel, particularmente en el SIC (-21% en la generación total del período 2018-2030), con una fuerte disminución de 32% en el primer año de interconexión, lo que explica la fuerte disminución en los costos marginales del sistema.

La mayor generación a carbón y GNL proveniente del SIC reemplaza la generación de centrales ineficientes de alto costo variable en el SING, incluso reemplazando a generación en base al mismo tipo de combustible. Esto se debe a que, en general, las plantas generadoras en el SIC son más grandes y eficientes, por lo que a igualdad de precio en el combustible poseen menor costo variable y prioridad en el despacho.

7.3.3. Emisiones

Como se pudo ver en la sección anterior, no existen grandes variaciones en la participación de las distintas tecnologías de generación, en particular del carbón, que es la tecnología con el mayor factor de emisiones unitarias, por lo que las variaciones en las emisiones totales se estiman acotadas. Esto se ve reflejado en la Figura 7-8, en la que se muestra la variación en las emisiones totales de GEI del país en el caso interconectado respecto a la suma de las emisiones de ambos sistemas operando por separado. En el período 2018-2030 las emisiones totales a nivel país presentan un leve aumento de

0,20%, mientras que las variaciones anuales fluctúan entre -0,18% y 0.79%. El coeficiente unitario de emisiones prácticamente no presenta variación alguna, con una variación promedio en el período de 0,06%.

Es posible observar que no hay una disminución significativa en las emisiones de GEI totales del sector eléctrico a nivel país producto de la interconexión. Esto se debe a que el criterio de despacho considera como único criterio los costos de operación de las unidades, y los flujos que provienen desde SIC hacia el SING básicamente reemplazan generación en base a GNL y carbón con generación en base a las mismas tecnologías pero producida con plantas más eficientes en el SIC.

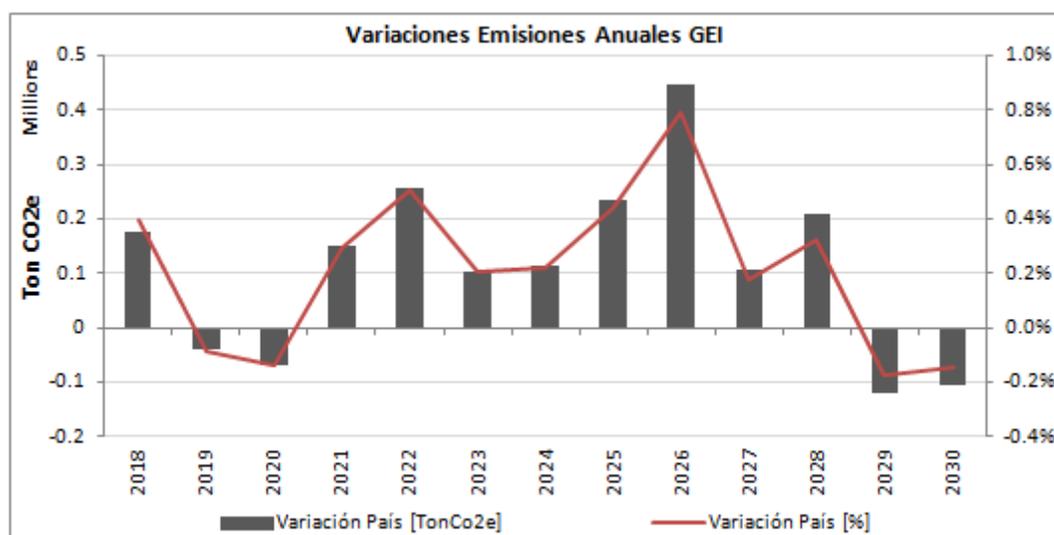


Figura 7-8: Variación emisiones GEI - Caso interconectado respecto a caso base (sin interconectar).

Pese a que las variaciones en las emisiones totales son poco significativas, si existen transferencias relevantes entre sistemas, debido a un aumento en la generación del SIC y una disminución en el SING. En el período 2018-2030 las emisiones esperadas del SIC aumentan un 4,7%, mientras que las emisiones del SING disminuyen en un 4,3%. El coeficiente unitario de emisión aumenta en promedio un 2,9% en el SIC, con un promedio de 305 TonCO₂/GWh, y un 0,3% en el SING, con un promedio de 926 TonCO₂/GWh. El promedio país es de 450 TonCO₂/GWh para el mismo período. Las variaciones en las emisiones por sistema se resumen en la Figura 7-9.

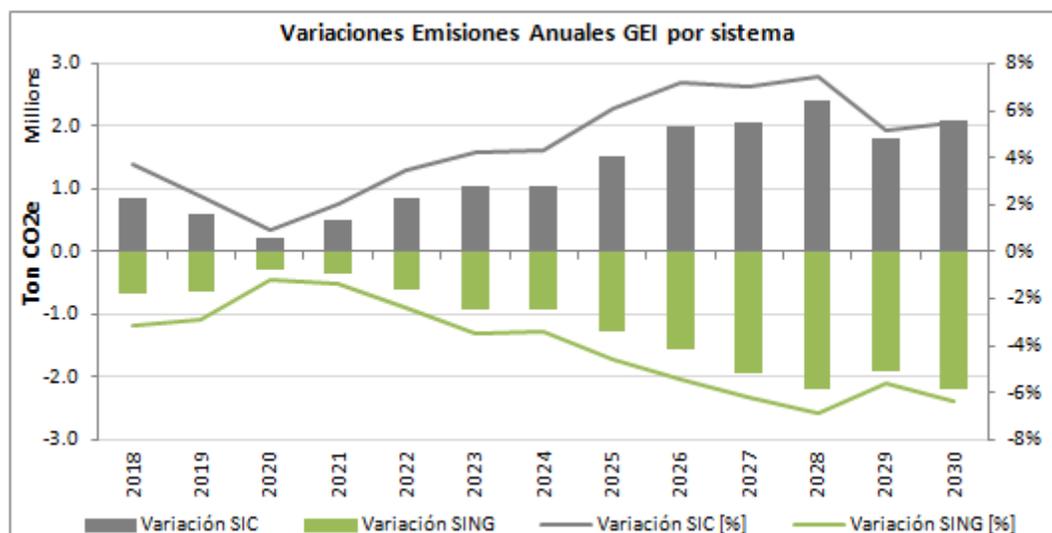


Figura 7-9: Variación anual emisiones GEI por sistema.

El efecto que la interconexión tenga sobre la huella de carbono de los productos de ambos sistemas dependerá de si se sigue considerando a ambos sistemas por separado o se considera un factor de emisión único a nivel país en la cuantificación de la huella de carbono. Las directrices del *GHG Protocol* (WRI, 2007) definen los límites del sistema eléctrico a considerar para el cálculo de la huella de carbono caso a caso, a partir de factores técnicos, económicos y regulatorios. Como regla general, se plantea que la manera más simple de definir los límites del sistema eléctrico es considerar aquel conjunto de elementos del sistema (plantas generadoras y líneas de transmisión) coordinados y operados económicamente por un mismo organismo (CDEC). En el caso particular de una interconexión entre sistemas se recomienda considerar ambos sistemas en conjunto cuando existen interconexiones significativas, esto es, cuando la transmisión entre sistemas no tiene restricciones de transmisión y podría incrementarse en el futuro. En (OECD, 2002) y (Kartha, Lazarus, & Bosi, 2004) se reconoce que en caso de existir una interconexión no existe una regla general y se debe definir el sistema caso a caso a partir de criterios como la existencia de un operador y un mercado único, y la capacidad y la saturación de la línea de interconexión.

En el caso de que para el cálculo de la huella de carbono se continúe considerando a los sistemas de manera independiente, se espera que los productos del SIC aumenten levemente su huella de carbono debido al incremento esperado en el coeficiente unitario de emisiones, mientras que el SING no presentaría variaciones relevantes.

En el caso de considerar los sistemas de manera conjunta existirá un fuerte beneficio para los productores del SING, los que verían disminuido instantáneamente su huella de carbono relativa al consumo de electricidad en la misma proporción que su coeficiente de emisiones respecto al coeficiente de emisiones del país, con una disminución promedio en el período 2018-2030 de aproximadamente un 51%. En el caso del SIC los productores verían la proporción de su huella de carbono relativa a emisiones eléctricas incrementada en un 48%.

7.3.4. Beneficios

En la siguiente sección se estiman los beneficios económicos asociados a la interconexión desde el punto de vista de la oferta y demanda de ambos sistemas, con el fin de identificar a los beneficiados/perjudicados por la interconexión, y también el beneficio desde el punto de vista social. El análisis de beneficios se basa en la metodología planteada en (Sauma et al., 2011).

El análisis económico de la oferta se realizó considerando a dicho segmento como un solo agente (por sistema), estimando su beneficio a partir del margen operacional de generación, esto es, la diferencia entre la valorización a costo marginal mensual de las inyecciones (valorizadas en las barras de inyección) y los costos de operación de las centrales del sistema. Es importante recalcar que este análisis no modela contratos sino que sólo ventas a costo marginal en el mercado spot, lo que no permite realizar el balance comercial respectivo por empresa. En el caso de la demanda se consideró a todos los consumidores como un solo agente, estimando su beneficio a partir de la valorización de los retiros de energía en cada barra del sistema a costo marginal mensual. Finalmente, los beneficios económicos sociales se analizaron considerando los costos de operación e inversión del sistema en el período de estudio.

Los resultados del análisis de beneficios se resumen en la Tabla 7-2, en donde se muestra el valor presente a 2018 (fecha de puesta en marcha de la interconexión) de las diferencias de las valorizaciones explicadas anteriormente entre el caso interconectado y la proyección base para el período 2018-2030. Se ha destacado en rojo aquellos agentes que presentan un perjuicio respecto al caso base y en verde a aquellos que obtienen beneficio.

Es posible apreciar como los consumidores son beneficiados por la interconexión, con una disminución en el valor de las compras de energía de un 5,2% respecto al caso base, principalmente debido a que la utilización conjunta y optimizada de las centrales disponibles en ambos sistemas disminuye los costos marginales. Sin embargo, no es claro que este beneficio se transfiera directamente a los consumidores regulados, pues el precio que estos pagan a las distribuidoras por la energía ya ha sido fijado mediante licitaciones aproximadamente hasta el año 2025.

Tabla 7-2: Análisis de beneficios económicos de la interconexión (VP a 2018).

	Variación [MMUS\$]			Variación [%]		
	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total
Oferta	-3,311	-325	-3,635	-8.5%	-5.3%	-8.0%
Demanda	-3,481	-400	-3,881	-6.2%	-2.1%	-5.2%
Social	343	-705	-362	2.2%	-5.6%	-1.3%

Desde el punto de vista social también se obtienen beneficios a partir de una disminución en los costos de operación totales de ambos sistemas, debido a que al interconexión permite abastecer al SING con energía más barata y eficiente en condiciones normales, mientras que es posible acceder a generación eficiente del SING en caso de sequía, lo que disminuye los costos totales del sistema. En este caso el beneficio está asociado exclusivamente a un ahorro en los costos de operación debido a que los planes de obra se mantienen inalterados respecto al caso base.

Los resultados muestran que el gran perjudicado por la interconexión sería el sector generación, el que ve disminuido su margen operacional fuertemente en ambos

sistemas respecto al caso base. La disminución se explica principalmente por los menores costos marginales y también por la menor variabilidad de estos (ver sección 7.3.1), lo que impide que los generadores aumenten su margen ante situaciones extremas (sequía) en que los costos marginales suben fuertemente. La reducción en el margen operacional impacta las rentabilidades de los proyectos existentes y futuros, lo que sugiere que el sector generación debe ajustar sus inversiones al nuevo escenario.

La fuerte disminución en el margen operacional del sector generación y el beneficio notable que obtienen los consumidores de ambos sistemas debido a la disminución de los costos marginales debe considerarse sólo como una referencia de los beneficios potenciales de la interconexión. Esto pues ante cambios tan importantes en las condiciones del mercado no es razonable, en un mercado competitivo como el chileno, que los generadores del sistema mantengan su plan de inversiones inalterado, pues con el fin de maximizar su beneficio es esperable que estos reaccionen ante las nuevas condiciones modificando su plan de inversiones.

7.4. Simulación dinámica

En esta sección se presentan los resultados de la simulación dinámica, en que, debido a la fuerte disminución del margen operacional del sector generación verificada en la sección anterior, se simula la operación conjunta de ambos sistemas considerando que los generadores ajustan sus planes de obra a las nuevas condiciones del mercado. La reacción de la oferta se modela mediante un ajuste en el plan de inversiones en generación, en el que los generadores del sistema modifican la fecha de entrada o eliminan proyectos buscando mantener una rentabilidad adecuada para estos.

La lógica se basa en que, dada la existencia de libre competencia en el sector generación del mercado eléctrico chileno, es esperable que las empresas generadoras reaccionen al enfrentar un cambio relevante en las condiciones del mercado, especialmente si este conlleva una fuerte disminución en los costos marginales y en la rentabilidad de los futuros proyectos de generación.

Debido a que un inversionista exige cierta rentabilidad al invertir, un escenario como el simulado en el caso base no representa adecuadamente los fundamentos que

llevan a un inversionista a desarrollar nuevos proyectos, pues no es razonable que este realice nuevos desarrollos si los ingresos obtenidos no le permiten rentabilizar su inversión. Debido a que ambos casos base (SIC y SING) consideran un desarrollo adaptado, en que no existen sub ni sobre rentas para los inversionistas, la fuerte reducción en el margen de generación apreciada en la simulación interconectada base indica que los generadores se encontrarían operando con una rentabilidad menor a la exigida.

Enfrentados a esta situación, la postergación o eliminación de centrales por parte de los inversionistas debiese ser la norma, pues esto reduce la disponibilidad de nueva generación eficiente, con el consecuente aumento en los costos marginales del sistema. En un mercado competitivo, los inversionistas postergarán sus inversiones el tiempo que sea necesario respecto al caso base, hasta que los costos marginales aumenten a un nivel tal que permita rentabilizar las inversiones en generación.

Al igual que en el caso base, el costo marginal en el largo plazo del sistema interconectado ajustado debiese tender al costo medio de la tecnología de expansión del sistema, por lo que un buen indicador de que el ajuste ha sido exitoso es que los costos marginales esperados de largo plazo se acerquen a aquellos del caso base.

7.4.1. Ajuste plan de obras

El ajuste del plan de obras se realizó mediante un proceso iterativo en el que para cada iteración existe la posibilidad de modificar la fecha de entrada o eliminar centrales a carbón del plan de obras original con el objetivo de acercar el margen operacional obtenido en la nueva simulación por las centrales consideradas en el plan de obras al que estas obtenían en el caso base.

En este caso no resulta práctico aplicar la misma metodología utilizada en la extensión de los casos base de cada sistema, consistente en tomar como base un sistema sin expansión de generación a carbón (tecnología de expansión) para luego definir el ingreso de cada una de las nuevas centrales mediante la comparación del ahorro producido por el ingreso de la nueva central con su anualidad de inversión, pues la

cantidad de iteraciones necesarias para evaluar todas las combinaciones posibles aumenta notablemente.

En la expansión de los casos base sólo fue necesario expandir el sistema para los últimos 5 años del período de estudio (debido a que se contaba con un plan de obras base diseñado por la CNE que abarcaba hasta el año 2025), considerando para cada uno de ellos 2 ubicaciones posibles para el ingreso de nuevas centrales al sistema. En el caso de utilizar la misma metodología para realizar el ajuste del sistema interconectado habría que considerar 12 años (2018-2030) y 4 ubicaciones posibles por año (2 en cada sistema) en la determinación del plan de obras de la tecnología de expansión, siendo necesario alrededor de 48 iteraciones para llegar al resultado óptimo.

Dada la cantidad de iteraciones a considerar, se optó por una alternativa que toma como base los planes de obra existentes, e iterativamente modifica la fecha de ingreso de las centrales consideradas en estos, hasta que cada una de ellas alcanza un margen de operación similar al caso base. Como se comentó en los capítulos 5 y 6, ambos casos base consideran el desarrollo de un sistema adaptado mediante la resolución del problema del planificador social benevolente (equivalente a la que se obtendría mediante un mercado perfecto), por lo que al exigir un margen similar al obtenido en el caso base para cada uno de los proyectos del plan de obras se asegura un retorno adecuado a los inversionistas. El detalle de las iteraciones y el método utilizado para el ajuste se encuentra en el anexo F.

Si bien el uso de esta metodología no asegura encontrar “el” plan óptimo de la interconexión, pues para eso habría que haber realizado el mismo proceso que en la expansión del caso base, la condición que exige que las rentabilidades de los proyectos sean similares al caso base permite encontrar un plan ajustado que se acerca al óptimo de un sistema completamente adaptado (no existiendo sub o sobre inversión significativa), y permite cumplir con el objetivo planteado en cuanto a mostrar el efecto de la reacción de los agentes ante la interconexión.

Las modificaciones realizadas sobre los planes de obra originales se resumen en la Figura 7-10. En línea punteada se ha identificado la fecha de entrada original de las

centrales del plan de obras, mientras que las barras achuradas muestran la nueva fecha de ingreso.

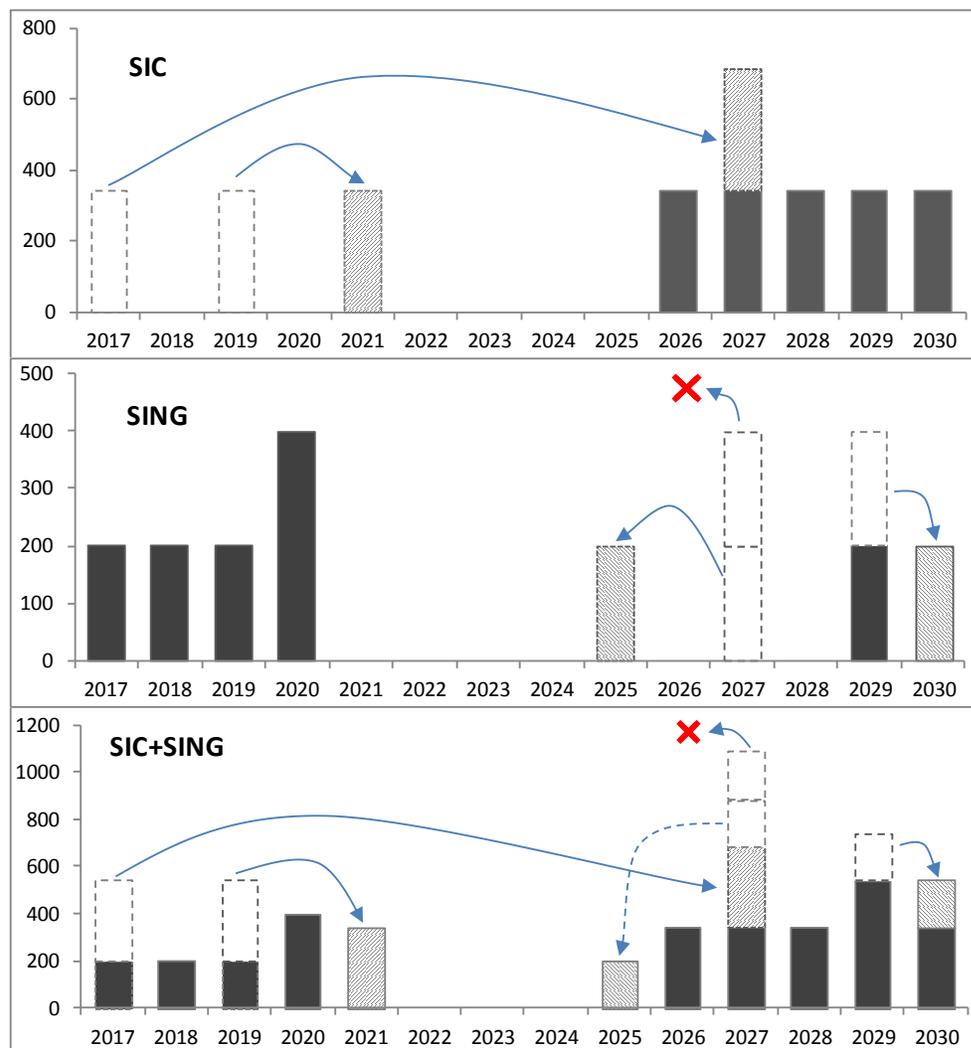


Figura 7-10: Modificación plan de obra caso interconectado ajustado.

Es posible apreciar como la tendencia es la postergación de centrales, especialmente aquellas que se encuentran cercanas a la fecha de interconexión. En este sentido el principal afectado por la interconexión es la “empresa futura”, pues la interconexión puede considerarse como una fuente de abastecimiento económico que permite abastecer de manera eficiente la demanda del sistema, desplazando el desarrollo de nueva capacidad de generación.

7.4.2. Costos marginales

El ajuste en los planes de obra base, que tuvo como principal efecto la postergación en la fecha de entrada de nuevas centrales, tiene como efecto directo un aumento en los costos marginales de ambos sistemas respecto al caso interconectado base, tal como se puede apreciar en la Figura 7-11. Es posible apreciar como los costos marginales de la simulación ajustada son muy similares a los obtenidos en el caso base sin interconectar, con variaciones promedio inferiores al 2% para el período de estudio, efecto que es extensivo a las barras de ambos sistemas. Como se comentó al final de la sección 7.4 esto indica que el proceso de ajuste fue exitoso.

La evolución de los costos marginales en distintas barras del SIC y el SING, representativas del norte, centro y sur de ambos sistemas, a nivel anual y mensual durante todo el período de estudio, se detalla en el anexo E.

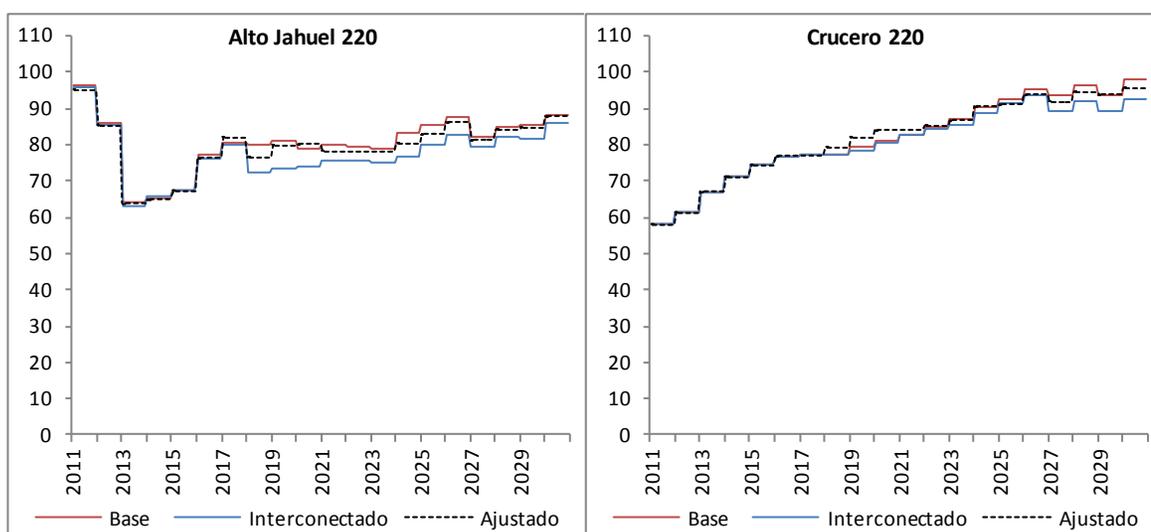


Figura 7-11: Efecto el ajuste del plan de obras en los costos marginales.

Pese al ajuste del plan de obras y su efecto sobre los costos marginales, las características descritas para el caso interconectado base siguen siendo válidas para el caso interconectado ajustado. Entre ellas destacan tanto la transferencia de las características de los costos marginales del SIC al SING, como la variabilidad mensual dentro del año producto de las variaciones en la demanda y la menor disponibilidad

esperada de generación hidroeléctrica en los primeros meses del año, junto a la variabilidad asociada a la hidrología, que introduce un nuevo elemento de incertidumbre al SING.

En el SIC sigue existiendo un beneficio asociado a la reducción notable en la dispersión de los costos marginales, que si bien es un poco menor al caso base, sigue siendo significativa. Puede observarse cómo la interconexión funciona como respaldo y amortiguador de precios frente a variaciones hidrológicas, al permitir disponer de generación eficiente del SING para respaldar al SIC en caso de sequía, disminuyendo la incertidumbre y el aumento extremo de precios en el sistema.

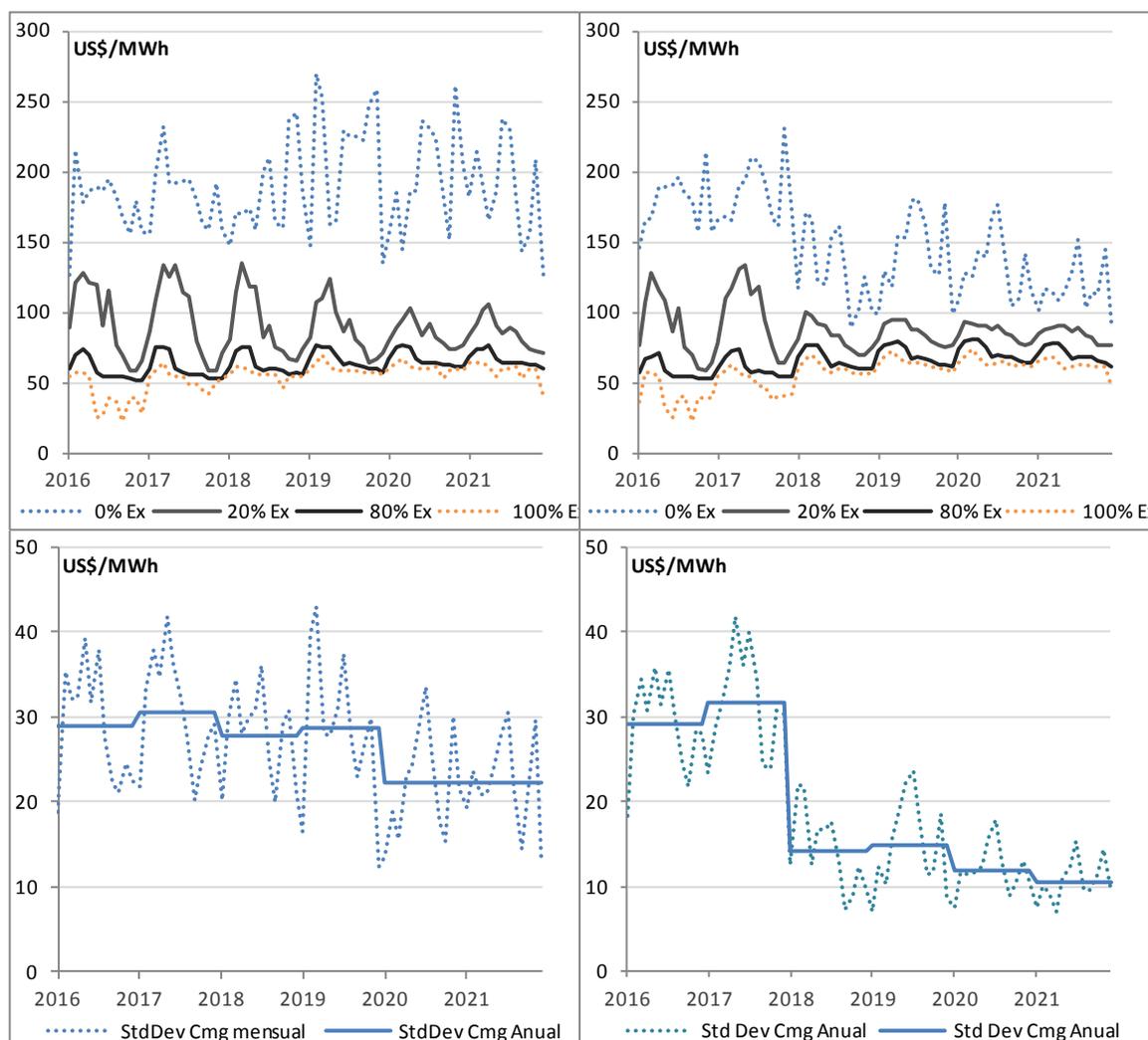


Figura 7-12: Variabilidad costos marginales SIC ante interconexión ajustada (A. Jahuel 220).

En la Figura 7-12 se muestra la dispersión de los costos marginales del SIC, por probabilidad de excedencia, junto a la desviación estándar de los costos marginales para el mismo período. Los gráficos de la izquierda muestran los costos marginales para el caso base (sin interconectar) y a la derecha se muestra el caso interconectado ajustado. Se observa una disminución relevante en la dispersión de los costos marginales a partir del año 2018 debido a la interconexión de ambos sistemas, con una desviación estándar que disminuye en un 62% el año 2018 respecto a 2017.

7.4.3. Generación

Al igual que en el caso base, la generación total no presenta variaciones relevantes, con un aumento, no significativo, de un 0,06% durante el período 2018-2030. Entre sistemas si existen diferencias, con un aumento en la generación del SIC de un 1,2% y una disminución en el SING de un 3,6% para el mismo período. El aumento de generación en el SIC refleja el predominio de las transferencias en sentido sur a norte por la línea de interconexión.

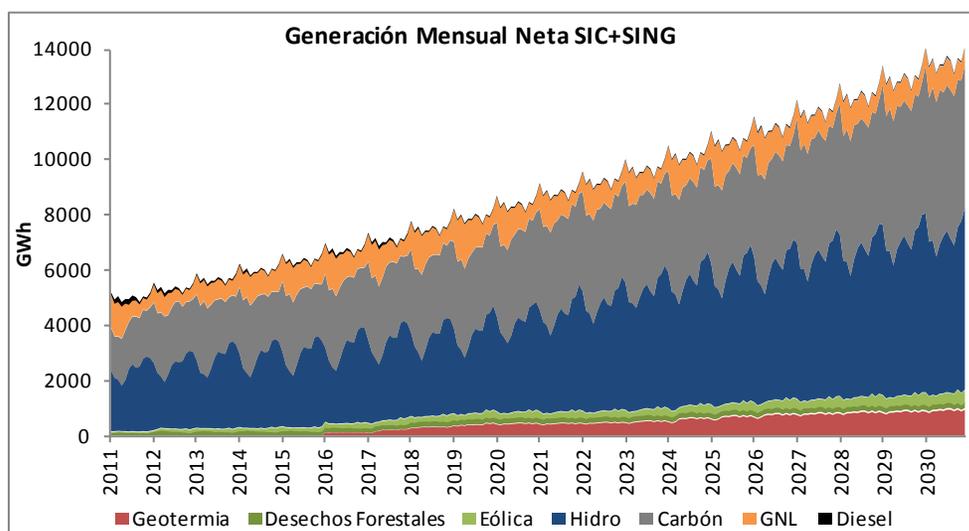


Figura 7-13: Generación esperada interconexión ajustada (SIC+SING) 2011-2030.

En cuanto a la generación por tipo de combustible, se aprecia una disminución en la generación en base a diesel en el SIC debido a la posibilidad de utilizar generación

más económica proveniente del SING en casos de sequía, lo que disminuye la necesidad de utilizar centrales de generación diesel ineficientes ante condiciones de máxima exigencia.

Tabla 7-3: Variación en generación según tipo combustible (2018-2030) – Interconexión ajustada

	SIC	SING	TOTAL	SIC	SING	TOTAL
	GWh			%		
Diesel	- 1,367	156	- 1,211	-18%	0%	-16%
GNL	23,258	- 3,781	19,477	25%	-12%	16%
Carbón	- 9,100	- 10,453	- 19,553	-3%	-3%	-3%

El reemplazo de generación a carbón por GNL se da principalmente en los años posteriores tras la interconexión (un 46% de la mayor proporción de generación en base a GNL se da hasta el año 2020), disminuyendo hacia el final del período de estudio. Esto tiene directa relación con la postergación en el ingreso de nuevas centrales a carbón producto del ajuste en el plan de obras. Al no haber disponibilidad de nueva generación eficiente a carbón se despachan en mayor proporción las unidades en base a GNL del SIC (que siguen al carbón en la lista de mérito de costo variable), las que aumentan su generación para satisfacer la demanda (Figura 7-14)

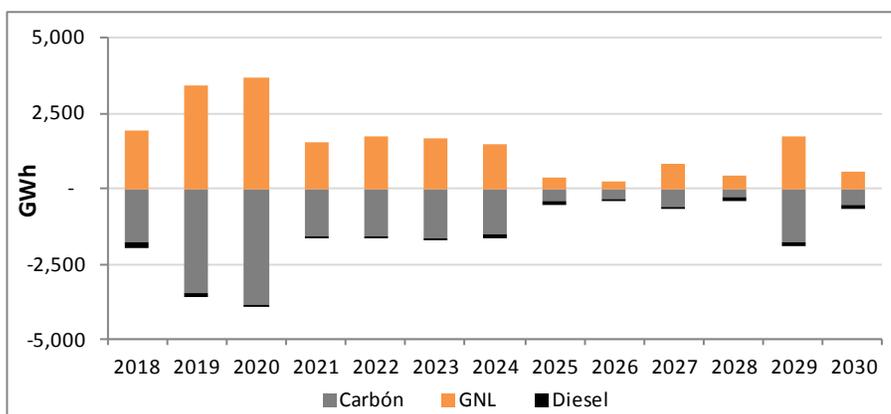


Figura 7-14: Variación en generación según combustible respecto al caso base (sin interconectar).

7.4.4. Emisiones

La reducción en la generación a carbón explicada en la sección anterior tiene como efecto directo la disminución en las emisiones de GEI, tal como se aprecia en la Figura 7-15. En esta se muestra la variación en las emisiones totales de GEI del país en el caso interconectado respecto a la suma de las emisiones de ambos sistemas operando por separado.

La reducción total de emisiones es de 13,4 MTonCO₂ en el período 2018-2030, equivalente a un 1,86% de las emisiones totales. El coeficiente unitario de emisión país disminuye levemente con un promedio de 441 TonCO₂/GWh en el período, una reducción de un 1,92% respecto al caso base. El SIC y el SING presentan una disminución en sus coeficientes unitarios de 1,1% y 0,3% respectivamente, con emisiones unitarias equivalentes durante el mismo período de 293 y 920 TonCO₂/GWh.

Se observa como la disminución de emisiones de GEI sigue el mismo perfil que la variación en la generación a carbón y su reemplazo por generación en base a GNL, con una marcada disminución en los primeros años tras la interconexión. Es así como la disminución en las emisiones de GEI es atribuible a que el caso ajustado considera la postergación en la fecha de entrada de centrales a carbón.

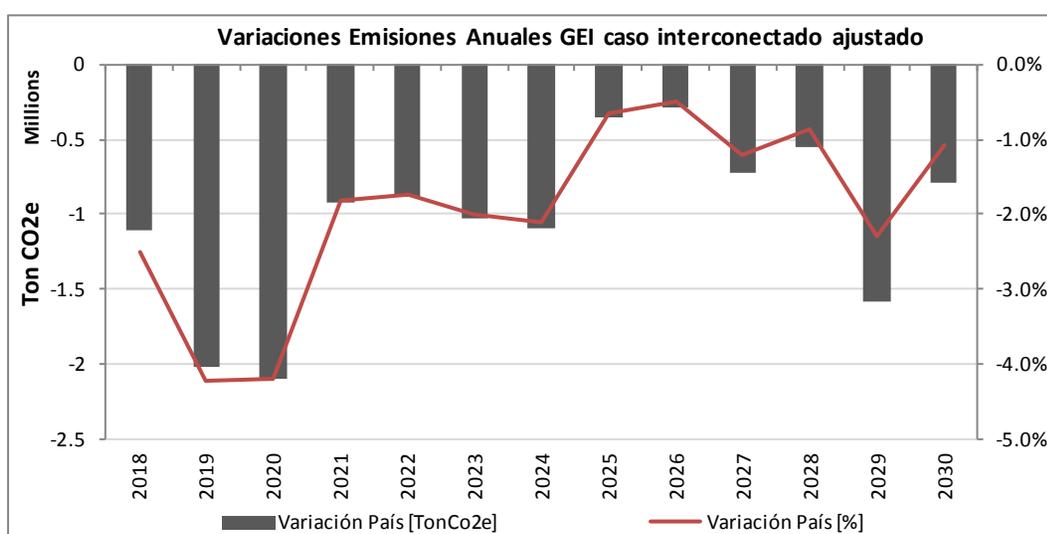


Figura 7-15: Variación emisiones GEI - Caso interconectado ajustado respecto a caso base.

En cuanto a las emisiones por sistema, se vuelve a dar la misma dinámica que en el caso interconectado base, con un aumento en las emisiones esperadas de un 0,12% en el SIC y una disminución de 3,82% en el SING en el período 2018-2030. Es importante destacar que estas variaciones se explican por el aumento y la disminución en la generación del SIC y el SING respectivamente, el que se refleja en el predominio de los flujos en sentido sur a norte, y no por variaciones en los coeficientes de emisión unitarios de los sistemas.

7.4.5. Beneficios

En la siguiente sección se presenta el análisis económico asociado a la interconexión, el que tiene como objetivo cuantificar el beneficio o perjuicio desde el punto de vista de la oferta y la demanda de cada sistema, así como la evaluación desde un punto de vista social. El análisis compara la diferencia entre el caso interconectado ajustado con el caso base (sin interconectar), considerando como parámetro para la demanda la valorización de las compras de energía a costo marginal, para la oferta el margen operacional de generación y para el cálculo del beneficio social la suma de los costos de inversión y operación del sistema (la metodología se ha explicado en detalle en la sección 7.3.4). Los resultados del análisis se resumen en la Tabla 7-4, en la que se muestra el valor presente actualizado al año 2018 (tasa anual de 10%) de las diferencias entre ambos casos en el período 2018-2030.

Al igual que en el caso base se aprecia un beneficio para los consumidores del sistema, con una disminución de un 1,2% en la valorización de las compras de energía a costo marginal respecto al caso base. Cabe recordar que en el caso interconectado sin ajuste esta disminución era de un 5,2%, siendo evidente el efecto de la postergación en las inversiones y el consecuente aumento de los costos marginales sobre el beneficio de la demanda. Tal como se comentó en la sección anterior, no es claro si esta disminución se transferirá de alguna manera a los consumidores regulados, pues estos tienen fijado por licitación hasta aproximadamente el año 2025 el precio que pagan por energía.

Tabla 7-4: Análisis de beneficios económicos de la interconexión ajustada (VP a 2018).

	Variación [MMUS\$]			Variación [%]		
	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total
Oferta	-1,181	183	-998	-3.0%	3.0%	-2.2%
Demanda	-995	95	-900	-1.8%	0.5%	-1.2%
<i>Operación</i>	<i>319</i>	<i>-292</i>	<i>26</i>	<i>2.1%</i>	<i>-2.3%</i>	<i>0.1%</i>
<i>Inversión</i>	<i>-820</i>	<i>-44</i>	<i>-865</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Social	-502	-337	-839	-3.3%	-2.7%	-3.0%

En cuanto al sector generación se aprecia una reducción de un 2,2% en el beneficio total, una mejora notable de los resultados del sector frente al 8% de reducción observado en el caso base (que motivó la simulación de un caso interconectado ajustado). Esta disminución debe ser analizada con cuidado, pues representa la diferencia directa entre el margen total del caso interconectado ajustado respecto a la suma del margen de los casos base, sin considerar la disminución en el margen del caso interconectado ajustado asociado a la postergación y eliminación de centrales, las que operan menos años que en el caso base.

La disminución de 2,2% en el margen de la oferta se explica en un 55% por una reducción en el margen operacional de las centrales futuras a carbón, lo que está directamente asociado a una disminución en la capacidad instalada en el período 2018-2030 por la postergación o eliminación de centrales, y que no puede ser atribuido a una disminución en el margen de las demás centrales existentes en el sistema. En otras palabras, la mayor parte de la reducción del margen de la oferta es aparente, pues se explica por el margen obtenido en los casos base por las centrales a carbón, posteriormente ajustadas, en el período comprendido entre su año original de ingreso al sistema y la nueva fecha de puesta en marcha. Sólo un 45% de la reducción se explica por menores márgenes en el resto de las centrales del sistema, siendo la reducción real del margen de operación respecto al caso base de un 1,1%. Es así como el gran perjudicado es “la empresa futura”, pues la interconexión desplaza y posterga la construcción de estas nuevas centrales.

Desde el punto de vista social se obtiene un beneficio relevante producto de la interconexión, el que se explica por el ahorro que se produce en el sistema debido a la postergación en las inversiones asociadas al desarrollo de nuevas centrales. A diferencia del caso interconectado base en que existía un beneficio social asociado a una disminución en los costos de operación, en el caso interconectado ajustado los costos de operación aumentan levemente debido a la postergación en el ingreso de nueva capacidad de generación eficiente al sistema, lo que aumenta los costos de operación sobretudo en los primeros años tras la interconexión. El aumento en los costos de operación es menor en comparación al ahorro que se produce en el sistema debido a la postergación de inversiones, existiendo una disminución neta de un 3% en los costos totales de operación e inversión, equivalente a 840 MMUS\$ de 2018.

En función de lo anterior, puede entenderse a la interconexión como una nueva alternativa de abastecimiento eficiente y competitivo para el sistema, que permite aprovechar energía del SIC para abastecer el SING en condiciones normales, mientras que este último sistema es capaz de entregar respaldo económico en casos de sequía. Esta sinergia entre sistemas permite desplazar la puesta en marcha de nuevas centrales, obteniéndose ahorros relevantes asociadas a la postergación de la inversión.

Finalmente, es importante destacar que en el análisis del beneficio social no se ha incluido la inversión necesaria para desarrollar la línea de interconexión, por lo que el beneficio neto corresponderá a la diferencia entre el beneficio analizado anteriormente y el costo de desarrollar la línea. Como referencia, la única iniciativa con costos conocidos oficiales es el proyecto privado de interconexión impulsado por la empresa Suez, el que considera una inversión de 516 MMUS\$ y que se detalla en la sección 7.1.

8. SENSIBILIDADES

Como complemento, y con el fin de evaluar el efecto sobre las emisiones futuras de GEI del sistema eléctrico chileno de otros desarrollos posibles de la matriz eléctrica derivados de la aplicación de distintas políticas de desarrollo, se realizaron tres sensibilidades sobre el caso interconectado ajustado: la aplicación de un impuesto a las emisiones de carbono, la introducción agresiva de ERNC en ambos sistemas y el desarrollo de las centrales en Aysén.

8.1. Impuesto al carbono

Se simuló la aplicación de un impuesto a las emisiones de carbono de las centrales generadoras del sistema. Se consideró que el impuesto empieza a regir el año 2015 y que aumenta progresivamente en el tiempo hasta el año 2030.

El impuesto considerado para 2015 corresponde al precio de los futuros en Europa (EUA) a Diciembre de 2014, equivalente a 12,3 €/Ton (17 US\$/Ton) (Point Carbon, 2011). Para 2020 y 2030 se utilizó la proyección del precio del carbono en Europa realizada por la IEA (IEA, 2010), de 30 US\$/Ton y 37 US\$/Ton respectivamente.

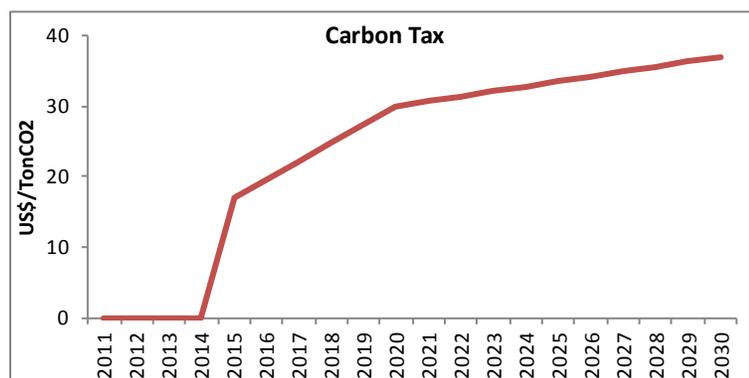


Figura 8-1: Impuesto a las emisiones de CO2 simulado.

El efecto de la aplicación del impuesto sobre los costos variables de las centrales del sistema al año 2020 se resume en la Figura 8-2, en donde las barras muestran el efecto sobre el 80% de las centrales mientras que las líneas representan al 10% inferior y superior de cada tecnología.

El impacto de la aplicación del impuesto a las emisiones de GEI sobre los costos variables de las centrales de generación está directamente relacionado con el coeficiente unitario de emisiones de cada una. Es así como el impuesto tiene un mayor impacto sobre la generación a carbón, con un aumento promedio en los costos variables de todas las centrales de 34 US\$/MWh para el año 2020. Le sigue la generación en base a diesel con un aumento de 24 US\$/MWh y finalmente la generación a GNL con un aumento promedio de 16 US\$/MWh.

Como se aprecia en la Figura 8-2 el mayor impacto producto de la introducción de un impuesto a las emisiones está dado por la competitividad que alcanzan los ciclos combinados de GNL frente a las centrales a carbón, lo que hace prever que su participación en la generación total aumentará, disminuyendo las emisiones del sistema. En el caso de las centrales diesel estas siguen siendo la fuente de generación más cara del sistema luego de la aplicación del impuesto.

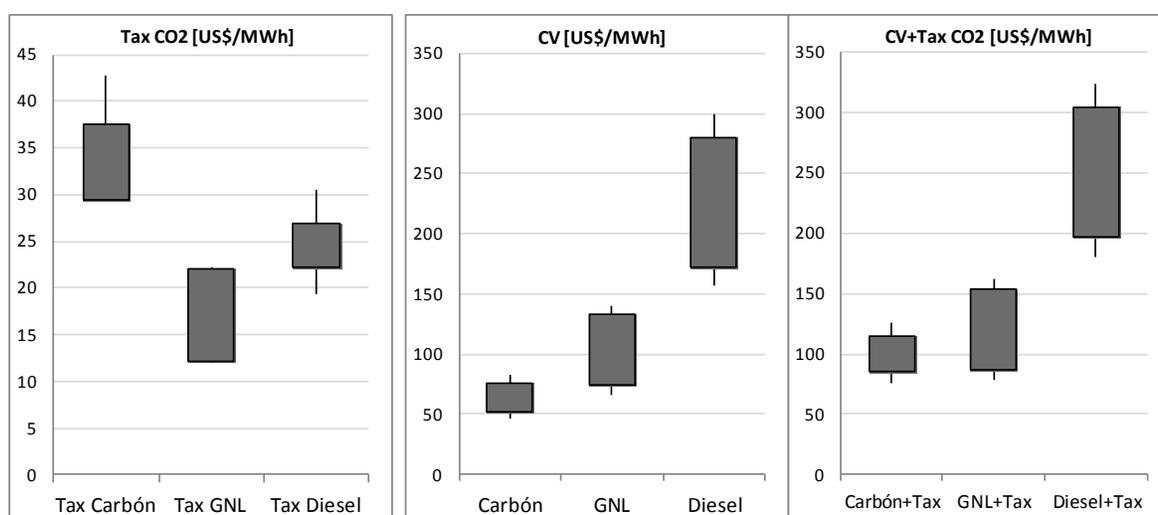


Figura 8-2: Efecto del impuesto a emisiones de CO2 sobre el costo variable de generación (año 2020).

En la Figura 8-3 se muestra la generación esperada para el período 2011-2030. Se aprecia un aumento sustancial de la generación en base a GNL respecto al caso interconectado ajustado desde el año 2015 en adelante. En el período 2015-2030 el carbón pasa de representar un 37% de la generación total a un 29%, mientras que el GNL aumenta su participación desde un 10% a un 18%.

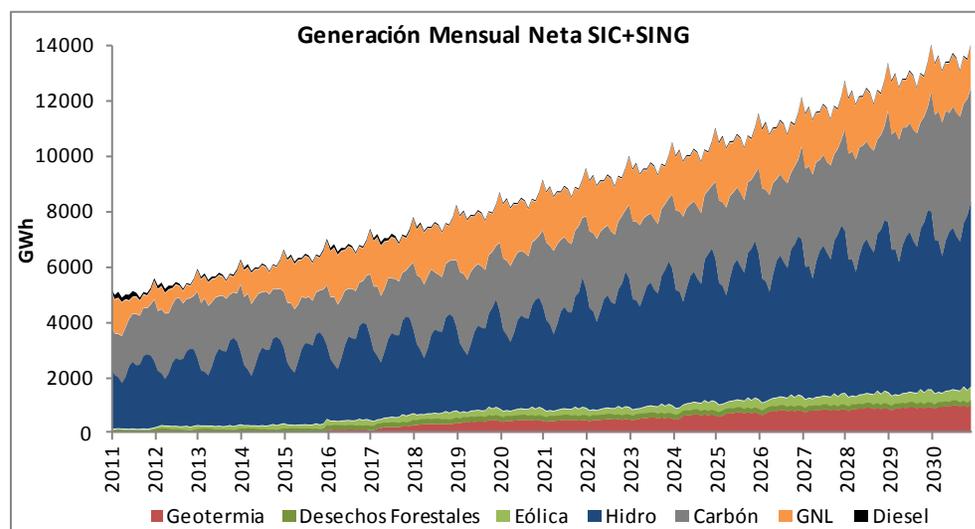


Figura 8-3: Generación esperada interconexión ajustada (SIC+SING) 2011-2030.

El mayor aporte de generación en base a GNL reemplaza exclusivamente a generación a carbón, desplazando en promedio aproximadamente 9.500 GWh al año durante el período 2015-2030 (equivalente a 1200 MW instalados de carbón aproximadamente).

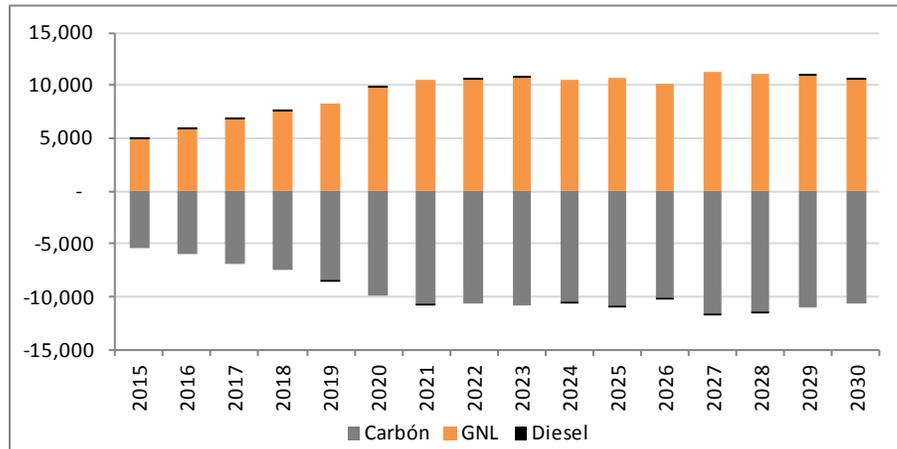


Figura 8-4: Variación en generación según combustible – Impuesto CO2

El reemplazo de generación a carbón por GNL tiene como efecto directo una fuerte disminución en las emisiones de GEI del sistema, tal como se aprecia en la Figura 8-5, con una disminución promedio en el período 2015-2030 de 10,2% en el SIC (2,66 MTonCO₂), 17% en el SING (4,33 MTonCO₂) y 13,6% a nivel país respecto al caso interconectado ajustado. Los coeficientes de emisión unitarios de ambos sistemas disminuyen prácticamente en la misma proporción, pasando el SIC desde 296 a 265 TonCO₂/GWh, el SING de 921 a 778 TonCO₂/GWh y el promedio país desde 445 a 385 TonCO₂/GWh.

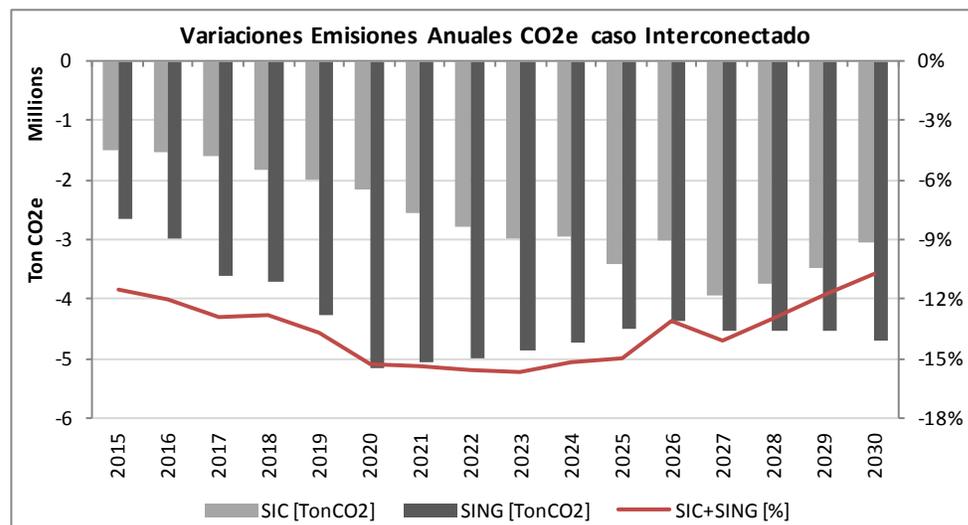


Figura 8-5: Variación emisiones GEI por sistema al aplicar impuesto CO2.

Finalmente, es importante destacar que un aspecto que no se modeló en esta sensibilidad es el probable cambio que generaría en las decisiones de inversión de los agentes el conocimiento de la aplicación futura de un impuesto a las emisiones de GEI. Probablemente este efecto favorezca un mayor desarrollo futuro en base a GNL en desmedro del carbón en el plan de obras, aumentando aún más la proporción de generación en base a gas natural y disminuyendo aún más las emisiones de GEI del sistema.

8.2. Desarrollo agresivo ERNC

Se simuló el ingreso agresivo de ERNC impulsado por un aumento del porcentaje requerido por ley. Actualmente esta obligación, que es satisfecha por todas las simulaciones anteriores, considera que un 5% de los retiros de energía debe provenir de generación renovable entre 2010 y 2014, porcentaje que aumenta en 0,5% anual desde 2015 hasta alcanzar un 10% en 2024.

Se optó por sensibilizar este porcentaje de obligación mediante la implementación de la actualmente en discusión “ley 20/20”, la que considera aumentar la obligación con el fin de exigir que al año 2020 un 20% de la generación provenga de fuentes renovables. Se consideró que la nueva obligación se aplica desde 2015 en adelante, siendo necesario un aumento de un 2,5% anual para llegar al 20% el 2020. En los últimos 10 años de estudio se consideró un crecimiento de un 1% anual, hasta llegar a una obligación de un 30% el 2030.

Con el fin de tener una idea del orden de magnitud de la nueva capacidad renovable necesaria para poder cumplir con la nueva exigencia al año 2020, se estima la diferencia entre la obligación de la ley actual de un 8% al 2020 en comparación con la nueva obligación de un 20% para el mismo año. En términos de energía esta diferencia es de aproximadamente 12 TWh, lo que equivale a aumentar el desarrollo de energía renovable respecto al plan de obras original hasta el año 2020 en aproximadamente 1500 MW de geotermia, 2100 MW en centrales de pasada o 4600 MW en centrales eólicas.

Para poder cumplir con la obligación de generar un 20% de ERNC al año 2020 fue necesario modificar el plan de obras, adelantando la puesta en marcha de todos los

proyectos renovables considerados en el plan de obras original hasta antes de 2020. Debido a esto en el período 2020-2030 fue necesario incluir el desarrollo de nuevos proyectos, los que se ubicaron en aquellas zonas con mayor potencial y desarrollo del plan de obras base. El plan de obras modificado considera una capacidad acumulada de ERNC de 3840 MW al 2020, mientras que al 2030 esta cifra aumenta a 9100 MW (Figura 8-6).

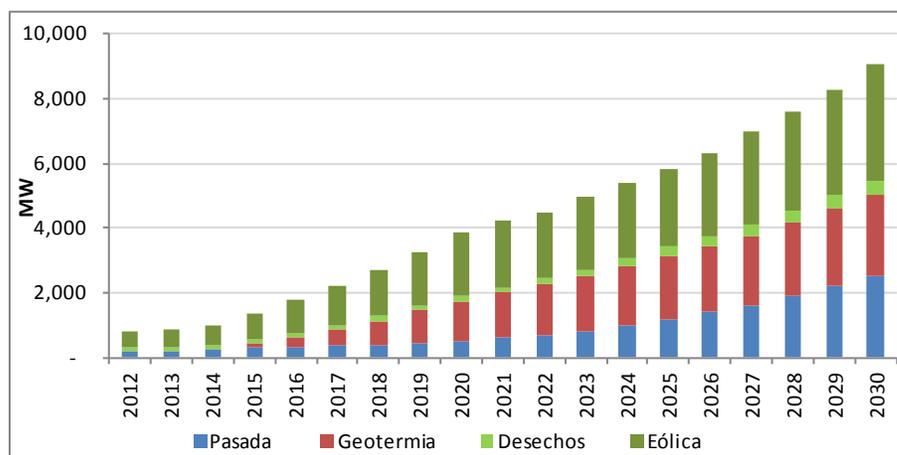


Figura 8-6: Capacidad instalada ERNC - Sensibilidad ERNC

Debido al fuerte ingreso de nueva capacidad de generación con costo variable prácticamente nulo los costos marginales del sistema caen bruscamente, tal como se aprecia en la Figura 8-7a. Debido a esto se ajustó el plan de obras con el objetivo de que las centrales futuras mantuvieran una rentabilidad similar al caso interconectado ajustado, aplicando el mismo método que en el ajuste del caso interconectado. Al igual que en el ajuste anterior esto significó la postergación en el ingreso de centrales térmicas a carbón, con el consiguiente aumento en los costos marginales del sistema. Luego del ajuste los costos marginales se acercan a los del caso interconectado ajustado (Figura 8-7b).

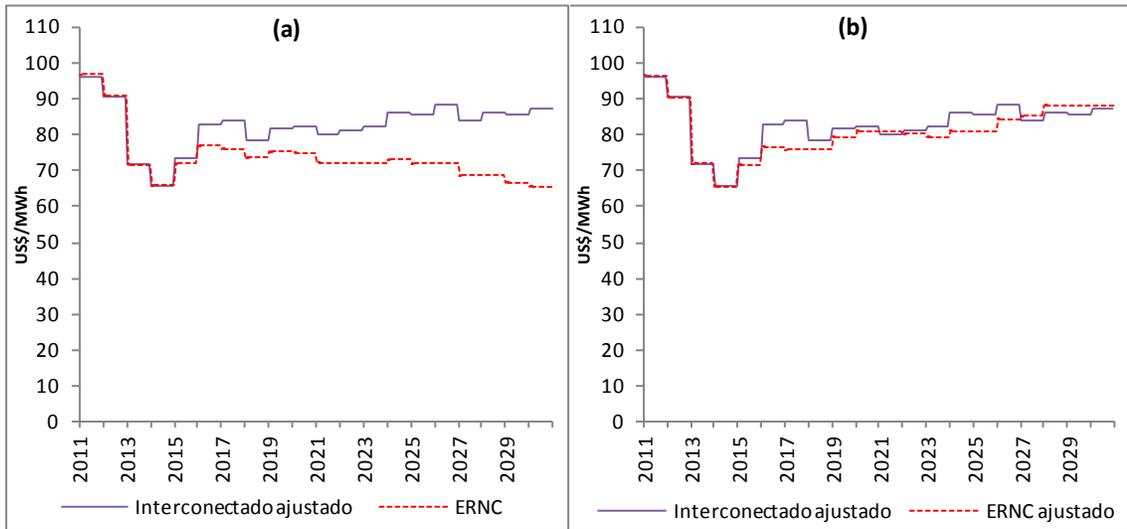


Figura 8-7: Variación costos marginales sensibilidad ERNC (Cardones 220).

En la Figura 8-8a se muestra la generación de energía renovable de la simulación ERNC ajustada y su comparación con la generación renovable del caso interconectado ajustado, mientras que en la Figura 8-8b se muestra el porcentaje de participación de la generación renovable sobre la generación total de los casos recién mencionados. Es claro como la inclusión de nueva capacidad de ERNC permite cumplir con la nueva exigencia durante todos los años en estudio.

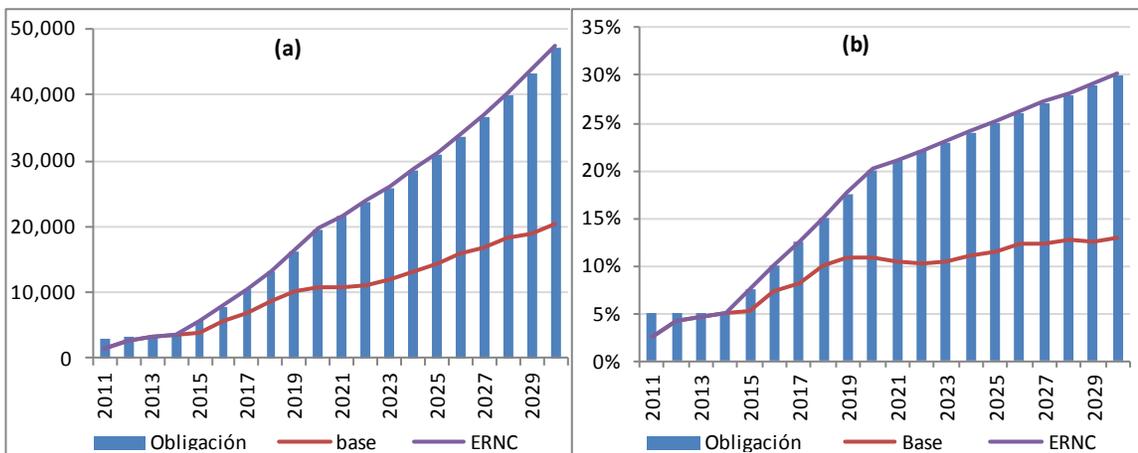


Figura 8-8: Participación de ERNC dentro de generación total.

El aumento en el porcentaje de generación en base a ERNC provoca una fuerte disminución en las emisiones de GEI respecto al caso base. En el caso ERNC ajustado este porcentaje es aún mayor pues además de la disminución por el mayor porcentaje de generación renovable existe una disminución por la postergación en el ingreso de nuevas centrales térmicas (Figura 8-9).

Durante el período 2015-2030, años entre los que existe una diferencia entre las obligaciones de la ley actual con la sensibilidad 20/20, en el caso ERNC ajustado existe una disminución de un 23,7% (195,3 MtonCO₂) en las emisiones totales, mientras que al año 2030 la disminución llega a un 35,5% (25,6 MtonCO₂). En el caso ERNC base, en que no se modificó la fecha de entrada de centrales térmicas, la disminución es de un 18,9% entre 2015 y 2030 y de un 29,9% de las emisiones totales del 2030. Resulta notoria la diferencia en las emisiones de ambos casos (25,5% mayor en el caso ajustado), efecto que se debe exclusivamente al retraso y eliminación de proyectos térmicos.

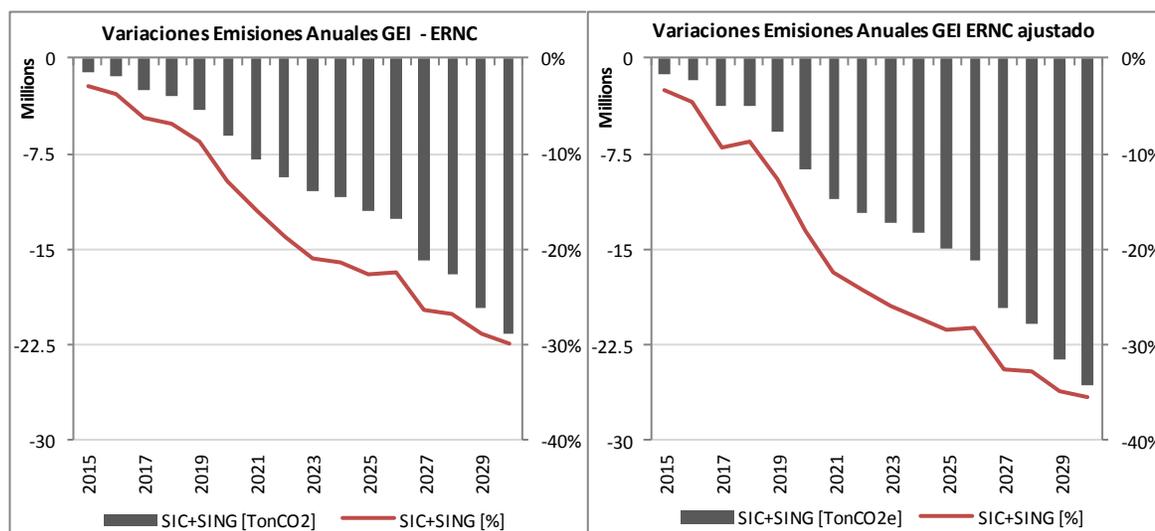


Figura 8-9: Variación emisiones GEI – ERNC vs interconectado ajustado

A partir de los resultados anteriores queda en evidencia la importancia de considerar, en el caso de la aplicación de medidas que por su magnitud impactan de forma importante las condiciones de mercado (como la aplicación de una obligación importante de generación renovable), no sólo el efecto directo de la ley ERNC (dado por

el reemplazo de generación en base a combustibles fósiles) sino que también su efecto sobre las decisiones de inversión de los demás agentes del sistema, pues esto puede llegar a afectar el plan de inversiones, modificando el resultado final.

En el caso particular del aumento en la obligación de generación renovable simulado, un 80% del efecto total sobre la reducción de emisiones está dado por el reemplazo directo en el despacho de energía generada a partir de combustibles fósiles por energía renovable, mientras que el 20% restante es atribuible al impacto que el ingreso de la nueva capacidad renovable tiene sobre los planes de inversión, lo que se ve reflejado en una postergación en el ingreso de nuevas centrales térmicas eficientes, lo que disminuye su participación en el despacho.

8.3. Reemplazo HidroAysén

La última sensibilidad simulada busca estimar el impacto sobre las emisiones de GEI del sistema eléctrico de no desarrollar las centrales del proyecto HidroAysén (2750 MW). En una primera instancia se reemplazó a las centrales de HA por centrales a carbón, con un tamaño que se definió de modo tal que la energía que estas inyectan al sistema fuera equivalente a las centrales hidroeléctricas que reemplazan. Además se consideró su ingreso en la misma fecha que las centrales de HA.

Tabla 8-1: Características centrales proyecto HidroAysén.

Ingreso	Central	Potencia [MW]	Energía [GWh]
Dic 2019	Baker 1	660	4346
Feb 2021	Pascua 2.2	500	3328
Dic 2021	Pascua 2.1	770	5057
Dic 2022	Pascua 1	460	2999
Abr 2023	Baker 2	360	2502

El impacto sobre los costos marginales del reemplazo de HA por centrales a carbón no es relevante, tal como se puede apreciar en la Figura 8-10, por lo que en este caso no corresponde realizar un ajuste al plan de obras base como se hizo en el caso interconectado o en la sensibilidad de mayor proporción de ERNC, debido a que no

existe un efecto relevante sobre la rentabilidad de las demás inversiones que justifique cambios en los planes de obra.

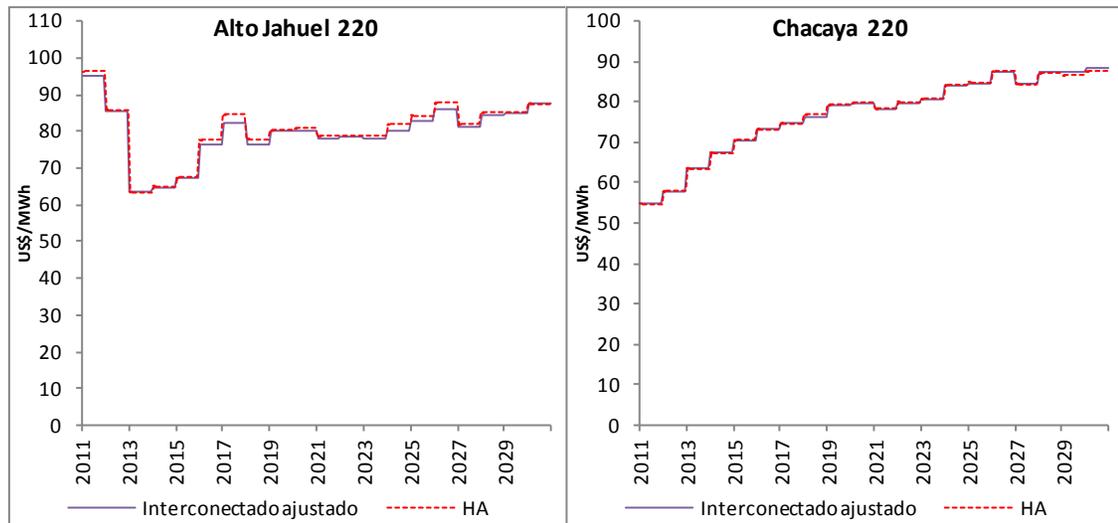


Figura 8-10: Variación costos marginales SIC y SING – Reemplazo HA.

Como es lógico se observa un fuerte aumento en la generación a carbón respecto al caso base a partir del año 2020, con un aumento en la participación de este combustible desde un 37% a un 49% sobre la generación total en el período 2020-2030. En el mismo período, la generación hidroeléctrica ve disminuida su participación desde un 44% a un 31%.

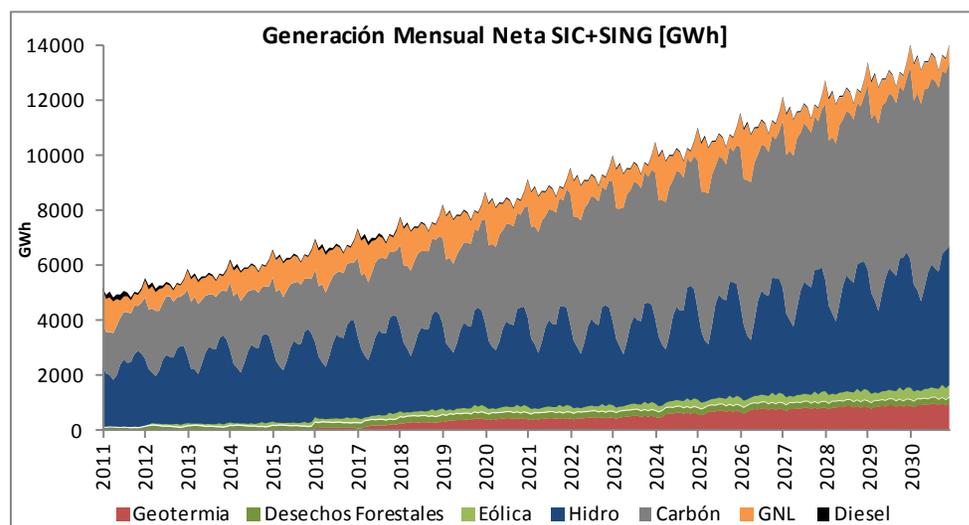


Figura 8-11: Generación esperada 2011-2030 – Reemplazo HA.

La mayor generación a carbón tiene un fuerte impacto sobre las emisiones de GEI del sistema, las que aumentan un 27% (en 166 MTonCO₂e) en el período 2020-2030 a nivel país. Debido a que todo este aumento se produce íntegramente en el SIC el porcentaje de aumento en las emisiones totales de este sistema es de un 53% en el período. El detalle de la variación de emisiones se muestra en la Figura 8-12.

El coeficiente unitario promedio a nivel país aumenta en el mismo porcentaje que las emisiones totales, llegando a 552 TonCO₂e/GWh en el mismo período, mientras que en el SIC el coeficiente unitario aumenta hasta 441 TonCO₂e/GWh.

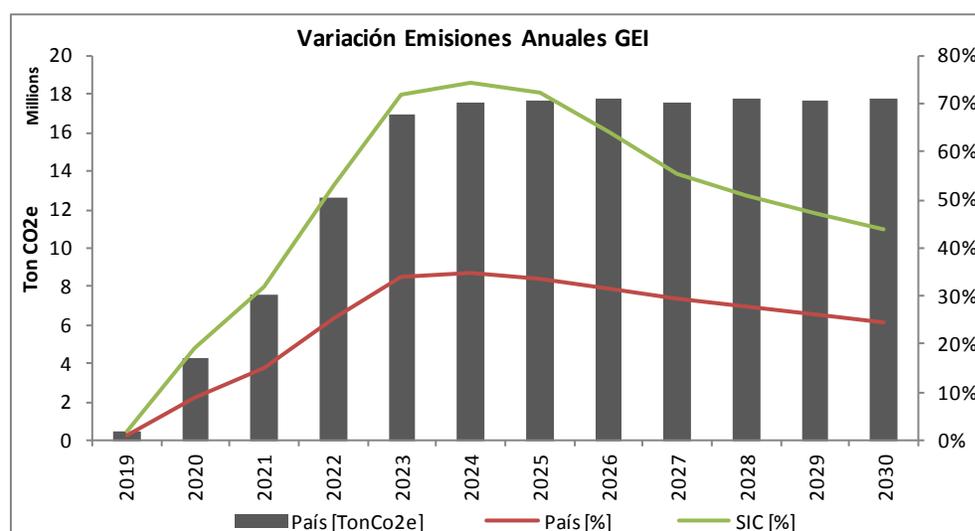


Figura 8-12: Variación emisiones GEI – Reemplazo HA por carbón.

Es importante destacar que el aumento en las emisiones de GEI producto del reemplazo de HA por carbón debe considerarse como una cota superior, pues al reemplazar generación hidroeléctrica (con emisiones directas nulas) por carbón (la tecnología con las mayores emisiones) se está considerando el peor caso. En la práctica es probable que si el proyecto no es desarrollado sea reemplazado por un *mix* de tecnologías, el que tendrá un coeficiente unitario de emisiones menor al del carbón.

Debido a esto se optó por estimar un caso medio de aumento de emisiones, reemplazando a HA por una central ficticia representativa de la situación promedio del sistema. Se le asignó a esta central un coeficiente unitario de emisiones igual al promedio del SIC en el año de ingreso de la primera central del proyecto HA (2019), de

332 TonCO₂e/GWh. Evidentemente en este caso el aumento en las emisiones será menor, pues en comparación las centrales a carbón consideran un coeficiente unitario de 975 TonCO₂e/GWh.

En la nueva simulación las emisiones totales del período 2020-2030 aumentan en un 8,5% (59 MTonCO₂e), mientras que las emisiones del SIC aumentan en un 17,1%. Si bien el aumento es bastante más acotado que en el reemplazo por centrales a carbón (27% y 53% respectivamente), sigue siendo de una magnitud relevante, especialmente para el SIC (Figura 8-13).

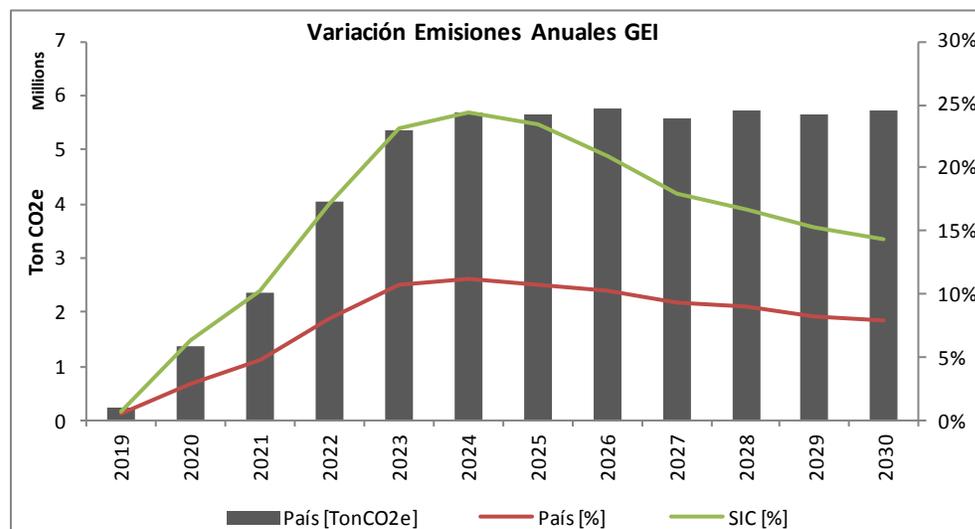


Figura 8-13: Variación emisiones GEI – Reemplazo HA por mix de tecnologías.

Finalmente, en la Figura 8-14 se resume el impacto sobre el coeficiente unitario de emisiones del sistema y del SIC de reemplazar HA por carbón y el *mix* de tecnologías. Queda en evidencia el fuerte impacto que tendría sobre el coeficiente unitario de emisiones (parámetro que incide directamente en el cálculo de la huella de carbono) de reemplazar este proyecto, aun cuando sea con un *mix* de tecnologías que considera un 45% de hidroelectricidad y un 7% de energía renovable.

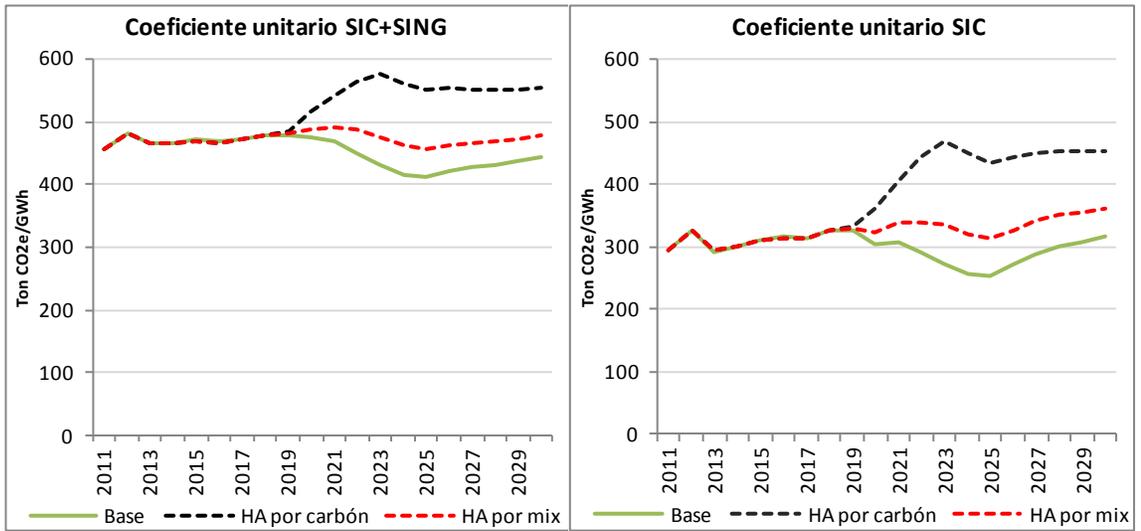


Figura 8-14: Coeficiente unitario de emisión reemplazo HA.

9. CONCLUSIONES

La estimación de las emisiones de carbono en la última década muestra una clara tendencia al alza en las emisiones unitarias y totales de ambos sistemas interconectados, lo que ha repercutido en una progresiva carbonización de la matriz eléctrica nacional. A nivel nacional las emisiones totales de GEI crecieron un 89% entre 2000 y 2010, pasando de 14,7 a 27,8 TonCO_{2e}, aumentando más que el consumo de energía eléctrica en el mismo período (50%). Se ha identificado que los dos factores principales que explican las variaciones en las emisiones corresponde a la disminución en la generación en base a gas natural y su reemplazo por generación en base a diesel y carbón en el SIC y el SING, y la variabilidad hidrológica en el SIC.

Las simulaciones de la operación a largo plazo muestran un aumento sostenido en las emisiones totales de ambos sistemas interconectados, siguiendo la tendencia observada en los últimos diez años. Esto ocurre debido a que, aun cuando el plan de obras considerado es optimista en cuanto al desarrollo hidroeléctrico en el SIC y además satisface el porcentaje de ERNC requerido por ley, se espera que un alto porcentaje de la demanda eléctrica del país sea abastecida con generación a carbón (40% al 2030). Se estima que las emisiones totales del sector generación a nivel país aumenten en un 80% al 2020 (49,9 M TonCO_{2e}) y en un 164% al 2030 (73 M TonCO_{2e}) respecto a nuestra situación actual (27,8 M TonCO_{2e}). Se espera que sólo el aumento en las emisiones de carbono del sector eléctrico incremente las emisiones per cápita del país en 1,19 TonCO_{2e} al año 2020 y en 2,31 TonCO_{2e} al año 2030 respecto al año 2011.

La simulación de la operación interconectada de ambos sistemas a partir del año 2018 muestra flujos relevantes por la línea de interconexión, con transferencias máximas anuales en torno a los 1000 MW y un predominio de los flujos que van desde el SIC hacia el SING durante todo el período de estudio. La variable más relevante que explica el sentido de los flujos corresponde a la hidrología, con transferencias que van desde el SIC al SING en condiciones hidrológicas húmedas, debido a la disponibilidad de mayor generación hidroeléctrica, mientras que ante condiciones hidrológicas secas es el SING el que respalda al SIC.

Una primera simulación de la interconexión, en que se mantuvieron invariantes los planes de obra originales (simulación estática), muestra fuertes reducciones en los costos marginales esperados. Como consecuencia de lo anterior existe un beneficio desde el punto de vista de la demanda y social, asociado a la menor valorización de las compras de energía y los costos de operación del sistema respecto al caso base. Sin embargo, la disminución en los costos marginales disminuye fuertemente el margen de los generadores del sistema, afectando la rentabilidad de los proyectos de generación futuros, llevándolos a un nivel inferior al requerido por los inversionistas para invertir en ellos.

Con el fin de representar el comportamiento y la dinámica de un mercado competitivo de generación, se modeló la reacción de los inversionistas frente a la reducción en sus márgenes esperados mediante una metodología que considera la postergación en la fecha de entrada de nuevas centrales al sistema (simulación dinámica). En esta simulación los costos marginales esperados del sistema prácticamente no presentan variación respecto al caso base. Como consecuencia de lo anterior, aun cuando sigue existiendo un beneficio para los consumidores este se reduce fuertemente respecto al caso estático. En el caso de la oferta, sigue existiendo una disminución en los márgenes de generación, mucho menor al caso estático, que se explica en su mayor parte por la reducción en el margen de la empresa “futura”, el mayor perjudicado por la interconexión, debido a que esta desplaza y posterga la construcción de nuevas centrales. Desde el punto de vista social se obtiene un beneficio relevante producto de la interconexión, el que se explica por el ahorro que se produce en el sistema debido a la postergación en las inversiones asociadas al desarrollo de nuevas centrales.

En función de lo anterior, puede considerarse a la interconexión como una nueva alternativa de abastecimiento eficiente y competitivo para ambos sistemas, que permite postergar la puesta en marcha y la inversión en nuevas centrales, lo que se traduce en un ahorro y un beneficio para el país.

Uno de los beneficios asociados a la interconexión es la disminución en la dispersión de los costos marginales del SIC. Esto se debe a que en el caso de ocurrencia de sequía el aumento en los costos marginales del SIC se reduce notoriamente, debido a

la posibilidad de recurrir a generación de respaldo más económica desde el SING. El efecto se observa tanto en la simulación estática como dinámica, por lo que aún en el caso de que los costos marginales esperados se mantengan en un nivel similar a un desarrollo sin interconexión, existe un beneficio asociado a un menor riesgo y mayor certidumbre en los costos marginales del sistema.

El efecto de la interconexión sobre las emisiones de carbono a nivel país no es significativo, debido a que no se producen variaciones relevantes en la participación de las distintas tecnologías de generación, en particular en la generación en base a carbón, la tecnología con el mayor factor de emisión unitario. Esto se debe a que se considera como único criterio de despacho a los costos de operación de las unidades, lo que, junto a las características del parque generador existente, repercute en que las variaciones observadas en la generación esperada producto de la operación conjunta de ambos sistemas correspondan básicamente al reemplazo de generación en base a GNL y carbón producida en el SING con generación en base a las mismas tecnologías producida con plantas más eficientes en el SIC. Producto de la interconexión se estima que en el período 2018-2030 las emisiones esperadas totales a nivel país aumenten en un 0,2% en el caso interconectado estático, mientras que el caso interconectado ajustado se espera una disminución de un 1,8% debido a la postergación en el ingreso de centrales a carbón.

Dentro de las sensibilidades estudiadas vale la pena destacar el efecto del proyecto HidroAysén sobre las emisiones del país, y en particular sobre el SIC. En el caso de que este proyecto fuese reemplazado íntegramente por generación en base a carbón, se estima que las emisiones esperadas a nivel nacional aumenten en un 27% (en 166 MTONCO_{2e}) en el período 2020-2030. Debido a que todo este aumento se produce íntegramente en el SIC, las emisiones de este sistema se incrementan en un 53% en el período. En el caso de que HidroAysén fuese reemplazado por un *mix* de tecnologías, equivalentes a lo existente al momento de la construcción de la primera central, las emisiones esperadas a nivel país aumentarían en un 8,5% (59 MTONCO_{2e}) en el mismo período (17% en el SIC). Queda en evidencia el fuerte impacto que tendría sobre las emisiones esperadas del país y del SIC reemplazar este proyecto, aun cuando sea con un

mix de tecnologías que considera un 45% de hidroelectricidad y un 7% de energía renovable no convencional.

En el desarrollo de esta tesis se ha modelado la operación a largo plazo de los dos sistemas interconectados del país, procurando que la expansión y las inversiones en ambos sistemas se ajusten a condiciones de mercado, y se ha determinado el impacto sobre las emisiones de carbono del sector eléctrico de la interconexión del SIC y el SING, valorizando los beneficios obtenidos desde el punto de vista de la oferta, demanda y social. Junto a esto se ha determinado el efecto sobre las emisiones de GEI de tres escenarios futuros de desarrollo de la matriz eléctrica.

Aunque parezca evidente, es importante destacar que los supuestos y proyecciones consideradas para los parámetros y variables que determinan las simulaciones realizadas influyen directamente sobre los resultados obtenidos, más allá de la modelación utilizada para representar las mismas variables. Esta situación se vuelve muy relevante en el caso de proyecciones de largo plazo como las utilizadas en esta investigación, pues la incertidumbre aparejada a las diversas proyecciones aumenta junto con el período al que se proyectan, transmitiéndose directamente a los resultados obtenidos. En particular, la proyección del plan de obras de generación, por sobre el plan de obras de transmisión, los precios combustibles y la demanda, tiene la particularidad de poseer, a la vez, la mayor incertidumbre y el mayor impacto sobre los resultados de las simulaciones obtenidas, por lo que resulta importante notar que variaciones del plan de obras real respecto al plan de obras proyectado, que en el corto plazo podrían estar dados por la paralización de proyectos de gran envergadura y en el largo plazo por cambios en la tecnología de desarrollo del sistema, podrían modificar de manera importante los resultados presentados.

La investigación aporta información relevante sobre el comportamiento de las emisiones futuras del país, y como estas varían frente a distintos escenarios futuros. Lo anterior resulta relevante al momento de tomar decisiones hoy, pues sus consecuencias nos acompañaran por largo tiempo, dada la larga vida útil de las inversiones del sector eléctrico.

Otro aporte importante de la investigación pasa por simular y evaluar el efecto que tiene la reacción de los agentes del sistema (generadores) en la evaluación de la interconexión. En esta tesis se ha desarrollado una metodología simple que permite simular la reacción del segmento generación frente a la interconexión u otra medida o política energética que genere cambios relevantes en las condiciones de mercado.

En el caso de la interconexión, la disminución en los costos marginales esperados gatilla la postergación de inversiones en nuevas centrales con el fin de mantener rentabilidades adecuadas para los proyectos. El mismo efecto ocurre en la sensibilidad de desarrollo agresivo de ERNC (20/20), en donde el ingreso de nueva capacidad con costo variable prácticamente nulo influye en la postergación o la eliminación de otro tipo de centrales. En este caso en particular se observa un doble efecto sobre las emisiones: menores emisiones por el reemplazo directo de generación contaminante por ERNC en el despacho y operación del sistema, y menores emisiones producto de la postergación de inversiones en nueva capacidad térmica.

Esta investigación muestra que cualquier estudio que tenga como fin evaluar el efecto de la aplicación de alguna medida, proyecto o política energética que tenga un impacto relevante sobre las condiciones del mercado, debe considerar y poner esfuerzos en modelar la reacción de los agentes del sistema ante estos cambios, pues esta puede modificar de forma considerable los resultados y conclusiones obtenidas.

Futuros desarrollos en esta línea debieran abordar este problema y desarrollar métodos más sofisticados que modelen la reacción de los agentes, con el objetivo de representar de manera realista el comportamiento y la racionalidad de los inversionistas ante cambios importantes en las condiciones de mercado.

REFERENCIAS

- APEREC. (2006). *APEC Energy Demand and Supply Outlook 2006*.
- CADE. (2011). *Informe de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico*. Santiago, Chile.
- CASTALIA. (2009). *International Experience with Cross-border Power Trading*.
- CCG-UC. (2010). *Relación entre Agua, Energía y Cambio Climático: Estudio de alto nivel sobre el impacto económico del cambio climático en la industria minera de Argentina, Chile, Colombia y Perú*.
- CCTP. (2011). *Chile necesita una gran reforma energética: Propuestas de la Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria para la transición hacia un desarrollo eléctrico limpio, seguro, sustentable y justo*.
- CEPAL. (2009). *La Economía del Cambio Climático en Chile*. Santiago: Naciones Unidas.
- CEPAL. (2010). *Metodología y perspectiva a partir de escenarios energéticos (2008-2030) realizados con el modelo LEAP: El caso de Chile*. Santiago, Chile.
- Cerda, P. (2011). *Análisis de Estrategias de Inversión en Generación en Mercados Competitivos. Aplicación al SIC, tesis para optar al grado de M.Sc.* Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Santiago, Chile.
- CNE. (2010c). *Estudio de Transmisión Troncal, Informe Final Parte III-2 Anexo 2: Extensión de la expansión de la generación hasta 2025*.
- CNE. (2010a). *Fijación de Precios de Nudo Octubre de 2010 Sistema Interconectado Central (SIC), Informe Técnico Definitivo*. Santiago, Chile.
- CNE. (2010b). *Fijación de Precios de Nudo Octubre de 2010 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Informe Técnico Definitivo*. Santiago, Chile.
- CNE. (2010d). *Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes*.
- COCHILCO. (2010). *Consumo de Energía y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Asociadas a la Minería del Cobre en Chile*.

- Electricidad Interamericana. (2011, Septiembre 10). *Gobierno anticipa que 2012 será decisivo para definir la interconexión entre el SING y el SIC*. Retrieved Septiembre 10, 2011, from www.revistaei.cl/noticias/index_neo.php?id=27467
- ENTSO-E. (2010). *Annual Report 2010*.
- ESMAP. (2010). *Regional Power Sector Integration*. Washington, USA.
- Gorenstin, B., Campodonico, N., da Costa, J., & Pereira, M. (1992). Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints. *Power Systems, IEEE Transactions on* , 7, 791-797.
- GreenLab UC. (2011). *Co-beneficios de la Mitigación de Gases de Efecto Invernadero*.
- IEA. (2010). *Key World Energy Statistics 2010*.
- IEA. (2010). *World Energy Outlook 2010*.
- IPCC. (2006). *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.
- IPCC. (2007). Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. In *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- IPCC. (2007). *Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Ginebra, Suiza.
- IPCC. (2011). *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*.
- Kartha, S., Lazarus, M., & Bosi, M. (2004). Practical baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA Information Paper. *Energy Policy* , 32 (4), 545-566.
- KAS. (2001). *Modelo Multinodal Hidrotérmico OSE2000: Manual de Uso*.
- Minder, E. (1997). *Modelación Hidrológica en el Sistema Interconectado Central, tesis para optar al grado de M.Sc.* Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Santiago, Chile.
- MMA. (2011). *Segunda Comunicación Nacional de Chile ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático*.

- Moreno, L. A. (2011). *La década de América Latina y el Caribe, una oportunidad real*. Washington: BID.
- OECD. (2002). *Practical baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector*.
- ONU. (2006). *Multi Dimensional Issues in International Electric power Grid Interconnections*.
- Palma-Benhke, R., Jimenez, G., & Cortés, M. (2010). El Sector Energético en Chile. In *Compendio Energético de Chile 2010* (pp. 9-95). Santiago, Chile: Electricidad Interamericana, EDITEC S.A.
- Poch Ambiental. (2010). *Análisis de Opciones Futuras de Mitigación de GEI para Chile en el Sector Energía*.
- Point Carbon. (2011, Octubre 25). Carbon Market Daily.
- PROGEA. (2008). *Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo*.
- Sauma et al., E. (2011). Electric-systems integration in the Andes community: Opportunities and threats. *Energy Policy* , 39 (2), 936-949.
- Tokman, M. (2008). *Convirtiendo la Crisis en Oportunidad: Energías Renovables No Convencionales: Importancia de la Geotermia*.
- UCTE. (2010). *The 50 Year Success Story - Evolution of a European Interconnected Grid*.
- UNFCCC. (2010). *Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen from 7 to 19 December 2009. Addendum. Part Two: Action taken by the Conference of the Parties at its fifteenth session*.
- Wiedmann, T., & Minx, J. (2008). A Definition of 'Carbon Footprint'. In C. C. Pertsova (Ed.), *Ecological Economics Research Trends* (pp. 1-11). NY, USA.: Nova Science Publishers.
- WRI. (2007). *The Greenhouse Gas Protocol: Guidelines for Quantifying GHG Reductions from Grid-Connected Electricity Projects*.

ANEXOS

A. CALCULO DE EMISIONES UNITARIAS

En la Tabla A-1 se resumen los poderes caloríficos utilizados. Todos los poderes caloríficos fueron obtenidos desde el Balance Nacional de Energía 2008 (CNE) salvo el del carbón, el que se obtuvo directamente desde el Informe de Precio de Nudo (CNE). Esta corrección es importante debido a que los consumos específicos de las unidades consideran este poder calorífico.

Tabla A-1: Poder calorífico combustibles.

Combustible	Poder Calorífico	Unidad	Poder Calorífico	Unidad
Carbón	7,000	KCal/Kg	29.31	GJ/ton
Gas Natural	9,341	KCal/m ³	0.039	GJ/m ³
Diesel	10,900	KCal/Kg	45.64	GJ/ton
Fuel Oil	10,500	KCal/Kg	43.96	GJ/ton

En la Tabla A-2 se muestran los factores de emisión utilizados. Estos reflejan el contenido de carbono de cada tipo de combustible y suponen una oxidación total en el proceso de combustión. Los factores no toman en cuenta el efecto de las puestas en marcha, las salidas de operación, ni el efecto de las tecnologías de controles de emisión.

Tabla A-2: Factor de emisión por tipo de combustible (IPCC, 2006)

Combustible	CO ₂ [kg/GJ]	CH ₄ [g/GJ]	N ₂ O [g/GJ]	CO ₂ e [kg/GJ]
Carbón	94.6	1	1.5	95.09
Gas Natural	56.1	1	0.1	56.15
Diesel	74.1	3	0.6	74.35
Fuel Oil	77.4	3	0.6	77.65

En la Tabla A-3 y Tabla A-4 se resumen los factores de emisión unitarios para las centrales en el SIC y el SING respectivamente, calculados según la metodología descrita en la sección 3.1.

Tabla A-3: Emisiones unitarias de GEI centrales SIC.

Combustible	Central	Potencia Neta [MW]	Eficiencia [%]	Emisiones CO2e [tonCO2e/Gwhe]
Carbón	Bocamina	121	0.32	1059
Carbón	Bocamina 02	342	0.35	981
Carbón	Guacolda 01	143	0.34	1003
Carbón	Guacolda 02	143	0.34	1003
Carbón	Guacolda 03	137	0.35	975
Carbón	Guacolda 04	139	0.35	975
Carbón	Nueva Ventanas	249	0.32	1059
Carbón	Santa Maria	343	0.35	981
Carbón	Ventanas 01	113	0.30	1156
Carbón	Ventanas 02	208	0.31	1106
Gas Natural	Candelaria CA 01 GNL	125	0.29	690
Gas Natural	Candelaria CA 02 GNL	129	0.29	690
Gas Natural	Nehuenco 01 FA GNL	21	0.37	544
Gas Natural	Nehuenco 01 GNL	340	0.47	433
Gas Natural	Nehuenco 02 GNL	384	0.51	398
Gas Natural	Nueva Renca GNL	320	0.48	425
Gas Natural	Nueva Renca Int GNL	50	0.39	520
Gas Natural	Quintero 01 CA GNL	128	0.33	606
Gas Natural	Quintero 02 CA GNL	129	0.33	606
Gas Natural	Quintero CC FA GNL	35	0.35	585
Gas Natural	Quintero CC GNL	350	0.47	434
Gas Natural	San Isidro 02 FA GNL	19	0.27	739
Gas Natural	San Isidro 02 GNL	346	0.50	403
Gas Natural	San Isidro FA GNL	20	0.27	739
Gas Natural	San Isidro GNL	350	0.45	446
Gas Natural	Taltal 01 GNL	122	0.31	662
Gas Natural	Taltal 02 GNL	123	0.31	662
Gas Natural	Taltal CC GNL	360	0.49	409
Diesel	Ancud	3	0.33	820
Diesel	Antihue TG 01	50	0.34	780
Diesel	Antihue TG 02	51	0.34	780
Diesel	Calle-Calle	20	0.35	797
Diesel	Campanario 01 Diesel	56	0.32	835
Diesel	Campanario 02 Diesel	56	0.32	837
Diesel	Campanario 03 Diesel	56	0.32	833
Diesel	Campanario 04 CA Diesel	42	0.30	903
Diesel	Campanario 04 CC Diesel	60	0.41	651
Diesel	Candelaria CA 01 Diesel	125	0.29	917
Diesel	Candelaria CA 02 Diesel	129	0.29	917
Diesel	Cenizas	17	0.34	781
Diesel	Chiloé	9	0.29	912
Diesel	Chuyaca	14	0.36	753
Diesel	Coligues	22	0.37	726
Diesel	Colmito	55	0.26	1011
Diesel	Con Con	2	0.33	808
Diesel	Constitución Elektragen	9	0.28	956
Diesel	Coronel TG Diesel	47	0.36	734

Tabla A-3: Emisiones unitarias de GEI centrales SIC.

Combustible	Central	Potencia Neta [MW]	Eficiencia [%]	Emisiones CO2e [tonCO2e/Gwhe]
Diesel	Degañ	36	0.36	742
Diesel	Diego de Almagro TG	46	0.23	1143
Diesel	El Salvador TG	24	0.23	1143
Diesel	Emelda 01	33	0.27	977
Diesel	Emelda 02	36	0.22	1221
Diesel	Esperanza 01	19	0.23	1158
Diesel	Esperanza 02	2	0.36	741
Diesel	Esperanza 03	2	0.35	768
Diesel	Espinos	122	0.36	751
Diesel	EV25	25	0.26	1048
Diesel	Horcones TG Diesel	24	0.22	1191
Diesel	Laguna Verde	53	0.17	1595
Diesel	Laguna Verde TG	18	0.30	896
Diesel	Las Vegas	2	0.33	808
Diesel	Linares	0	0.36	748
Diesel	Los Pinos	104	0.41	646
Diesel	Los Vientos	132	0.30	906
Diesel	Maule	6	0.28	956
Diesel	Nehuenco 01 Diesel	310	0.50	540
Diesel	Nehuenco 02 Diesel	392	0.50	540
Diesel	Nehuenco 9B 01 Diesel	92	0.29	933
Diesel	Nehuenco 9B 02 Diesel	16	0.28	967
Diesel	Newen	13	0.35	797
Diesel	Nueva Aldea 02 Diesel	10	0.27	983
Diesel	Nueva Renca Diesel	312	0.46	580
Diesel	Nueva Renca FA GLP	30	0.50	530
Diesel	Olivos	99	0.35	764
Diesel	Petropower	54	0.35	797
Diesel	Placilla	3	0.34	793
Diesel	Quellon 02	10	0.36	753
Diesel	Quintay	3	0.34	793
Diesel	Renca	92	0.22	1238
Diesel	San Gregorio	0	0.36	748
Diesel	San Lorenzo 01	29	0.23	1140
Diesel	San Lorenzo 02	26	0.20	1311
Diesel	Santa Lidia	139	0.30	879
Diesel	Taltal 01 Diesel	122	0.31	862
Diesel	Taltal 02 Diesel	123	0.31	862
Diesel	Teno	58	0.36	750
Diesel	Termopacífico	80	0.35	763
Diesel	TG Peñon	81	0.36	738
Diesel	Tierra Amarilla	152	0.33	811
Diesel	Totoral	3	0.34	793
Diesel	Trapen	81	0.36	738
Fuel Oil	Cementos Bio Bio	14	0.35	797
Fuel Oil	Huasco TG	58	0.23	1236
Fuel Oil	Punta Colorada 01 Fuel	16	0.35	797

Tabla A-4: Emisiones unitarias de GEI centrales SING.

Combustible	Central	Potencia Neta [MW]	Eficiencia [%]	Emisiones CO2e [tonCO2e/Gwhe]
Carbón	CT ANDINA	150	0.31	1115
Carbón	CTM1	155	0.28	1212
Carbón	CTM2	164	0.30	1158
Carbón	CTTAR	149	0.28	1243
Carbón	HORNITOS	150	0.31	1115
Carbón	NTO1	127	0.31	1117
Carbón	NTO2	132	0.31	1106
Carbón	U12	80	0.24	1425
Carbón	U13	80	0.25	1362
Carbón	U14	128	0.27	1257
Carbón	U15	124	0.28	1210
Gas Natural	CC SALTA	109	0.45	444
CC-GNL	CC1 GNL	326	0.45	444
CC-GNL	CC2 GNL	326	0.45	444
CC-GNL	CTM3 GNL	243	0.48	421
GNL	TG3 GNL	37	0.28	733
CC-GNL	U16 GNL	333	0.51	397
CC-Diesel	CC1d	326	0.44	613
CC-Diesel	CC2d	326	0.44	613
CC-Diesel	CTM3d	243	0.38	708
Diesel	CUMMINS	1	0.27	1006
Diesel	DEUTZ	2	0.24	1107
Diesel	GMAR	8	0.32	840
Diesel	M1AR	3	0.31	860
Diesel	M2AR	3	0.31	857
Diesel	MIIQ	3	0.31	859
Diesel	SUIQ	4	0.29	929
Diesel	TG1	25	0.24	1134
Diesel	TG2	25	0.24	1134
TG-Diesel	TG3d	37	0.30	895
Diesel	TGIQ	24	0.25	1085
Diesel	TGTAR	24	0.24	1120
CC-Diesel	U16d	333	0.48	556
Diesel	ZOFRI_1	1	0.28	962
Diesel	ZOFRI_2	5	0.28	962
Diesel	ZOFRI_3	5	0.35	755
Fuel Oil	INACAL	7	0.35	789
Fuel Oil	TAMAYA	99	0.36	768
Fuel Oil	U10	36	0.28	1015
Fuel Oil	U11	36	0.28	1015
Diesel - Fuel Oil	MAIQ	6	0.32	876
Diesel - Fuel Oil	MIMB	28	0.35	808
Diesel - Fuel Oil	MSIQ	6	0.36	776

B. PROYECCIÓN DE DEMANDA

En la Tabla B-1 se muestra la proyección de demanda anual y demanda máxima anual global para el SIC y el SING. Cabe destacar que esta proyección es la suma de la proyección individual de cada barra del sistema.

Tabla B-1: Proyección de demanda anual SIC-SING

Año	SIC					SING				
	Libres GWh	Regulados GWh	Total GWh	Crec. %	Dda max MW	Libres GWh	Regulados GWh	Total GWh	Crec. %	Dda max MW
2011	18,507	25,020	43,528	7.25%	6,446	13,430	1,421	14,852	6.24%	2,019
2012	20,011	26,321	46,332	6.44%	6,856	14,301	1,485	15,786	6.29%	2,148
2013	21,461	27,720	49,181	6.15%	7,292	15,213	1,552	16,765	6.20%	2,283
2014	22,923	29,187	52,110	5.96%	7,732	16,169	1,622	17,791	6.12%	2,425
2015	24,459	30,690	55,149	5.83%	8,185	17,168	1,695	18,863	6.03%	2,573
2016	26,080	32,269	58,349	5.80%	8,656	18,230	1,771	20,001	6.03%	2,730
2017	27,782	33,897	61,679	5.71%	9,146	19,339	1,851	21,190	5.94%	2,894
2018	29,596	35,571	65,168	5.66%	9,657	20,497	1,934	22,431	5.86%	3,065
2019	31,523	37,328	68,850	5.65%	10,196	21,724	2,021	23,745	5.86%	3,247
2020	33,567	39,170	72,737	5.65%	10,765	23,024	2,112	25,136	5.86%	3,439
2021	35,321	41,217	76,537	5.22%	11,327	24,072	2,208	26,280	4.55%	3,596
2022	37,115	43,310	80,425	5.08%	11,903	24,910	2,285	27,195	3.48%	3,721
2023	39,009	45,520	84,529	5.10%	12,510	25,786	2,365	28,151	3.52%	3,852
2024	41,036	47,885	88,921	5.20%	13,160	26,823	2,460	29,283	4.02%	4,007
2025	43,174	50,381	93,556	5.21%	13,846	27,900	2,559	30,460	4.02%	4,167
2026	45,404	52,983	98,387	5.16%	14,561	28,899	2,651	31,550	3.58%	4,317
2027	47,759	55,731	103,490	5.19%	15,316	29,942	2,747	32,688	3.61%	4,472
2028	50,246	58,633	108,879	5.21%	16,114	31,032	2,847	33,878	3.64%	4,635
2029	52,873	61,698	114,571	5.23%	16,956	32,170	2,951	35,121	3.67%	4,805
2030	55,647	64,936	120,583	5.25%	17,846	33,360	3,060	36,420	3.70%	4,983

C. PROYECCIÓN PRECIOS DE COMBUSTIBLES

En la Tabla C-1 se muestra la proyección de precios de combustibles referencial considerada en el desarrollo de la investigación.

Tabla C-1: Proyección precio de combustibles 2011-2030.

Año	Carbón US\$/Ton	Diesel US\$/BBL	GNL SIC US\$/MMBtu	GNL SING US\$/MMBtu
2011	94.8	81.0	11.9	7.2
2012	101.0	83.3	12.3	7.7
2013	106.3	86.6	6.8	8.5
2014	109.8	89.6	7.3	8.9
2015	109.4	92.2	7.6	9.3
2016	111.5	94.3	8.0	9.7
2017	114.3	96.5	8.3	9.9
2018	117.1	99.1	8.6	10.2
2019	121.9	103.1	9.0	10.7
2020	127.2	107.5	9.6	11.2
2021	128.1	109.5	9.7	11.4
2022	129.0	111.4	9.8	11.5
2023	129.9	113.4	9.9	11.7
2024	130.7	115.3	10.1	11.8
2025	131.6	117.3	10.2	12.0
2026	132.4	119.2	10.4	12.1
2027	133.1	121.2	10.5	12.3
2028	133.8	123.2	10.7	12.5
2029	134.5	125.1	10.8	12.7
2030	135.2	127.1	11.0	12.9

El precio final del combustible puesto en cada central depende de las características particulares de cada una de ellas, pues considera costos de refinación, regasificación, transporte, etc. Con el fin de representar estas características particulares se considera que los precios de combustibles actuales de las centrales presentarán variaciones futuras iguales a la proyección del combustible de referencia. En la Figura C-1 y Figura C-2 se muestra la proyección de precios de combustibles para el carbón y el GNL en el SIC y el SING para todas las centrales modeladas.

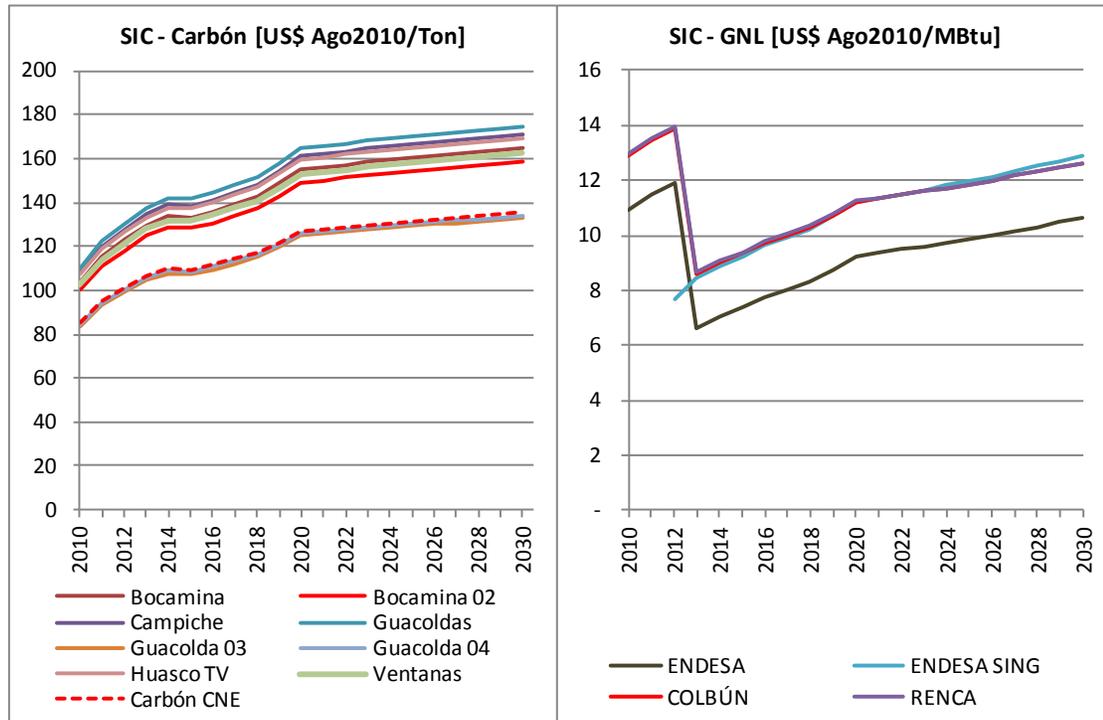


Figura C-1: Proyección precios combustibles puestos en centrales SIC (carbón, GNL).

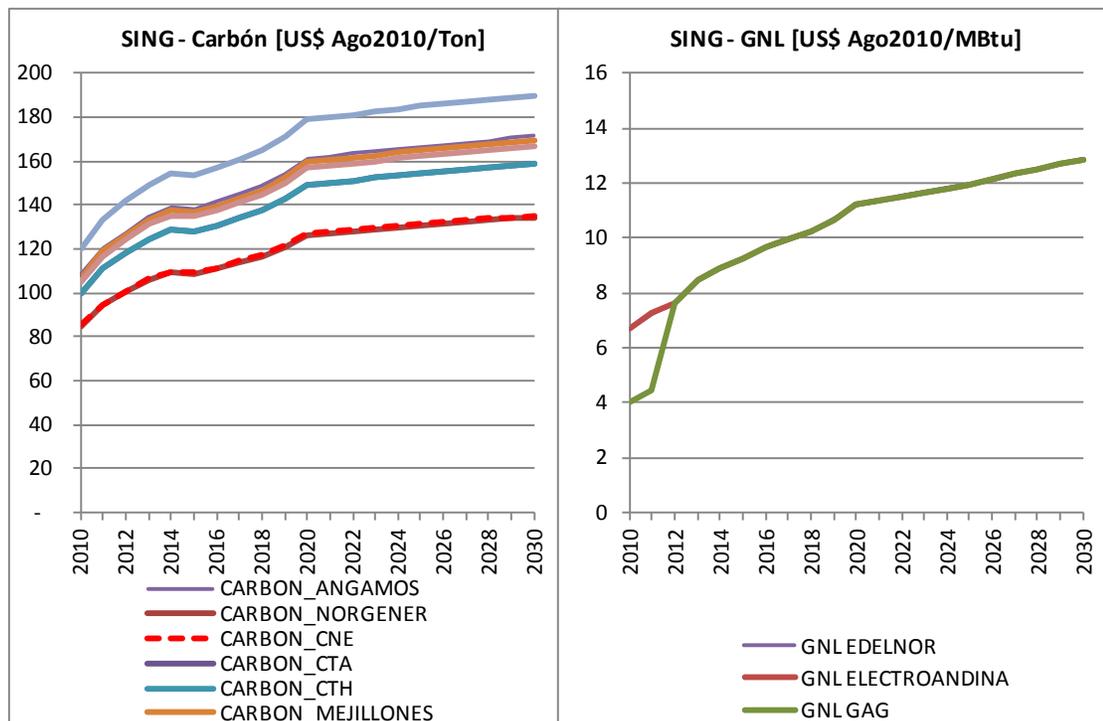


Figura C-2: Proyección precios combustibles puestos en centrales SING (carbón, GNL).

Tabla C-2: Proyección de precios de combustibles SING.

COMBUSTIBLE		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CARBON_ANGAMOS	US\$/Ton	120	128	135	139	139	141	145	148	154	161	162	163	164	166	167	168	169	169	170	171
CARBON_NORGENER	US\$/Ton	94	100	106	109	109	111	114	117	121	127	127	128	129	130	131	132	132	133	134	135
CARBON_CNE	US\$/Ton	95	101	106	110	109	112	114	117	122	127	128	129	130	131	132	132	133	134	135	135
CARBON_CTA	US\$/Ton	111	118	125	129	128	131	134	137	143	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159
CARBON_CTH	US\$/Ton	111	118	125	129	128	131	134	137	143	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159
CARBON_MEJILLONES	US\$/Ton	119	127	133	138	137	140	143	147	153	159	161	162	163	164	165	166	167	168	169	169
CARBON_TARAPACA	US\$/Ton	133	142	149	154	154	157	161	165	171	179	180	181	182	184	185	186	187	188	189	190
CARBON_TOCOPILLA	US\$/Ton	117	124	131	135	135	137	141	144	150	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167
DIESEL_ARICA	US\$/Ton	770	791	822	851	876	896	917	941	980	1022	1040	1059	1077	1096	1114	1133	1152	1170	1189	1207
DIESEL_ATACAMA	US\$/Ton	773	794	826	855	879	899	920	945	983	1025	1044	1063	1081	1100	1119	1137	1156	1175	1193	1212
DIESEL_ENAEX	US\$/Ton	766	787	819	848	872	892	913	937	975	1017	1035	1054	1072	1091	1109	1128	1146	1165	1183	1202
DIESEL_ENOR	US\$/Ton	777	798	830	859	884	904	925	950	989	1031	1050	1068	1087	1106	1125	1143	1162	1181	1200	1218
DIESEL_IQUIQUE	US\$/Ton	752	772	803	832	856	875	895	919	957	998	1016	1034	1052	1070	1088	1106	1125	1143	1161	1179
DIESEL_MEJILLONES	US\$/Ton	767	788	820	848	873	893	914	938	976	1018	1036	1055	1073	1092	1110	1129	1148	1166	1185	1203
DIESEL_TARAPACA	US\$/Ton	789	810	843	872	898	918	939	964	1004	1047	1066	1085	1104	1123	1142	1161	1180	1199	1218	1237
DIESEL_TOCOPILLA	US\$/Ton	761	782	813	842	866	886	906	931	969	1010	1028	1047	1065	1084	1102	1120	1139	1157	1175	1194
DI-FUEL_MAIQ_IQUIQUE	US\$/Ton	558	574	597	618	636	650	665	683	711	741	755	768	782	795	809	822	836	849	863	876
DI-FUEL_MANTOS BLANCOS	US\$/Ton	519	533	555	574	591	604	618	635	661	689	701	714	727	739	752	764	777	789	802	814
DI-FUEL_MSIQ_IQUIQUE	US\$/Ton	556	571	594	615	633	647	662	680	708	738	751	765	778	792	805	818	832	845	859	872
FUEL_INACAL	US\$/Ton	504	518	539	558	574	587	601	617	642	669	681	694	706	718	730	742	754	767	779	791
FUEL_TAMAYA	US\$/Ton	515	529	550	570	586	599	613	630	656	684	696	708	721	733	746	758	771	783	795	808
FUEL_TOCOPILLA	US\$/Ton	506	520	541	560	576	589	603	619	645	672	684	697	709	721	733	745	758	770	782	794
GNL EDELNOR	US\$/MBtu	7	8	8	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12	12	12	12	13	13	13
GNL ELECTROANDINA	US\$/MBtu	7	8	8	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12	12	12	12	13	13	13
GNL GAG	US\$/MBtu	4	8	8	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12	12	12	12	13	13	13

Tabla C-3: Proyección de precios de combustibles SIC.

COMBUSTIBLE		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón CNE	US\$/Ton	95	101	106	110	109	112	114	117	122	127	128	129	130	131	132	132	133	134	135	135
Bocamina	US\$/Ton	115	123	130	134	133	136	139	143	149	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165
Bocamina 02	US\$/Ton	111	118	125	129	128	131	134	137	143	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159
Campiche	US\$/Ton	120	128	135	139	139	141	145	148	154	161	162	163	164	166	167	168	169	169	170	171
Guacolda	US\$/Ton	123	131	138	142	141	144	148	151	158	164	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175
Guacolda 03	US\$/Ton	93	99	104	108	107	109	112	115	120	125	126	127	127	128	129	130	131	131	132	133
Guacolda 04	US\$/Ton	94	100	105	109	108	111	113	116	121	126	127	128	129	130	130	131	132	133	133	134
Huasco TV	US\$/Ton	119	127	133	138	137	140	143	147	153	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170
Ventanas	US\$/Ton	114	121	128	132	132	134	137	141	147	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163
GNL	US\$/Mbtu	11	12	7	7	7	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	11
GNL II	US\$/Mbtu	10	11	6	6	7	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9
GNL OP	US\$/Mbtu	13	14	9	9	9	10	10	10	11	11	11	11	12	12	12	12	12	12	12	13
GNL OP II	US\$/Mbtu	14	14	9	9	9	10	10	10	11	11	11	11	12	12	12	12	12	12	12	13
GNL SING OP	US\$/Mbtu	8	8	8	9	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12	12	12	12	13	13	13
Ancud	US\$/Ton	904	929	966	1000	1029	1052	1077	1106	1151	1200	1222	1244	1266	1287	1309	1331	1353	1375	1397	1418
Antihue Diesel	US\$/Ton	910	936	973	1007	1036	1059	1084	1113	1159	1208	1230	1252	1274	1296	1318	1340	1362	1384	1406	1428
Campanario Diesel	US\$/Ton	786	808	840	870	895	915	936	961	1000	1043	1062	1081	1100	1119	1138	1157	1176	1195	1214	1233
Candelaria Diesel	US\$/Ton	780	801	833	862	887	907	929	953	992	1035	1054	1072	1091	1110	1129	1148	1166	1185	1204	1223
Cenizas	US\$/Ton	555	571	594	614	632	646	662	679	707	737	751	764	777	791	804	818	831	844	858	871
Chiloé	US\$/Ton	964	991	1031	1067	1098	1122	1149	1179	1227	1280	1303	1327	1350	1373	1396	1420	1443	1466	1489	1513
Chuyaca	US\$/Ton	852	876	911	943	970	992	1015	1042	1085	1131	1152	1173	1193	1214	1234	1255	1275	1296	1317	1337
Coligues	US\$/Ton	532	547	569	589	606	619	634	651	677	706	719	732	745	758	771	784	796	809	822	835
Colmito	US\$/Ton	638	655	682	706	726	742	760	780	812	847	862	877	893	908	924	939	954	970	985	1001
Con Con	US\$/Ton	708	728	757	783	806	824	843	866	901	940	957	974	991	1008	1025	1042	1059	1077	1094	1111
Constitución Elektragen	US\$/Ton	806	828	861	891	917	938	960	985	1026	1069	1089	1108	1128	1147	1167	1186	1206	1225	1244	1264
Coronel TG Diesel	US\$/Ton	825	847	881	912	939	959	982	1008	1049	1094	1114	1134	1154	1174	1194	1214	1234	1254	1273	1293
Degañ	US\$/Ton	908	933	970	1004	1033	1057	1081	1110	1156	1205	1227	1249	1271	1293	1315	1336	1358	1380	1402	1424
Diego de Almagro TG	US\$/Ton	778	799	831	861	886	905	927	951	990	1032	1051	1070	1089	1108	1126	1145	1164	1183	1201	1220
El Salvador	US\$/Ton	787	809	841	871	896	916	938	962	1002	1045	1064	1083	1102	1121	1140	1159	1178	1197	1216	1235
Emelda	US\$/Ton	773	795	826	855	880	900	921	945	984	1026	1045	1064	1082	1101	1120	1138	1157	1176	1194	1213
Esperanza	US\$/Ton	823	845	879	910	937	957	980	1006	1047	1092	1112	1132	1152	1171	1191	1211	1231	1251	1271	1291
Espinos	US\$/Ton	777	799	831	860	885	905	926	951	990	1032	1051	1069	1088	1107	1126	1144	1163	1182	1201	1220
EV25	US\$/Ton	788	810	843	872	898	918	939	964	1004	1047	1066	1085	1104	1123	1142	1161	1180	1199	1218	1237
Laguna Verde	US\$/Ton	762	783	814	843	867	887	908	932	970	1011	1030	1048	1067	1085	1103	1122	1140	1158	1177	1195
Laguna Verde TG	US\$/Ton	762	783	814	843	867	887	908	932	970	1011	1030	1048	1067	1085	1103	1122	1140	1158	1177	1195
Las Vegas	US\$/Ton	711	731	760	787	810	828	847	870	905	944	961	979	996	1013	1030	1047	1064	1082	1099	1116
Linares	US\$/Ton	779	800	832	862	887	906	928	952	991	1034	1053	1071	1090	1109	1128	1147	1165	1184	1203	1222
Los Pinos	US\$/Ton	749	770	801	829	853	872	893	916	954	995	1013	1031	1049	1067	1085	1103	1121	1139	1157	1176
Los Vientos	US\$/Ton	767	788	819	848	873	892	913	937	976	1018	1036	1055	1073	1092	1110	1129	1147	1166	1184	1203
Maule	US\$/Ton	806	828	861	891	917	938	960	985	1026	1069	1089	1108	1128	1147	1167	1186	1206	1225	1244	1264
Nehuenco Diesel	US\$/Ton	770	791	823	852	876	896	917	941	980	1022	1040	1059	1077	1096	1114	1133	1152	1170	1189	1207
Nueva Aldea 02 Diesel	US\$/Ton	760	781	812	840	865	884	905	929	967	1008	1027	1045	1063	1082	1100	1118	1137	1155	1173	1192
Olivos	US\$/Ton	777	799	831	860	885	905	926	951	990	1032	1051	1069	1088	1107	1126	1144	1163	1182	1201	1220
Placilla	US\$/Ton	711	730	759	786	809	827	846	869	904	943	960	977	995	1012	1029	1046	1063	1080	1097	1115
Horcones TG Diesel	US\$/Ton	773	794	826	855	879	899	920	945	983	1025	1044	1063	1081	1100	1119	1137	1156	1175	1193	1212
Quellon	US\$/Ton	904	928	966	1000	1028	1051	1076	1105	1150	1199	1221	1243	1265	1286	1308	1330	1352	1374	1395	1417
Quintay	US\$/Ton	711	731	760	786	809	827	847	869	905	944	961	978	995	1012	1029	1047	1064	1081	1098	1115
Renca Diesel	US\$/Ton	762	783	815	843	868	887	908	932	970	1012	1030	1049	1067	1086	1104	1122	1141	1159	1178	1196
Renca GLP	US\$/Ton	1008	1036	1077	1115	1147	1173	1201	1232	1283	1338	1362	1387	1411	1435	1459	1484	1508	1532	1557	1581
San Lorenzo	US\$/Ton	794	816	849	879	904	924	946	971	1011	1054	1074	1093	1112	1131	1150	1169	1189	1208	1227	1246
Santa Lidia	US\$/Ton	867	891	926	959	987	1009	1033	1060	1103	1151	1172	1192	1213	1234	1255	1276	1297	1318	1339	1360
TalTal Diesel	US\$/Ton	787	808	841	870	895	915	937	962	1001	1044	1063	1082	1101	1120	1139	1158	1177	1196	1215	1234
Teno	US\$/Ton	819	841	875	906	932	953	975	1001	1042	1087	1106	1126	1146	1166	1185	1205	1225	1245	1264	1284
Termopacifico	US\$/Ton	796	818	851	881	906	927	949	974	1014	1057	1076	1095	1115	1134	1153	1172	1191	1211	1230	1249
TG Peñon	US\$/Ton	815	838	871	902	928	948	971	997	1037	1082	1101	1121	1141	1160	1180	1200	1219	1239	1259	1278
Tierra Amarilla	US\$/Ton	819	842	875	906	932	953	976	1002	1043	1087	1107	1127	1146	1166	1186	1206	1226	1245	1265	1285
Total	US\$/Ton	716	736	766	792	815	834	853	876	912	951	968	985	1003	1020	1037	1054	1072	1089	1106	1124
Trapen	US\$/Ton	855	878	914	946	973	995	1018	1045	1088	1135	1155	1176	1197	1217	1238	1258	1279	1300	1320	1341
Huasco TG	US\$/Ton	658	676	703	728	749	766	784	805	838	874	890	905	921	937	953	969	985	1001	1017	1032

D. VARIACIÓN CMG SIC-SING - INTERCONEXIÓN

A continuación se resume la variación producto de la interconexión estática (en que se mantienen inalterados los planes de obra e ambos sistemas) en los costos marginales de barras representativas del SIC y el SING, a nivel mensual y promedio anual. Para cada sistema se muestran los costos marginales de tres barras, representativas de los costos marginales en el norte, centro y sur de cada sistema. En la Figura D-1 y Figura D-2 se grafican a nivel mensual y anual las variaciones presentadas para las barras representativas nombradas anteriormente.

Tabla D-1: Variación costos marginales SIC ante interconexión (norte, centro, sur).

	Cardones 220				Alto Jahuel 220				Charrua 220			
	SIC	SIC+SING	Var.	Var.	SIC	SIC+SING	Var.	Var.	SIC	SIC+SING	Var.	Var.
2018	82.7	75.4	-7.3	9%	80.2	72.6	-7.6	9%	76.3	68.7	-7.6	10%
2019	83.3	75.9	-7.4	9%	81.2	73.6	-7.6	9%	77.3	69.7	-7.6	10%
2020	81.2	76.6	-4.6	6%	78.9	74.2	-4.7	6%	75.0	70.3	-4.7	6%
2021	83.0	78.3	-4.7	6%	80.2	75.4	-4.8	6%	76.4	71.5	-4.9	6%
2022	82.9	79.4	-3.4	4%	79.4	75.5	-3.9	5%	76.1	72.2	-3.9	5%
2023	83.3	80.1	-3.2	4%	79.0	74.9	-4.0	5%	76.0	71.9	-4.1	5%
2024	88.7	83.6	-5.1	6%	83.0	76.9	-6.2	7%	79.5	73.0	-6.5	8%
2025	88.9	83.8	-5.1	6%	85.3	79.8	-5.6	7%	81.8	76.2	-5.7	7%
2026	89.7	86.0	-3.8	4%	87.5	82.8	-4.7	5%	83.8	79.0	-4.8	6%
2027	83.8	81.7	-2.2	3%	82.4	79.4	-3.0	4%	78.3	75.0	-3.2	4%
2028	85.4	84.1	-1.4	2%	85.0	82.3	-2.7	3%	80.6	77.7	-2.9	4%
2029	85.1	81.8	-3.3	4%	85.6	81.7	-4.0	5%	80.6	76.6	-4.1	5%
2030	86.6	84.4	-2.2	3%	88.4	85.8	-2.7	3%	83.3	80.3	-2.9	4%

Tabla D-2: Variación costos marginales SING ante interconexión (norte, centro, sur).

	Tarapacá 220				Crucero 220				Chacaya 220			
	SING	SIC+SING	Var.	Var.	SING	SIC+SING	Var.	Var.	SING	SIC+SING	Var.	Var.
2018	75.8	75.9	0.1	0%	77.5	77.4	-0.1	0%	75.3	74.1	-1.3	2%
2019	77.4	76.7	-0.7	1%	79.4	78.5	-0.9	1%	76.2	74.6	-1.6	2%
2020	79.5	79.0	-0.5	1%	81.1	80.6	-0.5	1%	75.6	75.3	-0.3	0%
2021	81.0	81.1	0.1	0%	82.7	82.7	0.0	0%	76.9	76.9	0.0	0%
2022	83.5	82.6	-0.8	1%	85.2	84.2	-1.0	1%	79.6	78.1	-1.5	2%
2023	85.4	84.0	-1.4	2%	87.1	85.6	-1.5	2%	81.8	78.9	-2.8	3%
2024	88.2	87.4	-0.9	1%	90.1	89.0	-1.1	1%	85.1	82.2	-2.9	3%
2025	90.6	90.2	-0.5	1%	92.5	91.7	-0.8	1%	87.4	83.5	-3.9	4%
2026	93.6	92.3	-1.3	1%	95.1	93.5	-1.6	2%	89.6	86.2	-3.5	4%
2027	90.1	86.4	-3.7	4%	93.5	89.2	-4.3	5%	88.8	82.2	-6.6	7%
2028	93.0	89.7	-3.3	4%	96.2	92.2	-4.0	4%	91.3	85.1	-6.2	7%
2029	89.3	85.4	-3.8	4%	93.6	89.2	-4.4	5%	88.6	82.4	-6.2	7%
2030	93.6	88.9	-4.7	5%	97.9	92.6	-5.3	5%	92.8	85.4	-7.4	8%

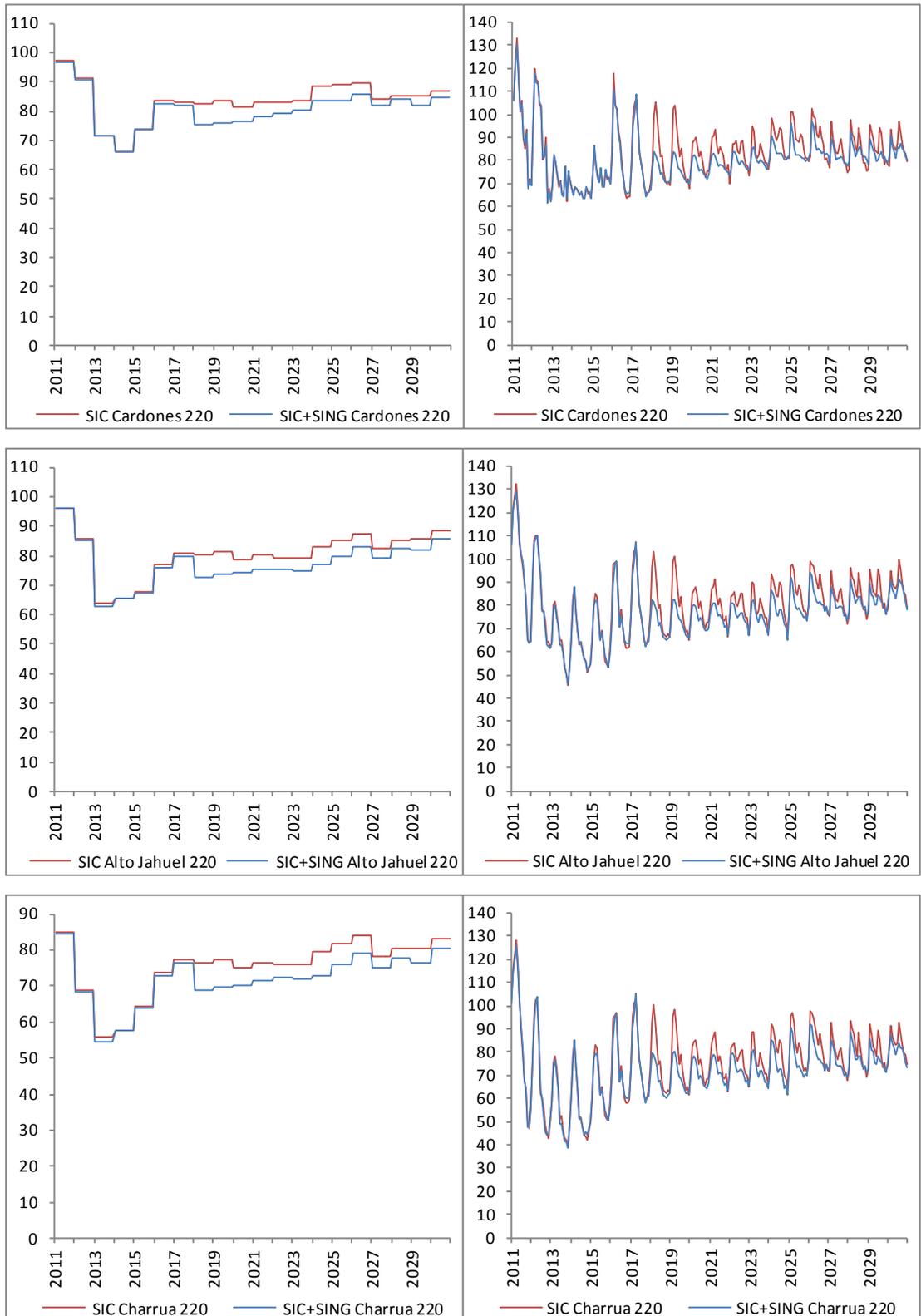


Figura D-1: Variación costos marginales SIC ante interconexión (norte, centro, sur).

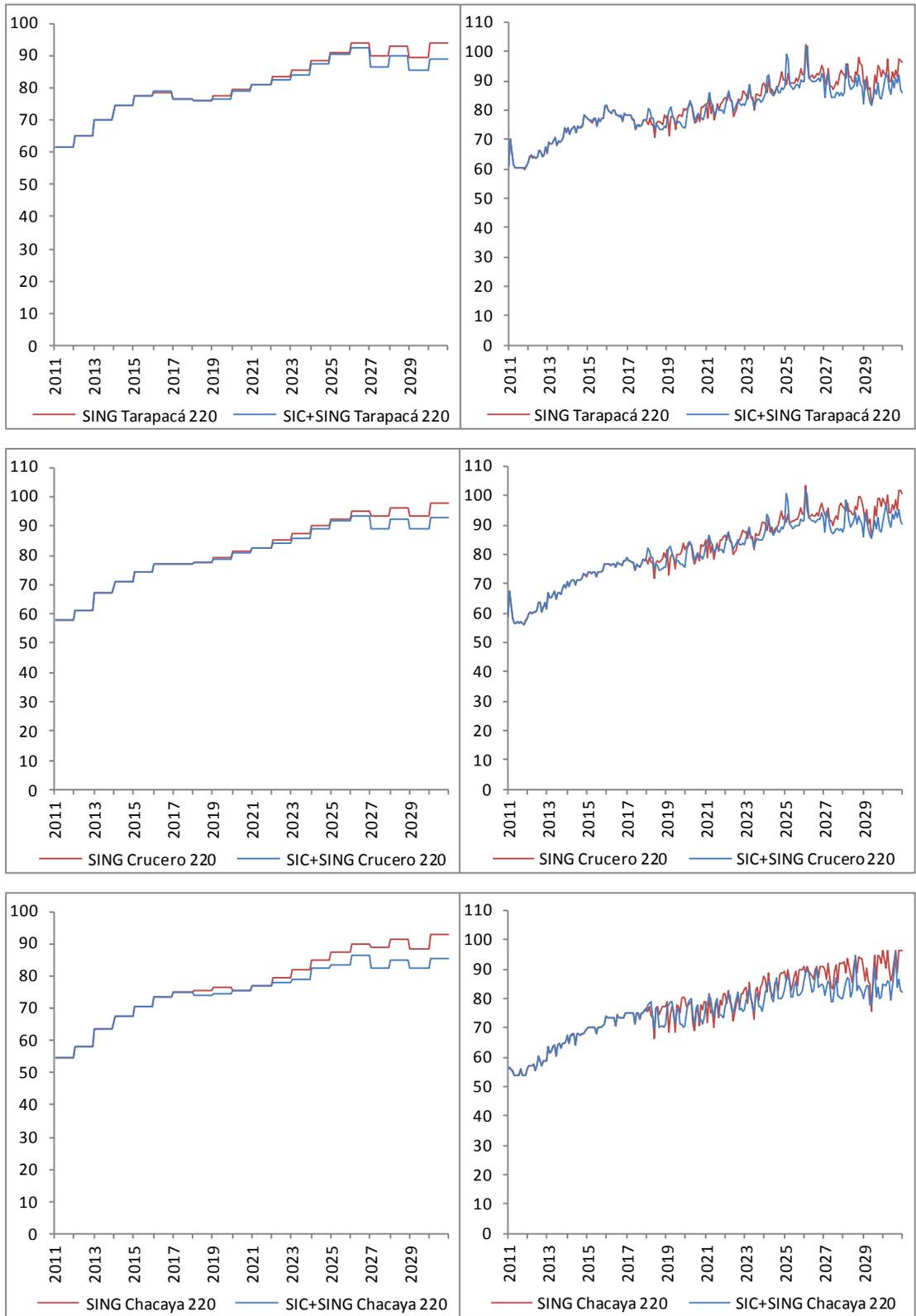


Figura D-2: Variación costos marginales SING ante interconexión (norte, centro, sur).

E. VARIACIÓN CMG SIC-SING - INTERCONEXIÓN AJUSTADA

A continuación se resume la variación producto de la interconexión dinámica, en que los planes de obra se ajustan a la interconexión, en los costos marginales de barras representativas del SIC y el SING, a nivel mensual y promedio anual. Para cada sistema se muestran los costos marginales de tres barras, representativas de los costos marginales en el norte, centro y sur de cada sistema. En la y se grafican a nivel mensual y anual las variaciones presentadas para las barras representativas nombradas anteriormente.

Tabla E-1: Variación costos marginales SIC ante interconexión ajustada (norte, centro, sur).

	Cardones 220				Alto Jahuel 220				Charrua 220			
	SIC	SIC+SING	Var.	Var.	SIC	SIC+SING	Var.	Var.	SIC	SIC+SING	Var.	Var.
2018	82.7	78.5	-4.2	5%	80.2	76.6	-3.6	4%	76.3	73.3	-3.0	4%
2019	83.3	81.7	-1.6	2%	81.2	79.9	-1.2	2%	77.3	76.5	-0.8	1%
2020	81.2	82.4	1.1	1%	78.9	80.3	1.4	2%	75.0	76.9	1.8	2%
2021	83.0	80.4	-2.6	3%	80.2	78.2	-2.0	2%	76.4	74.9	-1.5	2%
2022	82.9	81.5	-1.3	2%	79.4	78.3	-1.1	1%	76.1	75.6	-0.5	1%
2023	83.3	82.4	-0.9	1%	79.0	78.1	-0.8	1%	76.0	75.6	-0.4	0%
2024	88.7	86.2	-2.5	3%	83.0	80.3	-2.7	3%	79.5	77.3	-2.2	3%
2025	88.9	85.8	-3.1	3%	85.3	82.8	-2.5	3%	81.8	79.7	-2.1	3%
2026	89.7	88.5	-1.3	1%	87.5	86.2	-1.2	1%	83.8	83.0	-0.8	1%
2027	83.8	83.9	0.1	0%	82.4	81.2	-1.2	1%	78.3	77.4	-0.8	1%
2028	85.4	86.1	0.7	1%	85.0	84.1	-0.9	1%	80.6	80.1	-0.5	1%
2029	85.1	85.9	0.8	1%	85.6	84.9	-0.8	1%	80.6	80.3	-0.4	0%
2030	86.6	87.1	0.5	1%	88.4	87.8	-0.6	1%	83.3	83.1	-0.1	0%

Tabla E-2: Variación costos marginales SING ante interconexión ajustada (norte, centro, sur).

	Tarapacá 220				Crucero 220				Chacaya 220			
	SING	SIC+SING	Var.	Var.	SING	SIC+SING	Var.	Var.	SING	SIC+SING	Var.	Var.
2018	75.8	77.6	1.8	2%	77.5	79.2	1.7	2%	75.3	76.3	1.0	1%
2019	77.4	80.0	2.6	3%	79.4	82.0	2.6	3%	76.2	79.1	2.8	4%
2020	79.5	82.0	2.5	3%	81.1	83.9	2.8	3%	75.6	79.6	4.0	5%
2021	81.0	82.1	1.1	1%	82.7	83.8	1.1	1%	76.9	78.4	1.5	2%
2022	83.5	83.6	0.1	0%	85.2	85.3	0.1	0%	79.6	79.7	0.2	0%
2023	85.4	85.1	-0.3	0%	87.1	86.8	-0.3	0%	81.8	80.6	-1.2	1%
2024	88.2	89.0	0.7	1%	90.1	90.6	0.5	1%	85.1	84.1	-1.0	1%
2025	90.6	87.7	-3.0	3%	92.5	91.0	-1.5	2%	87.4	84.6	-2.9	3%
2026	93.6	90.6	-3.0	3%	95.1	93.7	-1.4	1%	89.6	87.5	-2.1	2%
2027	90.1	88.9	-1.2	1%	93.5	91.7	-1.8	2%	88.8	84.7	-4.1	5%
2028	93.0	91.9	-1.1	1%	96.2	94.5	-1.7	2%	91.3	87.5	-3.8	4%
2029	89.3	89.8	0.5	1%	93.6	93.9	0.3	0%	88.6	87.4	-1.2	1%
2030	93.6	91.8	-1.9	2%	97.9	95.6	-2.3	2%	92.8	88.4	-4.4	5%

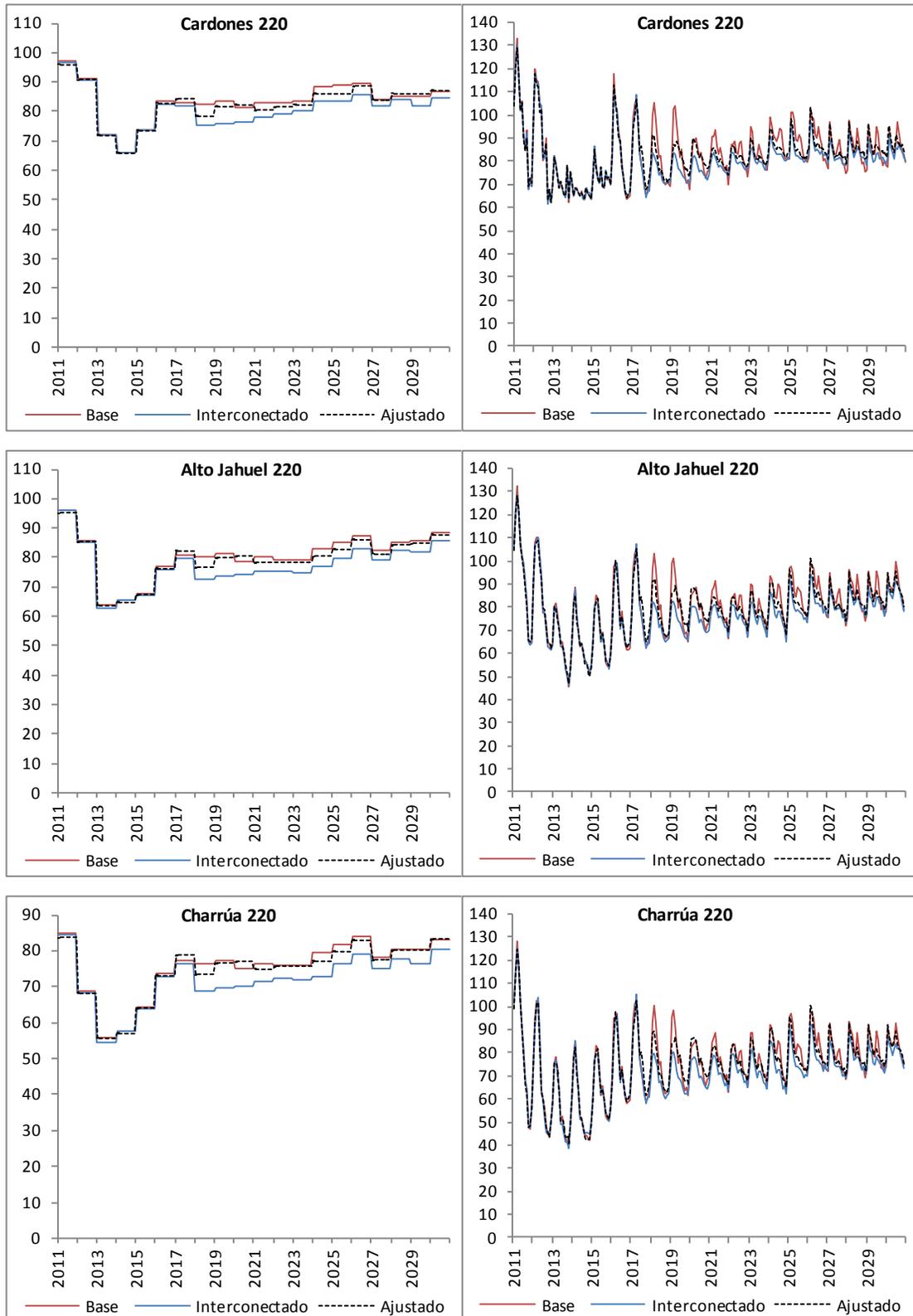


Figura E-1: Variación costos marginales SIC ante interconexión ajustada (norte, centro, sur).

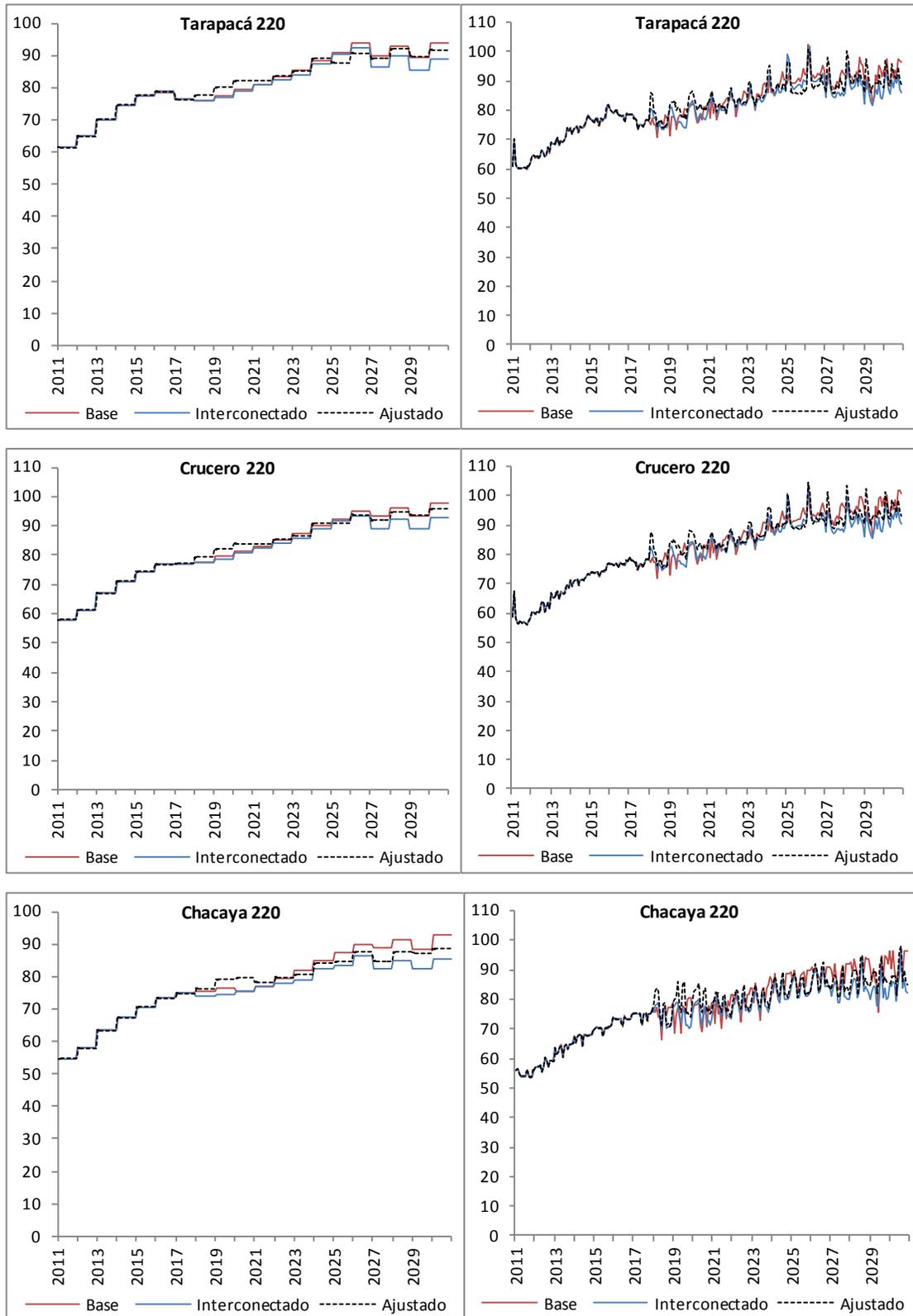


Figura E-2: Variación costos marginales SING ante interconexión ajustada (norte, centro, sur).

F. AJUSTE PLAN DE OBRAS

A continuación se muestran las iteraciones utilizadas para ajustar el plan de obras a carbón del caso interconectado base utilizado para simular la reacción de los generadores ante el cambio en las condiciones que produce la puesta en operación de la línea de interconexión. En la Figura F-1 se resume esquemáticamente el resultado del proceso iterativo. Se observa como el principal efecto del ajuste es la postergación de centrales, pudiendo considerarse a la interconexión una fuente de abastecimiento económico que desplaza el desarrollo de nueva capacidad de generación.

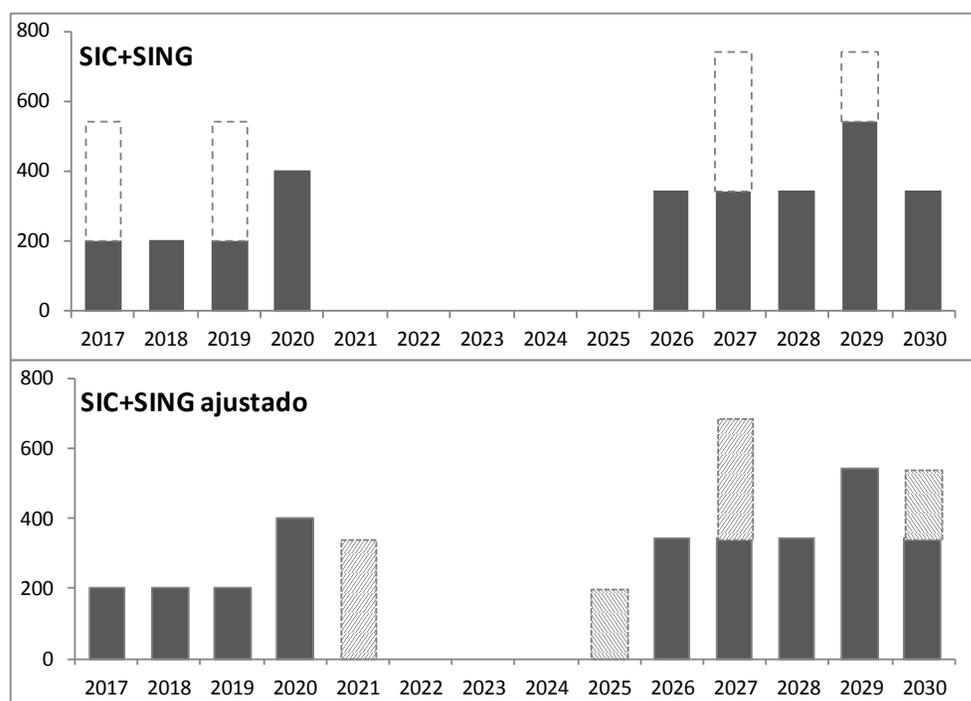


Figura F-1: Ajuste de plan de obras a carbón caso interconectado ajustado.

La Tabla F-1 resume la fecha de entrada de las centrales consideradas en el plan de ajuste y el margen de cada una de ellas respecto al caso base (sin interconexión) para cada una de las iteraciones realizadas. Se ha destacado en azul aquella central que cambia su e ingreso en cada iteración. En la última iteración puede apreciarse como la

diferencia porcentual entre el margen del caso base y el interconectado ajustado se reduce fuertemente respecto al caso interconectado base.

Tabla F-1: Fecha de entrada y variación en margen de centrales a carbón plan ajustado.

		Interconexión base		Iteración 1		Iteración 2		
		Año	Dif [%]	Año	Dif [%]	Año	Dif [%]	
SIC	Maitencillo 220	Maitencillo 01	2019	-13%	2019	-1%	2019	-0.4%
		Maitencillo 03	2026	-7%	2026	7%	2026	12%
		Maitencillo 04	2027	-6%	2027	7%	2027	16%
		Maitencillo 05	2028	-6%	2028	8%	2028	17%
		Maitencillo 06	2029	-8%	2029	6%	2029	15%
		Maitencillo 06	2030	-6%	2030	8%	2030	18%
	Charrua 220	VIII Region 01	2017	-22%	-	-	-	-
SING	Chacaya 220	Mejillones I	2018	-10%	2018	1%	2018	3%
		Mejillones II	2019	-11%	2019	1%	2019	2%
		Mejillones III	2020	-11%	2020	0%	2020	2%
		Mejillones IV	2020	-11%	2020	0%	2020	2%
		C.SING 02	2027	-20%	2027	-8%	-	-
		C.SING 04	2029	-20%	2029	-9%	2029	5%
	Tarapacá 220	Tarapacá III	2027	-11%	2027	-2%	2025	3%
		Tarapacá IV	2029	-14%	2029	-5%	2029	4%

		Iteración 3		Iteración 4		Iteración 5		
		Año	Dif [%]	Año	Dif [%]	Año	Dif [%]	
SIC	Maitencillo 220	Maitencillo 01	2022	2%	2021	2%	2021	1%
		Maitencillo 03	2026	-1%	2026	3%	2026	2%
		Maitencillo 04	2027	-1%	2027	5%	2027	3%
		Maitencillo 05	2028	-2%	2028	6%	2028	3%
		Maitencillo 06	2029	-1%	2029	7%	2029	3%
		Maitencillo 06	2030	1%	2030	10%	2030	2%
	Charrua 220	VIII Region 01	2027	-	2027	-	2027	-
SING	Chacaya 220	Mejillones I	2018	3%	2018	4%	2018	3%
		Mejillones II	2019	3%	2019	3%	2019	3%
		Mejillones III	2020	1%	2020	1%	2020	1%
		Mejillones IV	2020	1%	2020	1%	2020	1%
		C.SING 02	-	-	-	-	-	-
		C.SING 04	2028	-11%	-	-	2030	0.5%
	Tarapacá 220	Tarapacá III	2025	-5%	2025	-1%	2025	0%
		Tarapacá IV	2029	-7%	2029	1%	2029	2%

Finalmente, la Tabla F-2 resume los principales criterios utilizados para decidir la postergación, adelanto o eliminación de centrales en cada iteración.

Tabla F-2: Iteraciones ajuste plan de obras.

	Diagnóstico	Cambios para siguiente iteración
Base	<p>Fuerte disminución en rentabilidad de centrales SIC y SING producto de la interconexión.</p> <p>El proyecto con la mayor disminución en la rentabilidad es VIII región 01 con -22% que ingresa en Jul 2017.</p> <p>Pese a que en SING también existe disminución de rentabilidad, se elige postergar entrada de central SIC de 2017 debido a que es la primera en entrar y su baja en rentabilidad es la mayor. Además, al ser la primera central del plan de obras su postergación va a afectar la rentabilidad de todas las demás centrales.</p>	<p>Elimina central VIII Region 01</p>
Iteración 1	<p>Fuerte disminución en la rentabilidad de centrales que ingresan en Chacaya 220 a partir de 2027. Se elimina central de 2027 con el objetivo de ver si una sola central en la zona es rentable.</p> <p>Pese a disminución de rentabilidad en Tarapacá se observa un aumento en los costos marginales de la barra desde 2025 en adelante. Se prueba adelanto a 2025.</p>	<p>Elimina central C.SING 02</p> <p>Adelanta central Tarapacá III a 2025</p>
Iteración 2	<p>Centrales SIC recuperan rentabilidad en primeros años tras interconexión y la aumentan desde 2027 en adelante debido a un aumento en los cmg. Se vuelve a ingresar la central eliminada el 2017 el 2027, esta vez en V región pues en esa zona existe un alza brusca en los cmg.</p> <p>Central Maitencillo 01 no alcanza a igualar rentabilidad base por lo que se posterga su ingreso hasta 2022.</p> <p>Al eliminar central Chacaya de 2027 aumentaron los cmg en el norte del SIC y aumentó la rentabilidad de central que entraba el 2029. Puede haber espacio para adelantarla 1 año.</p>	<p>Reingreso central SIC VIII Region 01 el 2027</p> <p>Postergación Maitencillo 01 a 2022</p> <p>Adelanta central C.SING 04 a 2028</p>
Iteración 3	<p>Central Maitencillo 01 aumenta rentabilidad por lo que se atrasa 1 año hasta 2021</p> <p>Fuerte disminución en rentabilidad de centrales SING producto de entrada de nueva central el 2027 en el SIC. Mayor efecto en barra Chacaya. Se elimina central 2028.</p>	<p>Elimina central C.SING 04</p> <p>Adelanto Maitencillo 01 a 2021</p>
Ite 4	<p>Debido a la eliminación de central 2028 en Chacaya aumentó fuertemente la rentabilidad de centrales que entran al final del período en Maitencillo. Pareciera haber espacio para no haber eliminado central Chacaya el 2028 si no que haberla postergado.</p>	<p>Reingreso central C.SING 04 en 2030</p>
Ite 5	<p>Todas las rentabilidades son similares a las del caso base.</p>	<p>--</p>

G. PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN SIC

En la Tabla G-1 se muestra el plan de obras completo utilizado en la simulación del SIC hasta el año 2030. En la Tabla G-2 se resumen los cierres, cambios de combustibles en centrales y el paso de centrales de ciclo abierto (CA) a ciclo combinado (CC) modelados.

Tabla G-1: Plan de Obras SIC.

Mes	Año	Central	Potencia	Tipo	Región	Estado
Feb	2011	Biomasa Lautaro	20	Desechos	IX	En construcción
Feb	2011	Punta Colorada	20	Eólica	IV	En construcción
Jul	2011	Los Colorados 2	9	Biomasa	RM	En construcción
Ago	2011	Santa María	343	Carbón	VIII	En construcción
Oct	2011	Masisa	11.1	Biomasa	VIII	En construcción
Oct	2011	Bocamina 02	342	Carbón	VIII	En construcción
Oct	2011	Chacayes	106	Pasada	VI	En construcción
Nov	2011	Viñales	32	Biomasa	VII	En construcción
Ene	2012	Hidroeléctrica III Región 01 (Río Huasco)	4.3	Pasada	III	Recomendadas
Feb	2012	Central Des.For. VIII Region 02	8	Desechos	VIII	Recomendadas
Feb	2012	Central Des.For. VIII Region 01	9	Desechos	VIII	Recomendadas
Feb	2012	Central Des.For. VII Region 02	10	Desechos	VII	Recomendadas
Feb	2012	Central Des.For. VII Region 01	15	Desechos	VII	Recomendadas
Feb	2012	Eolica IV Region 01	50	Eólica	IV	Recomendadas
Feb	2012	Eolica Concepcion 01	50	Eólica	VIII	Recomendadas
Mar	2012	Eolica Concepcion 02	50	Eólica	VIII	Recomendadas
Mar	2012	Eolica IV Region 02	50	Eólica	IV	Recomendadas
Mar	2012	Eolica IV Region 03	50	Eólica	IV	Recomendadas
Mar	2012	Rucatayo	60	Pasada	XIV	En construcción
Abr	2012	Hidroeléctrica VI Región 01 (El Paso)	30.9	Pasada	VI	Recomendadas
Abr	2012	Laja I	36.8	Pasada	VIII	En construcción
May	2012	Pulelfu	9.4	Pasada	X	En construcción
Jul	2012	Campiche	242	Carbón	V	En construcción
Jul	2012	Hidroeléctrica VI Región 02 (San Andrés)	29.6	Pasada	VI	Recomendadas
Oct	2012	Hidroeléctrica X Región 01	15	Pasada	X	Recomendadas
Mar	2013	Angostura	316	Embalse	VIII	En construcción
Abr	2013	San Pedro	144	Embalse	XIV	En construcción
Abr	2013	Eolica IV Region 04	50	Eólica	IV	Recomendadas
Sep	2013	Hidroeléctrica VII Región 03	30	Pasada	VII	Recomendadas

Tabla G-1: Plan de Obras SIC (continuación).

Mes	Año	Central	Potencia	Tipo	Región	Estado
Mar	2014	Hidroeléctrica VIII Región 03	20	Pasada	VIII	Recomendadas
Jul	2014	Eolica IV Region 05	50	Eólica	IV	Recomendadas
Jul	2014	Hidroeléctrica VII Región 04	20	Pasada	VII	Recomendadas
Sep	2014	Eolica Concepcion 03	50	Eólica	VIII	Recomendadas
Dic	2014	Hidroeléctrica VIII Región 01 (Ñuble)	136	Pasada	VIII	Recomendadas
Abr	2015	Hidroeléctrica VIII Región 04	20	Pasada	VIII	Recomendadas
Ene	2016	Eolica Concepcion 04	50	Eólica	VIII	Recomendadas
Ene	2016	Geotermica Calabozo 01	40	Geotérmica	VII	Recomendadas
Ene	2016	Geotermica Potrerillos 01	40	Geotérmica	VII	Recomendadas
Jun	2016	Hidroeléctrica RM01 (Alto Maipo)	256	Pasada	RM	Recomendadas
Dic	2016	Hidroeléctrica RM02 (Alto Maipo)	275	Pasada	RM	Recomendadas
Mar	2017	Central Des.For. VIII Region 04	8	Desechos	VIII	Recomendadas
Mar	2017	Central Des.For. VIII Region 03	9	Desechos	VIII	Recomendadas
Mar	2017	Geotermica Chillan 01	40	Geotérmica	VIII	Recomendadas
Abr	2017	Eolica IV Region 06	50	Eólica	IV	Recomendadas
Jul	2017	Carbón VIII Region 01	343	Carbón	VIII	Recomendadas
Oct	2017	Eolica IV Region 07	50	Eólica	IV	Recomendadas
Oct	2017	Geotermica Calabozo 02	40	Geotérmica	VII	Recomendadas
Ene	2018	Central Des.For. VII Region 04	10	Desechos	VII	Recomendadas
Ene	2018	Central Des.For. VII Region 03	15	Desechos	VII	Recomendadas
Sep	2018	Eolica Concepcion 05	50	Eólica	VIII	Recomendadas
Mar	2019	Eolica IV Region 08	50	Eólica	IV	Recomendadas
Abr	2019	Carbón Maitencillo 01	342	Carbón	III	Recomendadas
Oct	2019	Geotermica Calabozo 04	40	Geotérmica	VII	Recomendadas
Oct	2019	Geotermica Copahue	40	Geotérmica	VIII	Recomendadas
Oct	2019	Hidroeléctrica VII Región 05	20	Pasada	VII	Recomendadas
Dic	2019	Modulo 01 (Baker 1)	660	Embalse	XI	Recomendadas
Oct	2020	Hidroeléctrica VIII Región 05	20	Pasada	VIII	Extensión CNE
Feb	2021	Modulo 02 (Pascua 2.2)	500	Embalse	XI	Extensión CNE
Dic	2021	Modulo 04 (Pascua 2.1)	770	Embalse	XI	Extensión CNE
Dic	2022	Modulo 03 (Pascua 1)	460	Embalse	XI	Extensión CNE
Abr	2023	Modulo 05 (Baker 2)	360	Embalse	XI	Extensión CNE
Abr	2023	Eolica Concepcion 06	50	Eólica	VIII	Extensión CNE
Abr	2023	Eolica IV Region 09	50	Eólica	IV	Extensión CNE
Abr	2023	Geotermica Potrerillos 03	40	Geotérmica	VII	Extensión CNE
Abr	2024	Eolica Chiloe 01	100	Eólica	X	Extensión CNE
Abr	2024	Geotermica San Gregorio 01	9.4	Geotérmica	IX	Extensión CNE
Abr	2024	Geotermica Laguna del Maule 01	25	Geotérmica	VII	Extensión CNE

Tabla G-1: Plan de Obras SIC (continuación).

Mes	Año	Central	Potencia	Tipo	Región	Estado
Abr	2024	Geotermica Tinguiririca 01	40	Geotérmica	VI	Extensión CNE
Abr	2024	Geotermica Potrerillos 02	40	Geotérmica	VII	Extensión CNE
Abr	2024	Geotermica Calabozo 03	40	Geotérmica	VII	Extensión CNE
Abr	2024	Hidroeléctrica XIV Región 03 (Neltume)	473	Pasada	XIV	Extensión CNE
Oct	2024	Hidroeléctrica XIV Región 04 (Maqueo)	360	Pasada	XIV	Extensión CNE
Ene	2025	Eolica IV Region 10	50	Eólica	IV	Extensión CNE
Abr	2025	Geotermica Tinguiririca 02	40	Geotérmica	VI	Extensión CNE
Abr	2025	Geotermica San Gregorio 02	70	Geotérmica	IX	Extensión CNE
Abr	2025	Hidroeléctrica VI Región 05 (Coya II)	94	Pasada	VI	Extensión CNE
Abr	2025	Hidroeléctrica XIV Región 02 (Choshuenc	139	Pasada	XIV	Extensión CNE
Ene	2026	Geotermica Laguna del Maule 02	25	Geotérmica	VII	Extensión CNE
Ene	2026	Geotermica Santa Antonia	40	Geotérmica	VIII	Extensión CNE
Abr	2026	Geotermica Santa Sonia	40	Geotérmica	VII	Extensión CNE
Abr	2026	Eolica Chiloe 02	100	Eólica	X	Extensión CNE
Ene	2026	Carbón Maitencillo 02	342	Carbón	III	Extensión
Ene	2026	Hidroeléctrica IX Región 01	64	Pasada	IX	Extensión
Ene	2027	Modulo 06 (Cuervo)	640	Embalse	XI	Extensión
Ene	2027	Carbón Maitencillo 03	342	Carbón	III	Extensión
Ene	2027	Eolica IV Region 11	50	Eólica	IV	Extensión
Ene	2027	Geotermica Chillan 02	40	Geotérmica	VIII	Extensión
Ene	2028	Carbón Maitencillo 04	342	Carbón	III	Extensión
Ene	2028	Eolica IV Region 12	50	Eólica	IV	Extensión
Ene	2028	Eolica Concepcion 09	50	Eólica	VIII	Extensión
Ene	2028	Geotermica Calabozo 06	80	Geotérmica	VII	Extensión
Ene	2028	Hidroeléctrica X Región 02	75	Pasada	X	Extensión
Ene	2028	Hidroeléctrica VII Región 07 (Los Cóndor	150	Pasada	VII	Extensión
Ene	2029	Carbón Maitencillo 05	342	Carbón	III	Extensión
Ene	2029	Modulo 07 (Condor+Blanco)	458	Embalse	XI	Extensión
Ene	2029	Eolica IV Region 13	50	Eólica	IV	Extensión
Ene	2029	Geotermica San Gregorio 03	40	Geotérmica	IX	Extensión
Ene	2030	Carbón Maitencillo 06	342	Carbón	III	Extensión
Ene	2030	Eolica IV Region 14	50	Eólica	IV	Extensión
Ene	2030	Eolica Concepcion 11	50	Eólica	VIII	Extensión
Ene	2030	Geotermica Calabozo 07	80	Geotérmica	VII	Extensión
Ene	2030	Hidroeléctrica VII Región 08	47	Pasada	VII	Extensión
Ene	2030	Hidroeléctrica VI Región 06 (Nido de Águi	155	Pasada	VI	Extensión
Ene	2030	Hidroeléctrica VI Región 07 (Las Leñas)	183	Pasada	VI	Extensión

Tabla G-2: Transformaciones de CA a CC, cierres y cambio de combustible plan de obras SIC.

Mes	Año	Central	Tipo	Potencia [MW]	
Feb	2011	Campanario IV CC	CA a CC	-42	Diesel CA
				60	Diesel CC
Junio	2011	Nehuenco 02	GNL a Diesel	-384	GNL
				392	Diesel
Octubre	2012	Taltal 01-02	Diesel a GNL	-245	Diesel
				245	GNL
Ene	2014	Taltal CC GNL	CA a CC	-245	GNL-CA
				360	GNL-CC
Abril	2014	Nueva Renca	Diesel a GNL	-342	Diesel
				370	GNL
Abril	2014	Candelaria 01	Diesel a GNL	-125	Diesel
				125	GNL
Abril	2018	Nehuenco 01	Diesel a GNL	-310	Diesel
				361	GNL
Julio	2018	Nehuenco 02	Diesel a GNL	-392	Diesel
				384	GNL
Diciembre	2018	Candelaria 02	Diesel a GNL	-129	Diesel
				129	GNL
Abr	2025	Quintero CC GNL	CA a CC	-257	GNL-CA
				385	GNL-CC

En la Tabla G-3 se muestra el plan de obras de transmisión completo modelado para el SIC.

Tabla G-3: Plan de expansión Tx SIC

Fecha		Sale	N	N-1	Entra	N	N-1
Ene 2011	Actualización capacidad inicial	Alto Jahuel 220->Chena 220	520	260	Alto Jahuel 220->Chena 220	1180	780
		Charrua 220->Concepcion 220	300	265	Charrua 220->Concepcion 220	600	450
		Petroquim 154->San Vicente 154	157	157	Petroquim 154->San Vicente 154	320	320
		Hualpen 154->Petroquim 154	157	157	Hualpen 154->Petroquim 154	320	320
		Charrua 154->A. Chillan 154	106	106	Charrua 154->A. Chillan 154	212	106
		Teno 154->Itahue 154	125	125	Teno 154->Itahue 154	198	198
Feb 2011	Nueva línea Nogales->Polpaico 2x220	Nogales 220->Quillota 220	446	320	Nogales 220->Polpaico 220	3000	1500
		S/E Polpaico: instalación 2° Autotrafo	Polpaico 500->Polpaico 220	771	771	Polpaico 500->Polpaico 220	1543
Abr 2011	Cambio de conductor A.Jahuel->Chena 220 (circuito 2)	Alto Jahuel 220->Chena 220	1180	780	Alto Jahuel 220->Chena 220	1320	920
Oct 2011	Cambio de conductor Chena->C.Navia 2x220 (tramo de línea)	Chena 220->Cerro Navia 220	395	395	Chena 220->Cerro Navia 220	800	400
Ene 2012	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: seccionamiento en Alto Jahuel 500	Ancoa 500 Aux -> Polpaico 500	1400	1400	Ancoa 500 Aux -> Alto Jahuel 500 II Alto Jahuel 500 Aux -> Polpaico 500	1400	1400
Abr 2012	S/E Cerro Navia: Equipos de control de flujos	Lampa 220 -> Polpaico 220	620	460	Lampa 220 -> Polpaico Desf 220	620	620
					Polpaico 220 -> Polpaico Desf 220	700	700
Feb 2013	Cambio de conductor Tinguiririca->P.Cortes	Punta Cortes 154->Tilcoco 154	128	128	Punta Cortes 154->Tilcoco 154	198	198
					Rancagua 154 -> Tinguiririca 154	198	198
					Tilcoco 154 -> Tinguiririca 154	198	198
Abr 2013	Mejoras compensación Charr->Anc 500 S/E Charrúa: 3er autotrafo 500/220 kV	Charrua 500->Ancoa 500	2600	1300	Charrua 500->Ancoa 500	2600	1500
		Charrua 220->Charrua 500	1300	1300	Charrua 220->Charrua 500	1950	1950
Jul 2013	Entrada 3er circuito Ancoa-A.Jahuel 500 (1er circuito 2da línea)				Ancoa 500 Aux -> Alto Jahuel 500 III	1400	1400
		Ancoa 500->Ancoa 500 Aux	2800	1900	Ancoa 500->Ancoa 500 Aux	4200	2800
Ago 2014	Sistema Alto Jahuel - Itahue Transformación 154 a 220 kV:	Alto Jahuel 154->Paine 154	179	179	Paine 220->Paine 154	300	300
		Paine 154->Rancagua 154	179	179	P.Cortes 220->Punta Cortes 154	300	300
		Alto Jahuel 154->Punta Cortes 154	179	179	Tinguiririca 220->Tinguiririca 154	300	300
		Teno 154->Itahue 154	198	198	Teno 220->Teno 154	300	300
		Rancagua 154->Tinguiririca 154	128	128	Alto Jahuel 220->Paine 220	256	256
		Tinguiririca 154->Itahue 154	198	198	Paine 220->Punta de Cortes 220	256	256
		Tilcoco 154->Tinguiririca 154	198	198	Alto Jahuel 220->Punta Cortes 220	256	256
		Tinguiririca 154->Teno 154	198	198	Punta Cortes 220->Tinguiririca 220	566	566
					Tinguiririca 220->Teno 220	283	283
					Teno 220->Itahue 220	283	283
					Tinguiririca 220->Itahue 220	283	283
			Punta Cortes 154->Rancagua 154	358	358		
		Punta Cortes 154->Tilcoco 154	198	198	Punta Cortes 154->Tilcoco 154	128	128

Tabla I-1: Plan de expansión Tx SIC (continuación).

Fecha		Sale	N	N-1	Entra	N	N-1					
Sep 2014	S/E seccionadora Lo Aguirre: Etapa 1 Aumento Capacidad Lo Aguirre->C. Navia 2x220	A.Jahuel 500 Aux->Polpaico 500 Aux	1400	1400	Alto Jahuel 500 Aux->Lo Aguirre 500	1400	1400					
					Lo Aguirre 500->Polpaico 500 Aux	1400	1400					
					Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 I	771	771					
					Lo Aguirre 220->Cerro Navia 220	3600	1800					
		Rapel 220->Cerro Navia 220	193	193	Rapel 220->Lo Aguirre 220	193	193					
		Melipilla 220->Cerro Navia 220	193	193	Melipilla 220->Lo Aguirre 220	193	193					
Ene 2015		Cerro Navia 220->Cerro Navia 110			Cerro Navia 220->Cerro Navia 110	1470	1470					
Feb 2015	3er circuito Charrua->Ancoa 500 (1er circuito 2da linea)	Charrua 500->Ancoa 500	2600	1500	Charrua 500->Ancoa 500	3900	2600					
Ene 2016	Expansión Tx Troncal Sur				Puerto Montt 220->Barro Blanco 220	348	348					
					Puerto Montt 220->Valdivia 220 II	332	332					
					Puerto Montt 220->Temuco 220 II	332	332					
					Temuco 220->Cautin 220 II	332	332					
					Valdivia 220->Cautin 220 II	332	332					
	Línea Ancoa - Itahue 1x220 kV	Ancoa 220->Itahue 220	800	400	Ancoa 220->Itahue 220	1200	800					
Abr 2016	Refuerzo sistema A.Jahuel - Itahue 220 kV				Alto Jahuel 220->Punta Cortes 220 I	800	500					
					Punta Cortes 220->Tinguiririca 220 I	800	500					
					Tinguiririca 220->Itahue 220 II	800	500					
					Punta Cortes 154->Rancagua 154 II	358	358					
					Tinguiririca 154->S.Fernando 154 II	198	198					
					Paine 220->Paine 154 II	300	300					
					P.Cortes 220->Punta Cortes 154 II	300	300					
					Tinguiririca 220->Tinguiririca 154 II	300	300					
						S/E seccionadora Lo Aguirre: Etapa 2	A.Jahuel 500 Aux->Polpaico 500 Aux	1400	1400	Alto Jahuel 500->Polpaico 500 III	1400	1400
						S/E seccionadora Lo Aguirre: Etapa 2	Alto Jahuel 500 Aux->Lo Aguirre 500	1400	1400	Alto Jahuel 500 Aux->Lo Aguirre 500	2800	1400
		Lo Aguirre 500->Polpaico 500 Aux	1400	1400	Lo Aguirre 500->Polpaico 500 Aux	2800	1400					
		Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 I	771	771	Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 I	1543	771					
		Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 500 Aux			A.Jahuel 500->Alto Jahuel 500 Aux	4200	2800					
		Polpaico 500->Polpaico 500 Aux			Polpaico 500->Polpaico 500 Aux	4200	2800					
Jul 2016	Expansión Tx Troncal Norte				Pan de Azucar 500->Polpaico 500	3000	1500					
					P.Azucar 500->Pan de Azucar 220	750	750					
					Pan de Azucar 500->Maitencillo 500	3000	1500					
					Maitencillo 500->Maitencillo 220	750	750					
					Maitencillo 500->Cardones 500	3000	1500					
		Cardones 500->Cardones 220	750	750	Cardones 220->D.Almagro 220	290	290					
	S/E Charrúa: 4to autotrafo 500/220 kV	Charrua 220->Charrua 500	1950	1950	Charrua 220->Charrua 500	2600	2600					
May 2019		Ancoa 500->Ancoa 220	771	771	Ancoa 500->Ancoa 220	1543	1543					
Ene-2020		Agua Santa 220->San Luis 220			Agua Santa 220->San Luis 220	642	321					
Ene-2022		Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220			Alto Jahuel 500->Alto Jahuel 220	2314	2314					
					Polpaico 500->Polpaico 220	2314	2314					

Tabla I-1: Plan de expansión Tx SIC (continuación).

Fecha	Sale	N	N-1	Entra	N	N-1
Ene-2023	Alto Jahuel 220->Chena 220			Alto Jahuel 220->Chena 220	1600	1200
	Barro Blanco 220->Valdivia 220			Barro Blanco 220->Valdivia 220	364	364
	Cerro Navia 220->Cerro Navia 110			Cerro Navia 220->Cerro Navia 110	2205	2205
	Charrua 220->Cautin 220			Charrua 220->Cautin 220	2000	1000
	Charrua 220->Esperanza 220			Charrua 220->Esperanza 220	450	450
	Ciruelos 220->Cautin 220			Ciruelos 220->Cautin 220	332	332
	Esperanza 220->Temuco 220			Esperanza 220->Temuco 220	450	450
	Valdivia 220->Cautin 220			Valdivia 220->Cautin 220	332	332
	Valdivia 220->Cautin 220 II			Valdivia 220->Cautin 220 II	664	664
	Valdivia 220->Ciruelos 220			Valdivia 220->Ciruelos 220	332	332
Ene-2024	Charrua 220->Charrua 500			Charrua 220->Charrua 500	3250	3250
Ene-2025	Ancoa 500->Ancoa 500 Aux			Ancoa 500->Ancoa 500 Aux	5600	4200
	Cardones 500->Cardones 220			Cardones 500->Cardones 220	1500	1500
	Charrua 500->Ancoa 500			Charrua 500->Ancoa 500	5200	3900
	Lo Aguirre 500->Polpaico 500			Lo Aguirre 500->Polpaico 500	4200	2800
	Polpaico 220->El Salto 220			Polpaico 220->El Salto 220	1292	646
	Polpaico 500->Polpaico 500 Aux			Polpaico 500->Polpaico 500 Aux	4200	4200
	Cardones 220->Maitencillo 220					
Ene-2026	Alto Jahuel 220->Chena 220			Alto Jahuel 220->Chena 220	2400	1600
	Ancoa 220->Itahue 220			Ancoa 220->Itahue 220	1600	1200
	Maitencillo 500->Maitencillo 220			Maitencillo 500->Maitencillo 220	1500	1500
	Quillota 220->Polpaico 220			Quillota 220->Polpaico 220	3000	2000
	Maitencillo 220->Pan de Azucar 220					
Ene-2027	Charrua 220->Charrua 500			Charrua 220->Charrua 500	3900	3900
	Ciruelos 220->Cautin 220			Ciruelos 220->Cautin 220	664	664
	Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 I			Lo Aguirre 500->Lo Aguirre 220 I	2314	2314
	Tinguiririca 220->Itahue 220 II			Tinguiririca 220->Itahue 220 II	1600	1000
	Valdivia 220->Cautin 220			Valdivia 220->Cautin 220	664	664
	Valdivia 220->Ciruelos 220			Valdivia 220->Ciruelos 220	664	664
Ene-2028	Polpaico 500->Polpaico 220			Polpaico 500->Polpaico 220	3085	3085
Ene-2029	Cerro Navia 220->Cerro Navia 110			Cerro Navia 220->Cerro Navia 110	2940	2940
	Charrua 220->Cautin 220			Charrua 220->Cautin 220	3000	1500
	P.Azucar 500->P.Azucar 220			P.Azucar 500->Pan de Azucar 220	1500	1500
Ene-2030	Maitencillo 500->Maitencillo 220			Maitencillo 500->Maitencillo 220	2250	2250

H. PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN SING

En la Tabla H-1 se muestra el plan de obras completo utilizado en la simulación del SING hasta el año 2030, mientras que en la Tabla H-2 se resumen los cierres y cambios de combustibles modelados.

Tabla H-1: Plan de Obra SING.

Mes	Año	Central	Tipo	Potencia [MW]	Estado
Mar	2011	HORNITOS	Carbón	150	En construcción
Abr	2011	ANGAMOS I	Carbón	230	En construcción
Oct	2011	ANGAMOS II	Carbón	230	En construcción
Mar	2012	EOLICO SING I	Eólica	40	Recomendadas
Ene	2016	EOLICO SING II	Eólica	100	Recomendadas
Ene	2016	Geotermica Irruputunco	Geotermia	40	Recomendadas
Ene	2016	Geotermica Apacheta 01	Geotermia	40	Recomendadas
Oct	2016	TARAPACA I	Carbón	200	Recomendadas
Abr	2017	Geotermica Apacheta 02	Geotermia	40	Recomendadas
May	2017	Geotermica Polloquere 01	Geotermia	40	Recomendadas
Jun	2017	TARAPACA II	Carbón	200	Recomendadas
Jul	2017	EOLICO SING III	Eólica	50	Recomendadas
Ene	2018	Geotermica Pampa Lirima 01	Geotermia	40	Recomendadas
Ene	2018	Geotermica Puchuldiza 01	Geotermia	40	Recomendadas
Ene	2018	Geotermica Polloquere 02	Geotermia	40	Recomendadas
Abr	2018	MEJILLONES I	Carbón	200	Recomendadas
Ene	2019	Geotermica Pampa Lirima 02	Geotermia	40	Recomendadas
Ene	2019	Geotermica Puchuldiza 02	Geotermia	40	Recomendadas
Ene	2019	Geotermica Puchuldiza 03	Geotermia	40	Recomendadas
Feb	2019	MEJILLONES II	Carbón	200	Recomendadas
Ene	2020	MEJILLONES III	Carbón	200	Recomendadas
May	2020	MEJILLONES IV	Carbón	200	Recomendadas
Ene	2022	GEOTERMICA SING 02	Geotermia	40	Extensión
Ene	2023	GEOTERMICA SING 03	Geotermia	40	Extensión
Ene	2026	EOLICO SING 03	Eólica	50	Extensión
Ene	2027	CARBON SING 04	Carbón	200	Extensión
Ene	2027	TARAPACA III	Carbón	200	Extensión
Ene	2028	EOLICO SING 05	Eólica	50	Extensión
Ene	2029	CARBON SING 06	Carbón	200	Extensión
Ene	2029	TARAPACA IV	Carbón	200	Extensión
Ene	2029	EOLICO SING 06	Eólica	50	Extensión
Ene	2030	EOLICO SING 07	Eólica	50	Extensión

Tabla H-2: Cierres y cambio de combustible plan de obras SING.

Mes	Año	Central	Tipo	Potencia [MW]
Dic	2011	CC SALTA	Fin envíos a Chile	109
Jul	2012	TG3	Diesel a GNL	37
Oct	2012	CC1	Diesel a GNL	326

En la Tabla H-1 se muestra el plan de obras de transmisión completo para el SING.

Fecha	Entra	MW	Fecha	Entra	MW
Ene-2015	Mejillones 220->Mejillones 110 I	100	Ene-2018	Pozo Almonte 220->Pozo Almonte1 110 I	100
	Mejillones 220->Mejillones 110 II	100		Salar 220->Salar 110 I	120
	Salar 110->KM6 110 I	62		Chuquicamata 220->Chuquicamata 110 I	240
	Minsal 110->Minsal 023 I	20		Nueva Zaldivar 220->Escondida 220 I	183
	Chuquicamata 110->KM6 110 I	100		Esmeralda 110->Centro 110 I	98
	Capricornio 220->Capricornio 110 I	80	Jul-2018	Chacaya 220->Andes 220 I	740
	Lagunas 220->Collahuasi 220 I	240		Chacaya 220->Andes 220 II	740
	Mejillones 220->O'higgins 220 I	183	Ene-2020	Mejillones 220->O'higgins 220 II	183
	Chacaya 220->Mejillones 220 I	332		Laberinto 220->Lomas Bayas 220 I	209
	O'higgins 220->Palestina 220 I	183		Pampa 110->Mejillones 110 I	57
	Salar 110->Calama 110 I	44		Pozo Almonte 066->Tamarugal 066 I	10
	Barril 220->Barril 110 I	30		Desalant 110->Pampa 110 I	57
	Pozo Almonte 110 -> Pozo Almonte 066 I	30		Nueva Zaldivar 220->Zaldivar 220 I	360
	Palestina 220->Domeyko 220 I	183		Antofagasta 110->Desalant 110 I	57
Laberinto 220->Nueva Zaldivar 220 II I	183	Encuentro 220->Spence 220 I		318	
Ene-2016	Salar 110->KM6 110 II	62		Condores 220->Parinacota 220 I	91
	Antofagasta 110->Capricornio 110 I	76		Ene-2020	Chuquicamata 110->KM6 110 II
Jul-2016	Tarapaca 220->Lagunas 220 II	366	Salar 110->KM6 110 III		62
	Tarapaca 220->Lagunas 220 III	366	O'higgins 220->Palestina 220 II		183
	Crucero 220->Lagunas 220 II	183	Palestina 220->Domeyko 220 II		183
	Crucero 220->Lagunas 220 III	183	Ene-2021		Salar 110->KM6 110 IV
	Crucero 220->Lagunas 220 IV	183		Salar 110->Calama 110 II	44
	Crucero 220->Lagunas 220 V	183		Chacaya 220->Mejillones 220 II	332
Ene-2017	Arica 110->Arica 066 I	30	Mejillones 220->Mejillones 110 III	100	
	Arica 110->Arica 066 II	30	Ene-2022	Salar 110->Calama 110 III	44
	Arica 110->Dolores 110 I	100		Minsal 110->Minsal 023 II	20
	Arica 110->Dolores 110 II	100		Mejillones 220->Mejillones 110 IV	100
	Chapiquiña 066->El Aguila 066 I	150	Ene-2023	Chuquicamata 110->KM6 110 III	100
	El Aguila 066->Arica 066 I	150		Salar 110->Calama 110 IV	44
	Tarapaca 220->Condores 220 I	183			
	Dolores 110 -> Cerro Balcon 110 I	29			
	Dolores 110->Pozo Almonte 110 I	29			
	Cerro Balcon 110 -> Pozo Almonte 110 I	29			

Fecha	Entra	MW	Fecha	Entra	MW
Ene-2024	Mejillones 220->O'higgins 220 III	183	Ene-2028	Salar 110->Calama 110 V	44
Ene-2025	Salar 110->KM6 110 V	62		Crucero 220->Laberinto 220 III	183
	O'higgins 220->Palestina 220 III	183		Oeste 110->Minsal 110 I	50
Ene-2026	Chacaya 220->Crucero 220 I	291		O'higgins 220->Palestina 220 IV	183
	Parinacota 066->Pukara 066 I	59	Mejillones 220->Mejillones 110 VI	100	
	Esmeralda 220->Esmeralda 110 I	195	Ene-2029	Salar 110->KM6 110 VI	62
	Mejillones 220->Mejillones 110 V	100		Palestina 220->Domeyko 220 IV	183
Ene-2027	Encuentro 220->El Tesoro 220 I	125	Ene-2030	Chuquicamata 110->KM6 110 IV	100
	El Tesoro 220->Esperanza 220 I	183		Mejillones 220->O'higgins 220 V	183
	Chacaya 220->Mejillones 220 III	332			
	Palestina 220->Domeyko 220 III	183			
	Mejillones 220->O'higgins 220 IV	183			
	Central Atacama 220->Esmeralda 220 I	197			

I. PARÁMETROS DE CENTRALES MODELADAS

En la Tabla I-1 y Tabla I-2 se resumen las principales características de las centrales modeladas en el programa OSE2000.

Tabla I-1: Características centrales SING.

Propietario	Central	Unidad	Combustible	Pot Neta [MW]	CE	Unidad CE	CE [GJ/GWh]	Eficiencia [%]	Emisiones [TonCO ₂ e/Gwhe]		
EECSA	CAVANCHA	CAVA	Hidro	3	-	-	-	-	-		
EDELNOR	CHAPIQUINA	CHAP	Hidro	10	-	-	-	-	-		
		ARICA	GMAR	Diesel	8	0.295	m3/MWh	11,302	32%	840	
		M1AR	Diesel	3	0.302	m3/MWh	11,563	31%	860		
	IQUIQUE	M2AR	Diesel	3	0.301	m3/MWh	11,527	31%	857		
		MIQ	Diesel	3	0.302	m3/MWh	11,559	31%	859		
		SUIQ	Diesel	4	0.326	m3/MWh	12,497	29%	929		
	MEJILLONES	TGIQ	Diesel	24	0.381	m3/MWh	14,594	25%	1,085		
		MAIQ	Diesel - Fuel Oil	6	0.257	ton/MWh	11,401	32%	876		
		MSIQ	Diesel - Fuel Oil	6	0.228	ton/MWh	10,093	36%	776		
		CTM1	Carbón	155	0.435	ton/MWh	12,748	28%	1,212		
		CTM2	Carbón	164	0.415	ton/MWh	12,176	30%	1,158		
		CTM3 GNL	CC-GNL	243	7.108	MBtu/MWh	7,499	48%	421		
		CTM3d	CC-Diesel	243	0.248	m3/MWh	9,516	38%	708		
	MAN. BLANCOS	MIMB	Diesel - Fuel Oil	28	0.237	ton/MWh	10,434	35%	808		
	ELECTROANDINA	TOCOPILLA	U12	Carbón	80	0.511	ton/MWh	14,985	24%	1,425	
U13			Carbón	80	0.489	ton/MWh	14,323	25%	1,362		
U14			Carbón	128	0.451	ton/MWh	13,217	27%	1,257		
U15			Carbón	124	0.434	ton/MWh	12,728	28%	1,210		
TG1			Diesel	25	0.398	m3/MWh	15,257	24%	1,134		
TG2			Diesel	25	0.398	m3/MWh	15,257	24%	1,134		
U10			Fuel Oil	36	0.297	ton/MWh	13,067	28%	1,015		
U11			Fuel Oil	36	0.297	ton/MWh	13,067	28%	1,015		
TG3 GNL			GNL	37	12.378	MBtu/MWh	13,060	28%	733		
TG3d			TG-Diesel	37	0.314	m3/MWh	12,037	30%	895		
U16 GNL			CC-GNL	333	6.702	MBtu/MWh	7,071	51%	397		
U16d			CC-Diesel	333	0.195	m3/MWh	7,475	48%	556		
TAMAYA			Fuel Oil	99	0.225	ton/MWh	9,888	36%	768		
NORGENER			NORGENER	NTO1	Carbón	127	0.401	ton/MWh	11,746	31%	1,117
				NTO2	Carbón	132	0.397	ton/MWh	11,635	31%	1,106
CELTA	TARAPACÁ	CTTAR	Carbón	149	0.446	ton/MWh	13,071	28%	1,243		
		TGTAR	Diesel	24	0.393	m3/MWh	15,063	24%	1,120		
ENAEX	ENAEX	CUMMINS	Diesel	1	0.353	m3/MWh	13,530	27%	1,006		
		DEUTZ	Diesel	2	0.388	m3/MWh	14,883	24%	1,107		
GAS ATACAMA	ATACAMA	CC1 GNL	CC-GNL	326	7.503	MBtu/MWh	7,916	45%	444		
		CC1d	CC-Diesel	326	0.215	m3/MWh	8,250	44%	613		
		CC2 GNL	CC-GNL	326	7.503	MBtu/MWh	7,916	45%	444		
		CC2d	CC-Diesel	326	0.215	m3/MWh	8,250	44%	613		
AES GENER	SALTA	CC SALTA	Gas Natural	109	-	MBtu/MWh	7,916	45%	444		
INACAL	INACAL	INACAL	Fuel Oil	7	0.231	ton/MWh	10,166	35%	789		
ENOR	ZOFRI	ZOFRI_1	Diesel	1	0.338	m3/MWh	12,943	28%	962		
		ZOFRI_2	Diesel	5	0.338	m3/MWh	12,943	28%	962		
		ZOFRI_3	Diesel	5	0.265	m3/MWh	10,159	35%	755		
PLAN DE OBRAS	CONSTRUCCION	CT ANDINA	Carbón	150	0.400	ton/MWh	11,723	31%	1,115		
		HORNITOS	Carbón	150	0.400	ton/MWh	11,723	31%	1,115		
		ANGAMOS I	Carbón	230	0.397	ton/MWh	11,620	31%	1,105		
		ANGAMOS II	Carbón	230	0.397	ton/MWh	11,620	31%	1,105		
	FUTURAS	CARBÓN	Carbón	200	0.397	ton/MWh	11,620	31%	1,105		
		GEOTÉRMICA	Geotermia	40	-	-	-	-	-		
		EÓLICA	Eolica	50	-	-	-	-	-		

Tabla I-2: Características centrales térmicas SIC.

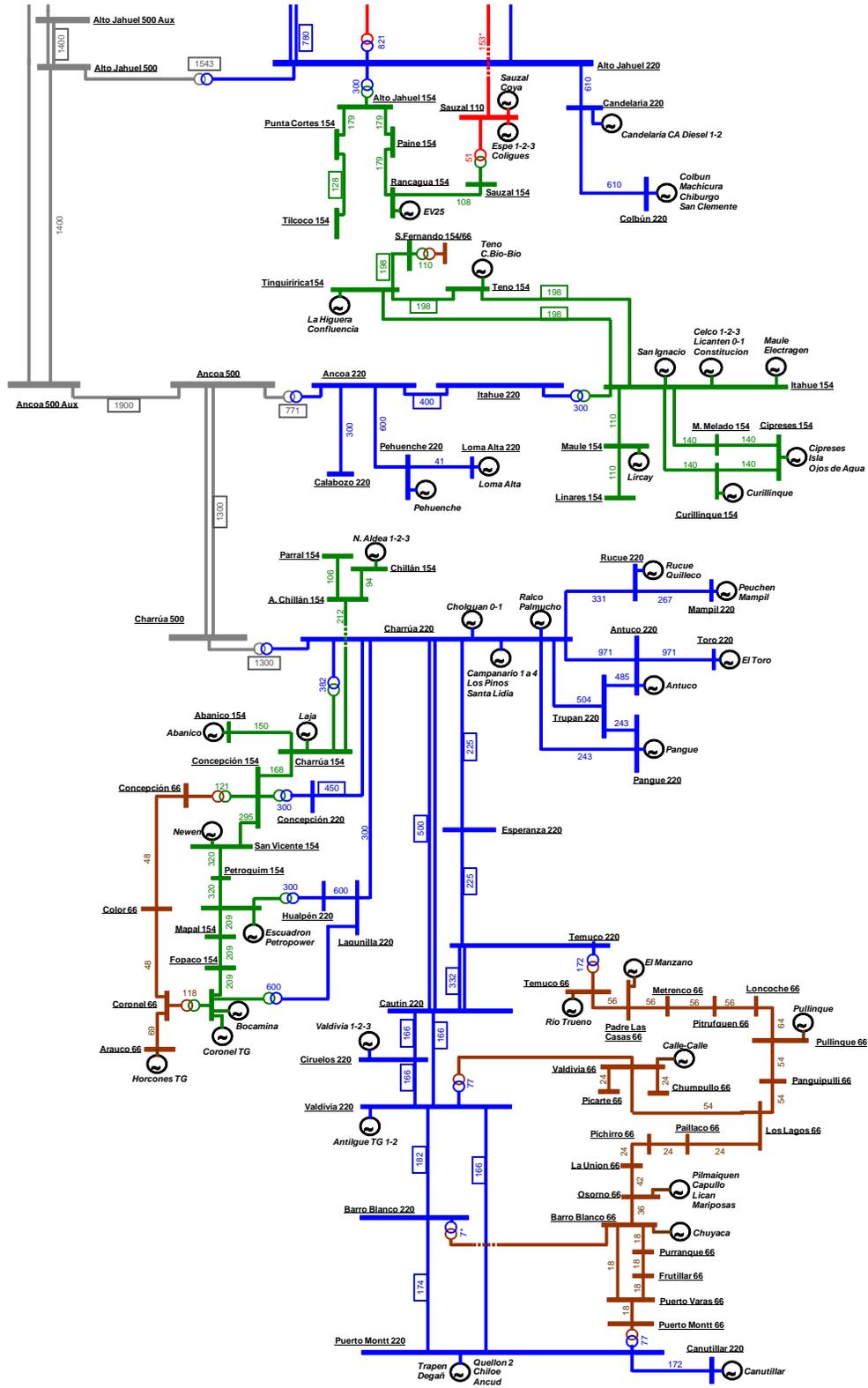
Propietario	Central	Combustible	Pot Neta [MW]	CE	Unidad CE	CE [GJ/GWh]	Eficiencia [%]	Emisiones [TonCO2e/Gwhe]
AES GENER	Ventanas 01	Carbón	112.8	0.415	Ton/MWh	12162.7	0.30	1156.50
	Ventanas 02	Carbón	207.9	0.397	Ton/MWh	11635.1	0.31	1106.34
	Nueva Ventanas	Carbón	249.0	0.380	Ton/MWh	11136.9	0.32	1058.96
	Campiche	Carbón	242.0	0.375	Ton/MWh	10990.4	0.33	1045.03
COLBÚN	Santa Maria	Carbón	343.0	0.352	Ton/MWh	10316.3	0.35	980.93
	Carbón VIII Region 01	Carbón	343.0	0.352	Ton/MWh	10316.3	0.35	980.93
ENDESA	Bocamina	Carbón	121.0	0.380	Ton/MWh	11136.9	0.32	1058.96
	Bocamina 02	Carbón	342.0	0.352	Ton/MWh	10316.3	0.35	980.93
GUACOLDA	Guacolda 01	Carbón	142.9	0.360	Ton/MWh	10550.7	0.34	1003.23
	Guacolda 02	Carbón	142.9	0.360	Ton/MWh	10550.7	0.34	1003.23
	Guacolda 03	Carbón	137.1	0.350	Ton/MWh	10257.7	0.35	975.36
	Guacolda 04	Carbón	139.0	0.350	Ton/MWh	10257.7	0.35	975.36
Plan de Obra	Carbón Maitencillo 01	Carbón	342.0	0.350	Ton/MWh	10257.7	0.35	975.36
Colbún S.A.	Nehuenco 01 GNL	GNL	340.1	0.197	dam3/MWh	7716.2	0.47	433.28
	Nehuenco 01 FA GNL	GNL	21.4	0.248	dam3/MWh	9679.5	0.37	543.52
	Nehuenco 02 GNL TP	GNL	384.2	0.181	dam3/MWh	7086.5	0.51	397.92
	Nehuenco 02 GNL	GNL	384.2	0.181	dam3/MWh	7086.5	0.51	397.92
	Candelaria CA 01 GNL	GNL	125.3	0.314	dam3/MWh	12295.8	0.29	690.44
	Candelaria CA 02 GNL	GNL	128.6	0.314	dam3/MWh	12295.8	0.29	690.44
	Taltal 01 GNL	GNL	121.5	11.182	Mbtu/MWh	11798.0	0.31	662.48
	Taltal 02 GNL	GNL	123.4	11.182	Mbtu/MWh	11798.0	0.31	662.48
	Taltal CC GNL	GNL	360.0	6.909	Mbtu/MWh	7289.3	0.49	409.31
	San Isidro 02 GNL	GNL	346.0	0.184	dam3/MWh	7180.4	0.50	403.19
	San Isidro 02 FA GNL	GNL	19.0	0.337	dam3/MWh	13160.1	0.27	738.97
	Quintero 01 CA GNL	GNL	128.0	0.276	dam3/MWh	10787.3	0.33	605.73
	Quintero 02 CA GNL	GNL	129.0	0.276	dam3/MWh	10787.3	0.33	605.73
	San Isidro S.A.	San Isidro GNL	GNL	350.0	0.203	dam3/MWh	7939.1	0.45
San Isidro FA GNL		GNL	20.0	0.337	dam3/MWh	13160.1	0.27	738.97
SAS S.A.	Nueva Renca GNL	GNL	320.1	7.167	Mbtu/MWh	7561.6	0.48	424.60
	Nueva Renca Int GNL	GNL	49.8	8.782	Mbtu/MWh	9265.0	0.39	520.25
Plan de Obra	Quintero CC GNL	GNL	350.0	0.198	dam3/MWh	7734.2	0.47	434.29
	Quintero CC FA GNL	GNL	35.0	0.266	dam3/MWh	10422.4	0.35	585.24
AES GENER	Los Vientos	Diesel	132.0	0.267	Ton/MWh	12184.8	0.30	905.93
	Laguna Verde	Diesel	52.7	0.470	Ton/MWh	21449.0	0.17	1594.71
	Laguna Verde TG	Diesel	17.9	0.264	Ton/MWh	12047.9	0.30	895.75
	EV25	Diesel	25.0	0.309	Ton/MWh	14101.6	0.26	1048.44
	Santa Lidia	Diesel	139.0	0.259	Ton/MWh	11819.8	0.30	878.79
ARAUCO GEN	Nueva Aldea 02 Diesel	Diesel	10.0	0.345	m3/MWh	13225.3	0.27	983.29
	Horcones TG Diesel	Diesel	24.3	0.418	m3/MWh	16023.8	0.22	1191.35
Barrick	Punta Colorada 01 Fuel	Fuel Oil	16.3	1.000		0.0	0.35	797.48
Campanario	Campanario 01 Diesel	Diesel	56.0	0.246	Ton/MWh	11231.0	0.32	835.02
	Campanario 02 Diesel	Diesel	56.0	0.247	Ton/MWh	11263.0	0.32	837.39
	Campanario 03 Diesel	Diesel	56.0	0.245	Ton/MWh	11199.1	0.32	832.64
	Campanario 04 CA Diesel	Diesel	42.0	0.266	Ton/MWh	12139.2	0.30	902.54
	Campanario 04 CC Diesel	Diesel	60.0	0.192	Ton/MWh	8762.1	0.41	651.46
CEN	Maule	Diesel	6.0	0.282	Ton/MWh	12855.7	0.28	955.81
COLBÚN	Nehuenco 01 Diesel	Diesel	310.0	0.190	m3/MWh	7268.2	0.50	540.38
	Nehuenco 02 Diesel	Diesel	391.5	0.189	m3/MWh	7256.7	0.50	539.53
	Nehuenco 9B 01 Diesel	Diesel	92.0	0.327	m3/MWh	12546.8	0.29	932.84
	Nehuenco 9B 02 Diesel	Diesel	16.0	0.339	m3/MWh	13003.0	0.28	966.76
	Candelaria CA 01 Diesel	Diesel	125.3	0.322	m3/MWh	12332.2	0.29	916.88
	Candelaria CA 02 Diesel	Diesel	128.6	0.322	m3/MWh	12332.2	0.29	916.88
	Los Pinos	Diesel	104.2	0.227	m3/MWh	8694.2	0.41	646.41
	Antilhue TG 01	Diesel	50.3	0.274	m3/MWh	10492.1	0.34	780.08
	Antilhue TG 02	Diesel	50.9	0.274	m3/MWh	10492.1	0.34	780.08

Tabla B-2: Características centrales térmicas SIC (cont).

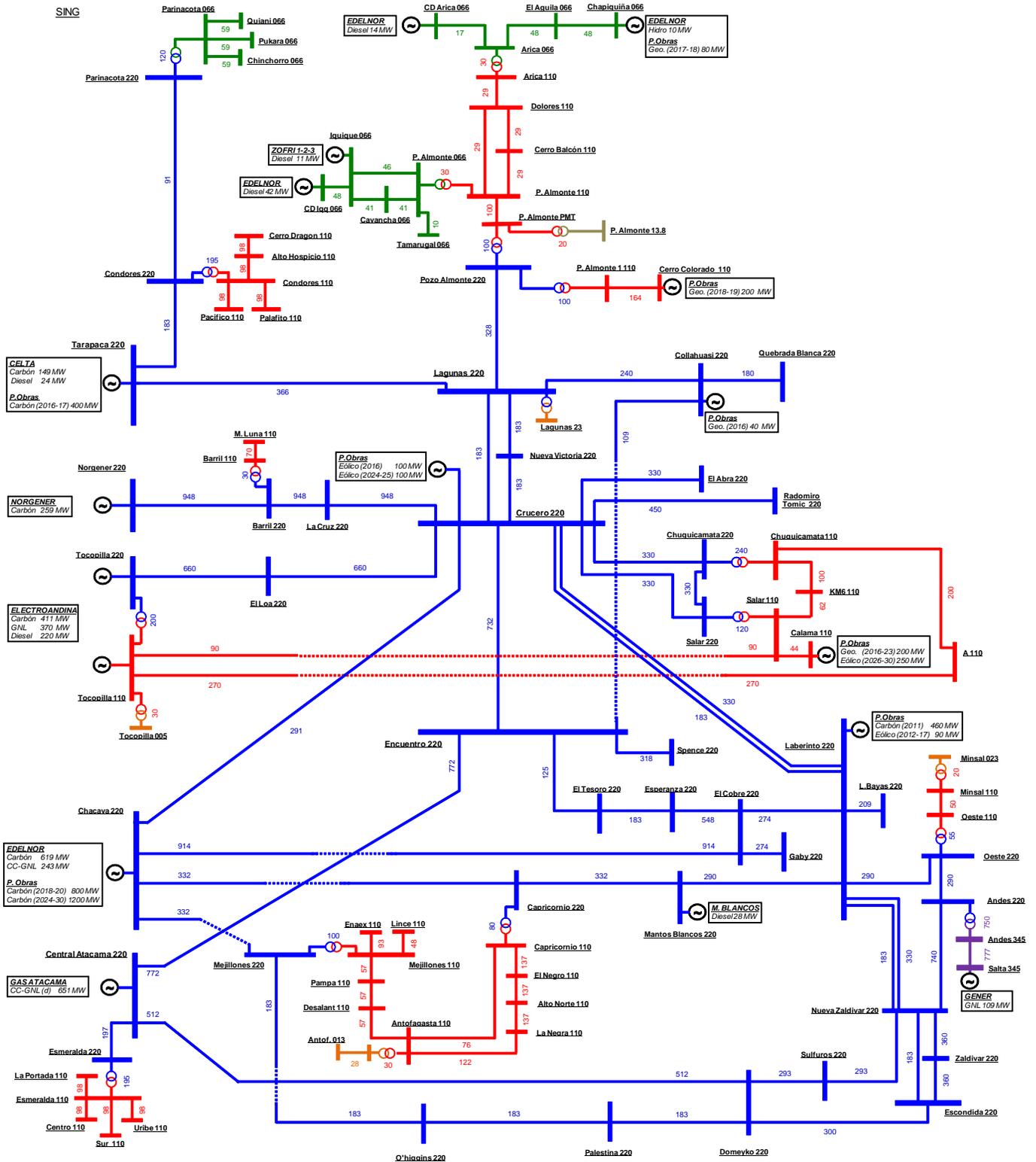
Propietario	Central	Combustible	Pot Neta [MW]	CE	Unidad CE	CE [GJ/GWh]	Eficiencia [%]	Emisiones [TonCO2e/Gwhe]
SAS S.A.	Nueva Renca FA GLP	Diesel	30.0	0.186	m3/MWh	7130.2	0.50	530.12
	Nueva Renca Diesel	Diesel	312.0	0.171	Ton/MWh	7803.8	0.46	580.20
	Renca	Diesel	92.0	0.365	Ton/MWh	16657.2	0.22	1238.44
ELEKTRAGEN	Constitución Elektragen	Diesel	9.0	0.282	Ton/MWh	12855.7	0.28	955.81
	Chiloé	Diesel	9.0	0.269	Ton/MWh	12267.0	0.29	912.04
ENDESA	Taltal 01 Diesel	Diesel	121.5	0.254	Ton/MWh	11591.6	0.31	861.82
	Taltal 02 Diesel	Diesel	123.4	0.254	Ton/MWh	11591.6	0.31	861.82
	Diego de Almagro TG	Diesel	46.0	0.337	Ton/MWh	15379.4	0.23	1143.44
	El Salvador TG	Diesel	23.8	0.337	Ton/MWh	15379.4	0.23	1143.44
	Huasco TG	Fuel Oil	58.0	0.362	Ton/MWh	15914.0	0.23	1235.71
Energia Latina	San Lorenzo 01	Diesel	28.6	0.336	Ton/MWh	15333.7	0.23	1140.05
	San Lorenzo 02	Diesel	26.0	0.386	Ton/MWh	17633.8	0.20	1311.06
ENOR CHILE	Esperanza 01	Diesel	18.8	0.406	m3/MWh	15573.3	0.23	1157.86
	Esperanza 02	Diesel	1.8	0.260	m3/MWh	9966.9	0.36	741.03
	Esperanza 03	Diesel	1.6	0.269	m3/MWh	10328.8	0.35	767.94
F. WHEELER	Petropower	Diesel	54.2	1.000		0.0	0.35	797.48
Gassur	Newen	Diesel	13.1	1.000		0.0	0.35	797.48
Tinguiririca	Colmito	Diesel	55.0	0.298	Ton/MWh	13599.6	0.26	1011.11
MIN. CENIZAS	Cenizas	Diesel	17.1	0.230	Ton/MWh	10510.0	0.34	781.41
POTENCIA S.A.	Olivos	Diesel	98.5	0.225	Ton/MWh	10281.8	0.35	764.44
SGA	Coronel TG Diesel	Diesel	46.7	0.216	Ton/MWh	9866.5	0.36	733.57
	Chuyaca	Diesel	14.3	0.222	Ton/MWh	10126.7	0.36	752.91
	Degañ	Diesel	36.0	0.219	Ton/MWh	9980.6	0.36	742.05
	Ancud	Diesel	3.0	0.242	Ton/MWh	11025.7	0.33	819.75
	Quellon 02	Diesel	10.0	0.222	Ton/MWh	10126.7	0.36	752.91
	Calle-Calle	Diesel	20.0	1.000		0.0	0.35	797.48
TECNORED	Las Vegas	Diesel	2.1	0.284	m3/MWh	10867.8	0.33	808.01
	Con Con	Diesel	2.3	0.284	m3/MWh	10867.8	0.33	808.01
	Placilla	Diesel	3.0	0.278	m3/MWh	10666.5	0.34	793.05
	Quintay	Diesel	3.0	0.278	m3/MWh	10666.5	0.34	793.05
	Total	Diesel	3.0	0.278	m3/MWh	10666.5	0.34	793.05
	Linares	Diesel	0.4	0.263	m3/MWh	10062.8	0.36	748.16
	San Gregorio	Diesel	0.4	0.263	m3/MWh	10062.8	0.36	748.16
Los Espinos	Espinos	Diesel	122.0	0.221	Ton/MWh	10094.7	0.36	750.53
Termopacífico	Termopacífico	Diesel	80.2	0.225	Ton/MWh	10268.1	0.35	763.42
Otros	Emelda 01	Diesel	33.3	0.288	Ton/MWh	13143.2	0.27	977.18
	Emelda 02	Diesel	36.0	0.360	Ton/MWh	16429.0	0.22	1221.48
	Tierra Amarilla	Diesel	152.3	0.239	Ton/MWh	10907.0	0.33	810.93
	TG Peñon	Diesel	81.0	0.218	Ton/MWh	9930.4	0.36	738.32
	Coligues	Diesel	22.0	0.214	Ton/MWh	9766.1	0.37	726.10
	Teno	Diesel	58.0	0.221	Ton/MWh	10085.6	0.36	749.85
	Trapen	Diesel	81.0	0.218	Ton/MWh	9930.4	0.36	738.32
	Cementos Bio Bio	Fuel Oil	13.6	1.000		0.0	0.35	797.48

Tabla B-2: Características centrales térmicas SIC (cont).

Propietario	Central	Combustible	Pot Neta [MW]	CE	Unidad CE	CE [GJ/GWh]	Eficiencia [%]	Emisiones [TonCO2e/Gwhe]	
ARAUCO	Celco 01	Des. For	3.0	1.000				0.00	
	Celco 02	Des. For	2.0	1.000				0.00	
	Celco 03	Des. For	3.0	1.000				0.00	
	licanten 00	Des. For	1.0	1.000				0.00	
	licanten 01	Des. For	3.0	1.000				0.00	
	Nueva Aldea 01	Des. For	14.0	1.000				0.00	
	Arauco 01a	Des. For	20.6	1.000				0.00	
	Arauco 02a	Des. For	6.0	1.000				0.00	
	valdivia 01	Des. For	11.0	1.000				0.00	
	valdivia 02	Des. For	26.0	1.000				0.00	
	valdivia 03	Des. For	24.0	1.000				0.00	
	Viñales	Des. For	32.0	1.000				0.00	
	Nueva Aldea 03	Des. For	37.0	1.000				0.00	
	cholguan 00	Des. For	9.0	1.000				0.00	
	cholguan 01	Des. For	4.0	1.000				0.00	
	E. VERDE	Constitucion	Des. For	7.0	1.000				0.00
		Laja	Des. For	7.0	1.000				0.00
F.P.C.	Escuadron	Des. For	14.2	7.000	m3 st/MWh			0.00	
KDM	Los Colorados 2	Des. For	9.0	1.000				0.00	
MASISA	Masisa	Des. For	11.1	1.000				0.00	
LAUTARO	Lautaro	Des. For	20.0	5.720	m3/MWh			0.00	
Endesa-Eco	Eolica Canela 01	Eolica	18.2	1.000				0.00	
	Eolica Canela 02	Eolica	60.0	1.000				0.00	
M.Redondo	Monte Redondo	Eolica	48.0	1.000				0.00	
SN Power	Eolica Totoral	Eolica	46.0	1.000				0.00	
Barrick	Eolica Punta Colorada	Eolica	20.0	1.000				0.00	
FUTURAS	CARBÓN	Carbón	342.0	0.350	Ton/MWh	10,257.7	0.35	975.36	
	GEOTÉRMICA	Geotermia	40.0	1.000				0.00	
	EÓLICA	Eolica	50.0	1.000				0.00	



K. SISTEMA DE TRANSMISIÓN – SING



L. RESUMEN SIMULACIONES - GENERACIÓN Y EMISIONES DE CO2

A continuación se resume la generación y las emisiones totales y unitarias del SIC y el SING para todos los casos simulados en esta investigación²³. Se presentan los resultados para los casos base, el caso interconectado, el caso interconectado ajustado y las sensibilidades correspondientes al impuesto a las emisiones de carbono, desarrollo intensivo de ERNC y reemplazo de HidroAysén.

Tabla L-1: Resultado simulación - SING base.

SING BASE										
GENERACIÓN	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón	10,690	11,838	13,149	13,288	13,790	14,350	16,407	17,866	19,186	21,429
GNL	4,471	4,224	3,913	4,845	5,424	5,058	3,648	2,244	1,380	639
Diesel	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geoterma	-	-	-	-	-	671	1,122	2,292	3,259	3,216
Eólica	-	88	101	101	101	364	419	479	479	479
Hidro	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
SING [GWh]	15,278	16,259	17,272	18,342	19,424	20,551	21,705	22,991	24,413	25,871
EMISIONES	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón	12.32	13.53	15.15	15.33	16.01	16.67	18.91	20.49	21.87	24.27
GNL	1.91	1.78	1.62	2.02	2.26	2.10	1.50	0.92	0.56	0.27
Diesel	0.01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SING [MTonCO2e]	14.24	15.30	16.77	17.34	18.27	18.76	20.40	21.41	22.44	24.54
SING [TonCO2e/GWh]	932.2	941.2	971.1	945.6	940.7	913.1	940.1	931.1	919.1	948.6
SING BASE										
GENERACIÓN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	22,108	22,406	22,727	23,211	23,334	23,381	26,655	26,577	29,377	29,511
GNL	1,154	1,453	1,785	2,480	3,564	4,511	2,435	3,604	1,999	3,079
Diesel	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Geoterma	3,216	3,552	3,874	3,860	3,860	3,860	3,860	3,860	3,860	3,860
Eólica	479	479	479	479	479	611	605	736	862	988
Hidro	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
SING [GWh]	27,066	27,999	28,973	30,138	31,346	32,472	33,663	34,886	36,206	37,547
EMISIONES	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	25.07	25.46	25.88	26.52	26.68	26.74	30.36	30.32	33.32	33.54
GNL	0.47	0.59	0.73	1.02	1.48	1.87	1.00	1.50	0.83	1.28
Diesel	-	-	-	-	-	0.00	-	-	-	-
SING [MTonCO2e]	25.55	26.05	26.61	27.54	28.16	28.62	31.37	31.82	34.14	34.82
SING [TonCO2e/GWh]	943.9	930.6	918.3	913.6	898.2	881.2	931.8	912.1	943.1	927.3

²³ Las entradas de cada una de las simulaciones en OSE 2000 pueden ser descargadas íntegramente desde <http://goo.gl/AxO8F>.

Tabla L-2: Resultado simulación - SIC base.

SIC BASE										
GENERACIÓN	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón	9,804	13,451	12,057	13,028	14,000	15,031	16,457	18,644	20,827	21,641
GNL	5,157	2,898	4,744	5,861	6,656	6,926	6,785	7,613	8,606	7,249
Diesel	1,585	988	808	658	662	871	913	723	610	513
Geotermia	-	-	-	-	-	671	1,023	1,314	1,484	1,972
Eólica	458	1,004	1,163	1,323	1,461	1,607	1,737	1,899	2,083	2,102
Hidro	26,733	27,904	30,429	31,148	32,278	33,038	34,459	34,539	34,842	38,931
Desechos Forestales	1,308	1,760	1,774	1,863	1,974	2,066	2,202	2,481	2,514	2,512
SIC [GWh]	45,045	48,004	50,976	53,880	57,032	60,210	63,576	67,214	70,964	74,919
EMISIONES										
GENERACIÓN	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón	10.11	13.75	12.26	13.28	14.27	15.34	16.74	18.92	21.07	21.86
GNL	2.27	1.31	2.14	2.54	2.89	3.05	3.00	3.31	3.69	3.08
Diesel	1.03	0.66	0.56	0.47	0.48	0.60	0.62	0.52	0.48	0.40
SIC [TonCO2e]	13.41	15.73	14.96	16.29	17.64	18.99	20.37	22.76	25.23	25.35
SIC [TonCO2e/GWh]	297.8	327.7	293.5	302.3	309.2	315.5	320.4	338.7	355.5	338.3

SIC BASE										
GENERACIÓN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	21,417	21,349	21,091	20,630	20,984	23,987	26,223	29,106	32,110	35,106
GNL	7,227	6,611	6,196	6,903	7,749	7,729	6,321	6,356	6,200	6,484
Diesel	506	530	504	589	630	641	546	599	605	635
Geotermia	1,972	1,972	2,224	3,276	4,262	5,134	5,667	6,331	6,652	7,316
Eólica	2,102	2,102	2,294	2,553	2,735	2,930	3,113	3,370	3,488	3,746
Hidro	43,119	47,704	52,130	55,178	57,635	58,440	62,569	64,311	67,229	69,193
Desechos Forestales	2,508	2,507	2,498	2,478	2,509	2,515	2,498	2,504	2,510	2,512
SIC [GWh]	78,849	82,774	86,937	91,606	96,503	101,377	106,939	112,577	118,795	124,992
EMISIONES										
GENERACIÓN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	21.63	21.56	21.30	20.85	21.20	24.13	26.28	29.10	32.04	34.97
GNL	3.09	2.81	2.64	2.96	3.31	3.31	2.69	2.72	2.64	2.77
Diesel	0.40	0.42	0.40	0.46	0.49	0.50	0.43	0.47	0.48	0.50
SIC [TonCO2e]	25.12	24.79	24.34	24.27	25.00	27.94	29.41	32.29	35.16	38.25
SIC [TonCO2e/GWh]	318.6	299.5	279.9	264.9	259.1	275.6	275.0	286.8	296.0	306.0

Tabla L-3: Resultado simulación - Interconectado base.

INTERCONECTADO										
GENERACIÓN	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón	20,504	25,308	25,212	26,341	27,873	29,370	32,827	36,941	40,328	43,304
GNL	9,568	7,135	8,610	10,725	12,121	11,966	10,346	9,969	9,832	7,552
Diesel	1,559	1,020	699	689	659	841	885	492	460	453
Geotermia	-	-	-	-	-	1,342	2,145	3,607	4,742	5,188
Eólica	458	1,092	1,264	1,423	1,563	1,972	2,156	2,378	2,562	2,581
Hidro	26,920	27,960	30,695	31,170	32,262	33,214	34,732	34,483	35,079	39,303
Desechos Forestales	1,313	1,754	1,767	1,876	1,975	2,063	2,200	2,486	2,503	2,506
SIC [GWh]	45,038	48,001	50,969	53,872	57,026	60,211	63,580	67,930	71,533	75,010
SING [GWh]	15,284	16,267	17,279	18,351	19,427	20,558	21,711	22,425	23,973	25,877
PAÍS [GWh]	60,322	64,268	68,248	72,223	76,454	80,768	85,291	90,355	95,506	100,887
EMISIONES										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón	22.44	27.30	27.43	28.63	30.34	31.99	35.59	39.75	43.15	46.31
GNL	4.14	3.09	3.73	4.56	5.16	5.14	4.46	4.21	4.11	3.15
Diesel	1.02	0.68	0.50	0.49	0.48	0.59	0.61	0.38	0.37	0.36
SIC [TonCO2e]	13.37	15.76	14.86	16.33	17.77	18.97	20.31	23.61	25.83	25.58
SING [TonCO2e]	14.25	15.31	16.80	17.35	18.20	18.75	20.36	20.74	21.80	24.24
PAÍS [TonCO2e]	27.61	31.07	31.65	33.68	35.97	37.71	40.66	44.35	47.63	49.82
SIC [TonCO2e/GWh]	296.8	328.3	291.5	303.1	311.6	315.0	319.4	347.5	361.1	341.0
SING [TonCO2e/GWh]	932.2	941.3	972.0	945.7	937.0	912.0	937.6	924.7	909.3	936.9
PAÍS [TonCO2e/GWh]	457.8	483.5	463.8	466.4	470.5	466.9	476.8	490.8	498.7	493.8
INTERCONECTADO										
GENERACIÓN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	43,918	44,236	44,253	44,275	45,079	48,325	53,457	56,477	61,806	65,006
GNL	8,157	7,943	7,669	9,276	10,724	11,633	8,472	9,425	8,132	9,366
Diesel	452	453	453	467	483	502	465	482	463	493
Geotermia	5,188	5,523	6,098	7,135	8,121	8,994	9,527	10,191	10,512	11,175
Eólica	2,581	2,581	2,773	3,032	3,214	3,541	3,718	4,107	4,350	4,734
Hidro	43,240	47,683	52,365	55,301	58,038	58,666	62,720	64,556	67,412	69,441
Desechos Forestales	2,505	2,500	2,492	2,469	2,506	2,511	2,503	2,506	2,508	2,512
SIC [GWh]	79,164	83,472	88,103	92,823	98,625	104,234	109,492	115,901	121,090	128,019
SING [GWh]	26,877	27,447	28,000	29,133	29,541	29,938	31,368	31,843	34,093	34,708
PAÍS [GWh]	106,041	110,919	116,103	121,956	128,167	134,172	140,861	147,744	155,183	162,727
EMISIONES										
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	47.05	47.43	47.49	47.67	48.50	51.70	56.95	59.96	65.39	68.62
GNL	3.41	3.32	3.20	3.88	4.51	4.90	3.56	3.97	3.43	3.96
Diesel	0.36	0.36	0.36	0.37	0.38	0.40	0.37	0.38	0.37	0.39
SIC [TonCO2e]	25.63	25.66	25.37	25.32	26.52	29.94	31.46	34.69	36.96	40.35
SING [TonCO2e]	25.19	25.44	25.68	26.60	26.87	27.06	29.42	29.63	32.22	32.61
PAÍS [TonCO2e]	50.82	51.10	51.05	51.92	53.39	57.00	60.88	64.32	69.18	72.96
SIC [TonCO2e/GWh]	323.8	307.4	287.9	272.7	268.9	287.3	287.3	299.3	305.2	315.2
SING [TonCO2e/GWh]	937.2	926.9	917.2	913.1	909.5	903.7	937.8	930.5	945.1	939.7
PAÍS [TonCO2e/GWh]	479.2	460.7	439.7	425.7	416.6	424.8	432.2	435.3	445.8	448.4

Tabla L-4: Resultado simulación - Interconectado ajustado.

INTERCONECTADO AJUSTADO										
GENERACIÓN	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón	20,469	25,227	25,236	26,341	27,863	29,433	32,190	34,718	36,531	39,210
GNL	9,532	7,119	8,590	10,646	12,144	11,979	10,861	11,796	13,391	11,550
Diesel	1,567	1,000	768	648	648	845	942	540	498	474
Geotermia	-	-	-	-	-	1,342	2,145	3,607	4,742	5,188
Eólica	458	1,092	1,264	1,426	1,562	1,972	2,156	2,378	2,562	2,581
Hidro	26,993	28,073	30,606	31,296	32,259	33,131	34,714	34,706	35,163	39,225
Desechos Forestales	1,304	1,758	1,783	1,871	1,976	2,066	2,223	2,504	2,511	2,509
SIC [GWh]	45,040	48,002	50,969	53,877	57,025	60,210	63,522	67,020	69,903	73,157
SING [GWh]	15,284	16,267	17,279	18,351	19,427	20,558	21,711	23,229	25,495	27,579
PAÍS [GWh]	60,323	64,269	68,248	72,228	76,452	80,768	85,233	90,249	95,398	100,736
EMISIONES										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón	22.41	27.22	27.45	28.63	30.33	32.05	35.00	37.64	39.62	42.57
GNL	4.13	3.08	3.72	4.52	5.18	5.15	4.70	5.00	5.64	4.84
Diesel	1.03	0.67	0.53	0.47	0.47	0.59	0.64	0.41	0.39	0.38
SIC [TonCO2e]	13.32	15.66	14.91	16.26	17.77	19.04	19.99	21.83	22.76	22.18
SING [TonCO2e]	14.25	15.31	16.80	17.35	18.20	18.75	20.36	21.23	22.89	25.61
PAÍS [TonCO2e]	27.57	30.97	31.71	33.62	35.98	37.79	40.34	43.06	45.65	47.79
SIC [TonCO2e/GWh]	295.8	326.3	292.6	301.9	311.7	316.2	314.7	325.8	325.6	303.1
SING [TonCO2e/GWh]	932.2	941.3	972.0	945.7	937.0	912.0	937.6	913.9	897.8	928.6
PAÍS [TonCO2e/GWh]	457.0	481.9	464.6	465.4	470.6	467.9	473.3	477.1	478.5	474.4
INTERCONECTADO AJUSTADO										
GENERACIÓN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	41,956	42,167	42,162	42,286	43,921	47,028	52,234	55,386	59,687	64,041
GNL	9,933	9,801	9,635	10,843	11,666	12,499	9,543	10,367	9,912	10,113
Diesel	462	459	459	480	505	543	485	500	493	521
Geotermia	5,188	5,523	6,098	7,135	8,121	8,994	9,527	10,191	10,512	11,175
Eólica	2,581	2,581	2,773	3,032	3,214	3,541	3,718	4,107	4,350	4,734
Hidro	43,279	47,752	52,335	55,591	58,016	58,853	62,788	64,598	67,634	69,507
Desechos Forestales	2,506	2,502	2,495	2,473	2,510	2,516	2,504	2,509	2,510	2,515
SIC [GWh]	78,401	82,675	87,303	92,167	97,308	102,902	110,403	116,644	122,862	128,722
SING [GWh]	27,504	28,109	28,655	29,673	30,647	31,072	30,395	31,013	32,236	33,885
PAÍS [GWh]	105,905	110,784	115,957	121,840	127,955	133,974	140,798	147,657	155,098	162,607
EMISIONES										
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	45.23	45.50	45.53	45.78	47.49	50.56	55.64	58.79	63.14	67.58
GNL	4.15	4.10	4.03	4.55	4.92	5.28	4.02	4.37	4.18	4.28
Diesel	0.37	0.37	0.37	0.38	0.40	0.43	0.39	0.40	0.39	0.41
SIC [TonCO2e]	24.08	24.00	23.77	23.76	24.60	27.86	31.93	35.07	37.81	40.70
SING [TonCO2e]	25.67	25.96	26.15	26.95	28.21	28.40	28.11	28.49	29.91	31.57
PAÍS [TonCO2e]	49.75	49.96	49.92	50.71	52.81	56.27	60.05	63.56	67.72	72.27
SIC [TonCO2e/GWh]	307.1	290.3	272.3	257.8	252.8	270.8	289.3	300.6	307.7	316.2
SING [TonCO2e/GWh]	933.4	923.6	912.6	908.2	920.5	914.1	924.9	918.8	927.8	931.7
PAÍS [TonCO2e/GWh]	469.7	451.0	430.5	416.2	412.7	420.0	426.5	430.5	436.6	444.5

Tabla L-5: Resultado simulación - Sensibilidad Carbon Tax

SENSIBILIDAD CARBON TAX										
GENERACIÓN	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón	20,449	25,416	25,305	26,380	22,485	23,433	25,255	27,222	28,096	29,309
GNL	9,577	7,090	8,624	10,794	17,096	17,781	17,575	19,260	21,713	21,250
Diesel	1,595	986	733	622	674	867	996	548	493	475
Geotermia	-	-	-	-	-	1,342	2,145	3,607	4,742	5,188
Eólica	458	1,092	1,266	1,424	1,564	1,973	2,156	2,378	2,562	2,581
Hidro	26,933	27,914	30,537	31,112	32,513	33,153	34,686	34,542	35,116	39,245
Desechos Forestales	1,311	1,765	1,782	1,885	2,087	2,159	2,297	2,521	2,520	2,523
SIC [GWh]	45,039	47,997	50,967	53,865	56,960	60,136	63,441	67,061	70,244	74,003
SING [GWh]	15,284	16,267	17,279	18,351	19,458	20,572	21,669	23,017	24,999	26,567
PAÍS [GWh]	60,322	64,264	68,246	72,216	76,418	80,708	85,110	90,078	95,243	100,571
EMISIONES										
Carbón	22.39	27.41	27.52	28.67	24.01	24.98	26.85	28.94	29.85	31.17
GNL	4.15	3.07	3.74	4.59	7.33	7.67	7.60	8.17	9.14	8.92
Diesel	1.04	0.66	0.52	0.45	0.48	0.60	0.67	0.42	0.39	0.38
SIC [TonCO2e]	13.34	15.83	14.98	16.35	16.27	17.49	18.38	20.02	20.78	20.02
SING [TonCO2e]	14.25	15.31	16.80	17.35	15.55	15.76	16.75	17.51	18.61	20.45
PAÍS [TonCO2e]	27.58	31.14	31.78	33.71	31.82	33.25	35.12	37.52	39.39	40.47
SIC [TonCO2e/GWh]	296.1	329.8	294.0	303.6	285.6	290.9	289.7	298.5	295.8	270.6
SING [TonCO2e/GWh]	932.2	941.3	972.0	945.7	799.4	766.1	772.8	760.6	744.3	769.8
PAÍS [TonCO2e/GWh]	457.3	484.6	465.6	466.8	416.4	412.0	412.7	416.6	413.5	402.4
SENSIBILIDAD CARBON TAX										
GENERACIÓN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	31,412	31,466	31,325	31,749	33,030	36,861	40,571	44,049	48,654	53,392
GNL	20,399	20,419	20,428	21,293	22,309	22,598	20,895	21,408	20,746	20,635
Diesel	460	465	460	478	499	535	474	495	501	522
Geotermia	5,188	5,523	6,098	7,135	8,121	8,994	9,527	10,191	10,512	11,175
Eólica	2,581	2,581	2,773	3,032	3,214	3,541	3,718	4,107	4,350	4,734
Hidro	43,136	47,569	52,100	55,386	57,975	58,653	62,781	64,574	67,510	69,347
Desechos Forestales	2,521	2,518	2,514	2,504	2,526	2,529	2,522	2,527	2,528	2,528
SIC [GWh]	79,009	83,074	87,475	92,250	97,613	103,132	110,507	116,741	123,199	129,420
SING [GWh]	26,688	27,467	28,224	29,329	30,062	30,579	29,981	30,609	31,602	32,915
PAÍS [GWh]	105,697	110,541	115,699	121,579	127,674	133,711	140,488	147,351	154,801	162,335
EMISIONES										
Carbón	33.18	33.25	33.14	33.67	35.11	38.93	42.41	45.88	50.58	55.43
GNL	8.56	8.57	8.57	8.97	9.40	9.53	8.79	9.02	8.73	8.69
Diesel	0.37	0.37	0.37	0.38	0.40	0.42	0.38	0.39	0.40	0.41
SIC [TonCO2e]	21.51	21.23	20.78	20.82	21.20	24.85	28.00	31.32	34.33	37.65
SING [TonCO2e]	20.60	20.96	21.30	22.20	23.71	24.04	23.58	23.97	25.38	26.88
PAÍS [TonCO2e]	42.11	42.19	42.08	43.02	44.90	48.89	51.57	55.29	59.71	64.53
SIC [TonCO2e/GWh]	272.2	255.5	237.6	225.7	217.1	240.9	253.4	268.3	278.7	290.9
SING [TonCO2e/GWh]	771.8	763.1	754.5	756.9	788.6	786.2	786.3	783.2	803.0	816.7
PAÍS [TonCO2e/GWh]	398.4	381.7	363.7	353.9	351.7	365.6	367.1	375.3	385.7	397.5

Tabla L-6: Resultado simulación - Sensibilidad ERNC

SENSIBILIDAD ERNC AJUSTADO										
GENERACIÓN	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón	20,483	25,294	25,401	26,219	27,186	28,292	28,809	31,845	31,821	31,855
GNL	9,574	7,106	8,653	10,619	11,202	11,071	10,917	10,494	11,939	10,094
Diesel	1,609	992	727	635	591	689	707	497	476	461
Geotermia	-	-	-	-	1,002	2,401	4,034	6,201	8,265	10,200
Eólica	458	1,092	1,259	1,426	1,939	2,596	2,972	3,606	4,098	4,874
Hidro	26,893	28,029	30,427	31,482	32,516	33,421	35,500	35,321	36,425	40,798
Desechos Forestales	1,313	1,757	1,781	1,860	2,027	2,334	2,399	2,481	2,493	2,749
SIC [GWh]	45,047	48,002	50,969	53,890	57,058	60,247	63,590	68,703	72,724	78,014
SING [GWh]	15,284	16,267	17,279	18,351	19,404	20,558	21,748	21,742	22,793	23,017
PAÍS [GWh]	60,330	64,269	68,247	72,241	76,462	80,805	85,338	90,445	95,517	101,032
EMISIONES	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón	22.43	27.29	27.62	28.50	29.61	30.84	31.39	34.50	34.49	34.54
GNL	4.15	3.08	3.75	4.51	4.74	4.73	4.66	4.43	5.00	4.21
Diesel	1.05	0.67	0.51	0.46	0.44	0.50	0.50	0.39	0.38	0.37
SIC [TonCO2e]	13.38	15.72	15.09	16.12	16.78	17.80	18.21	21.05	21.67	20.92
SING [TonCO2e]	14.25	15.31	16.80	17.35	18.01	18.27	18.35	18.27	18.20	18.19
PAÍS [TonCO2e]	27.62	31.03	31.88	33.48	34.79	36.06	36.55	39.32	39.88	39.12
SIC [TonCO2e/GWh]	297.0	327.4	296.0	299.2	294.2	295.4	286.3	306.4	298.0	268.2
SING [TonCO2e/GWh]	932.2	941.3	972.0	945.7	927.9	888.7	843.6	840.2	798.6	790.4
PAÍS [TonCO2e/GWh]	457.9	482.8	467.2	463.4	455.0	446.3	428.4	434.7	417.5	387.2
SENSIBILIDAD ERNC AJUSTADO										
GENERACIÓN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	31,519	31,339	30,965	30,752	31,050	33,061	33,231	35,067	36,456	39,139
GNL	9,773	8,293	7,177	7,670	8,754	9,759	9,285	9,904	9,462	9,289
Diesel	464	455	452	455	458	473	470	498	481	474
Geotermia	11,513	12,819	13,791	14,770	15,749	16,728	17,707	18,686	19,672	20,657
Eólica	5,109	5,104	5,641	5,874	6,114	6,517	7,287	7,650	8,266	9,157
Hidro	45,091	50,258	55,320	59,639	63,116	64,465	69,626	72,428	77,237	80,240
Desechos Forestales	2,716	2,978	3,220	3,455	3,689	3,952	4,203	4,462	4,691	4,925
SIC [GWh]	82,764	87,840	92,837	98,192	103,864	107,995	114,240	119,484	125,426	132,753
SING [GWh]	23,422	23,408	23,729	24,422	25,064	26,958	27,569	29,211	30,838	31,129
PAÍS [GWh]	106,186	111,247	116,566	122,614	128,928	134,954	141,809	148,695	156,264	163,882
EMISIONES	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	34.20	33.99	33.58	33.40	33.76	35.96	36.19	38.20	39.76	42.37
GNL	4.08	3.45	2.98	3.20	3.67	4.10	3.90	4.17	3.98	3.90
Diesel	0.37	0.36	0.36	0.36	0.36	0.38	0.37	0.40	0.38	0.38
SIC [TonCO2e]	20.41	19.76	19.05	18.81	19.36	20.29	20.20	20.68	20.34	22.91
SING [TonCO2e]	18.23	18.05	17.88	18.16	18.43	20.14	20.26	22.09	23.78	23.75
PAÍS [TonCO2e]	38.65	37.81	36.93	36.96	37.79	40.43	40.46	42.77	44.12	46.65
SIC [TonCO2e/GWh]	246.6	225.0	205.2	191.5	186.4	187.9	176.9	173.1	162.2	172.6
SING [TonCO2e/GWh]	778.5	771.0	753.5	743.4	735.3	747.2	734.8	756.2	771.2	762.8
PAÍS [TonCO2e/GWh]	364.0	339.9	316.8	301.4	293.1	299.6	285.3	287.6	282.4	284.7

Tabla L-7: Resultado simulación – Sensibilidad HidroAysén

SENSIBILIDAD HA										
GENERACIÓN	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón	20,440	25,263	25,294	26,290	27,751	29,296	32,061	34,688	36,919	43,499
GNL	9,591	7,111	8,657	10,671	12,144	11,984	11,020	11,985	13,621	11,699
Diesel	1,580	1,022	757	710	653	883	1,024	570	510	477
Geotermia	-	-	-	-	-	1,342	2,145	3,607	4,742	5,188
Eólica	458	1,091	1,260	1,420	1,561	1,973	2,156	2,378	2,562	2,581
Hidro	26,962	28,015	30,520	31,282	32,381	33,236	34,606	34,527	34,548	34,810
Desechos Forestales	1,303	1,765	1,766	1,862	1,975	2,063	2,221	2,504	2,511	2,510
SIC [GWh]	45,049	48,000	50,975	53,884	57,037	60,219	63,523	66,918	69,790	73,138
SING [GWh]	15,284	16,267	17,279	18,351	19,427	20,558	21,711	23,341	25,624	27,626
PAÍS [GWh]	60,333	64,267	68,254	72,235	76,464	80,776	85,234	90,259	95,414	100,764
EMISIONES										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Carbón	22.38	27.26	27.51	28.58	30.21	31.91	34.86	37.62	40.00	46.73
GNL	4.16	3.08	3.75	4.53	5.17	5.16	4.78	5.10	5.74	4.91
Diesel	1.03	0.68	0.53	0.50	0.48	0.61	0.69	0.43	0.40	0.38
SIC [TonCO2e]	13.33	15.71	15.00	16.26	17.66	18.93	19.98	21.86	23.19	26.44
SING [TonCO2e]	14.25	15.31	16.80	17.35	18.20	18.75	20.36	21.29	22.95	25.58
PAÍS [TonCO2e]	27.57	31.02	31.79	33.61	35.86	37.68	40.33	43.15	46.14	52.02
SIC [TonCO2e/GWh]	295.9	327.3	294.2	301.7	309.6	314.4	314.5	326.7	332.2	361.5
SING [TonCO2e/GWh]	932.2	941.3	972.0	945.7	937.0	912.0	937.6	912.0	895.8	925.9
PAÍS [TonCO2e/GWh]	457.0	482.7	465.8	465.3	469.0	466.5	473.2	478.0	483.6	516.3
SENSIBILIDAD HA										
GENERACIÓN	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	49,651	55,006	59,465	60,145	61,816	65,098	70,141	73,435	77,728	82,189
GNL	10,187	10,100	9,918	11,302	12,272	12,968	9,984	10,828	10,184	10,345
Diesel	468	470	486	510	543	573	511	537	532	536
Geotermia	5,188	5,523	6,098	7,135	8,121	8,994	9,527	10,191	10,512	11,175
Eólica	2,581	2,581	2,773	3,032	3,214	3,541	3,718	4,106	4,350	4,734
Hidro	35,334	34,606	34,752	37,272	39,491	40,297	44,423	46,043	49,285	51,115
Desechos Forestales	2,508	2,507	2,500	2,491	2,512	2,517	2,504	2,509	2,512	2,513
SIC [GWh]	78,418	82,657	87,366	92,157	97,220	102,806	110,434	116,659	122,926	128,761
SING [GWh]	27,499	28,136	28,627	29,730	30,750	31,181	30,373	30,991	32,177	33,846
PAÍS [GWh]	105,916	110,793	115,992	121,887	127,970	133,987	140,807	147,650	155,103	162,607
EMISIONES										
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Carbón	52.69	57.97	62.33	63.13	64.85	68.12	73.03	76.32	80.66	85.22
GNL	4.27	4.24	4.16	4.76	5.19	5.49	4.21	4.57	4.30	4.38
Diesel	0.37	0.37	0.39	0.40	0.43	0.45	0.41	0.43	0.42	0.43
SIC [TonCO2e]	31.74	36.70	40.87	41.44	42.37	45.73	49.68	52.96	55.65	58.59
SING [TonCO2e]	25.59	25.87	26.00	26.85	28.10	28.33	27.96	28.36	29.73	31.43
PAÍS [TonCO2e]	57.33	62.58	66.87	68.30	70.47	74.06	77.64	81.32	85.38	90.02
SIC [TonCO2e/GWh]	404.8	444.1	467.9	449.7	435.9	444.8	449.9	454.0	452.7	455.0
SING [TonCO2e/GWh]	930.6	919.6	908.3	903.2	913.7	908.5	920.6	915.1	924.1	928.7
PAÍS [TonCO2e/GWh]	541.3	564.8	576.5	560.3	550.7	552.7	551.4	550.8	550.5	553.6

M. COSTO DE DESARROLLO POR TECNOLOGÍA

A continuación se resume el costo de desarrollo de la generación a carbón, geotérmica y eólica para el SIC y el SING, y su evolución en el período de estudio.

Tabla M-1: Costo de desarrollo central a carbón SIC.

COSTO DESARROLLO	Carbón SIC	2011	2015	2020	2025	2030
Tasa descuento	anual	10%	10%	10%	10%	10%
Factor de recuperación de capital		0.111	0.111	0.111	0.111	0.111
Vida útil	años	24	24	24	24	24
Horas del año	hrs	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760
Inversión						
Potencia	MW	342	342	342	342	342
Inversión unitaria	US\$/kW	2,350	2,350	2,350	2,350	2,350
Anualidad inversión unitaria	US\$/kW-año	262	262	262	262	262
Operación						
Factor de planta anual efectivo		0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
Precio combustible	US\$/ton	95	109	127	132	135
Consumo específico	ton/MWh	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500
O&M	US\$/MWh	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25
Peajes	US\$/MWh	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Total						
Inversión	US\$/MWh	31.9	31.9	31.9	31.9	31.9
CVC	US\$/MWh	33.2	38.3	44.5	46.1	47.3
O&M	US\$/MWh	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Peajes	US\$/MWh	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Costo Desarrollo (monómico)	US\$/MWh	79.4	84.5	90.7	92.3	93.5
Potencia firme reconocida		0.53	0.60	0.67	0.71	0.77
Precio potencia del mes	US\$/KW-mes	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99
Precio potencia del año	US\$/KW-año	107.84	107.84	107.84	107.84	107.84
Potencia	US\$/MWh	6.6	7.4	8.3	8.7	9.5
Energía	US\$/MWh	72.8	77.1	82.4	83.6	84.0

Tabla M-2: Costo de desarrollo central geotérmica SIC.

COSTO DESARROLLO	Geotérmica SIC	2011	2015	2020	2025	2030
Tasa descuento	anual	10%	10%	10%	10%	10%
Factor de recuperación de capital		0.111	0.111	0.111	0.111	0.111
Vida útil	años	24	24	24	24	24
Horas del año	hrs	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760
Inversión						
Potencia	MW	40	40	40	40	40
Inversión unitaria	US\$/kW	3,550	3,550	3,550	3,550	3,550
Anualidad inversión unitaria	US\$/kW-año	395	395	395	395	395
Operación						
Factor de planta anual efectivo		0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
Precio combustible	US\$/ton	-	-	-	-	-
Consumo específico	ton/MWh	-	-	-	-	-
O&M	US\$/MWh	18.91	18.91	18.91	18.91	18.91
Peajes	US\$/MWh	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Total						
Inversión	US\$/MWh	48.2	48.2	48.2	48.2	48.2
CVC	US\$/MWh	-	-	-	-	-
O&M	US\$/MWh	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9
Peajes	US\$/MWh	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Costo Desarrollo (monómico)	US\$/MWh	75.1	75.1	75.1	75.1	75.1
Potencia firme reconocida		0.53	0.60	0.67	0.71	0.77
Precio potencia del mes	US\$/KW-mes	7.89	7.89	7.89	7.89	7.89
Precio potencia del año	US\$/KW-año	94.64	94.64	94.64	94.64	94.64
Potencia	US\$/MWh	5.8	6.5	7.3	7.6	8.3
Energía	US\$/MWh	69.3	68.6	67.8	67.4	66.7

Tabla M-3: Costo de desarrollo central eólica SIC.

COSTO DESARROLLO	Eólica SIC IV	2011	2015	2020	2025	2030
Tasa descuento	anual	10%	10%	10%	10%	10%
Factor de recuperación de capital		0.111	0.111	0.111	0.111	0.111
Vida útil	años	24	24	24	24	24
Horas del año	hrs	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760
Inversión						
Potencia	MW	50	50	50	50	50
Inversión unitaria	US\$/kW	2,350	2,020	1,660	1,500	1,360
A anualidad inversión unitaria	US\$/kW-año	262	225	185	167	151
Operación						
Factor de planta anual efectivo		0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Precio combustible	US\$/ton	-	-	-	-	-
Consumo específico	ton/MWh	-	-	-	-	-
O&M	US\$/MWh	22.76	22.76	22.76	22.76	22.76
Peajes	US\$/MWh	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Total						
Inversión	US\$/MWh	106.4	91.4	75.1	67.9	61.5
CVC	US\$/MWh	-	-	-	-	-
O&M	US\$/MWh	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8
Peajes	US\$/MWh	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Costo Desarrollo (monómico)	US\$/MWh	137.1	122.2	105.9	98.6	92.3
Potencia firme reconocida		0.14	0.16	0.17	0.18	0.20
Precio potencia del mes	US\$/KW-mes	9.64	9.64	9.64	9.64	9.64
Precio potencia del año	US\$/KW-año	115.64	115.64	115.64	115.64	115.64
Potencia	US\$/MWh	1.8	2.1	2.3	2.4	2.7
Energía	US\$/MWh	135.3	120.1	103.6	96.2	89.7

Tabla M-4: Costo de desarrollo central a carbón SING.

COSTO DESARROLLO	Carbón SING	2011	2015	2020	2025	2030
Tasa descuento	anual	10%	10%	10%	10%	10%
Factor de recuperación de capital		0.111	0.111	0.111	0.111	0.111
Vida útil	años	24	24	24	24	24
Horas del año	hrs	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760
Inversión						
Potencia	MW	200	200	200	200	200
Inversión unitaria	US\$/kW	2,350	2,350	2,350	2,350	2,350
Atualidad inversión unitaria	US\$/kW-año	262	262	262	262	262
Operación						
Factor de planta anual efectivo		0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
Precio combustible	US\$/ton	95	109	127	132	135
Consumo específico	ton/MWh	0.3965	0.3965	0.3965	0.3965	0.3965
O&M	US\$/MWh	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25
Peajes	US\$/MWh	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Total						
Inversión	US\$/MWh	34.3	34.3	34.3	34.3	34.3
CVC	US\$/MWh	37.6	43.4	50.4	52.2	53.6
O&M	US\$/MWh	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Peajes	US\$/MWh	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Costo Desarrollo (monómico)	US\$/MWh	86.2	92.0	99.0	100.8	102.2
Potencia firme reconocida		0.61	0.77	0.68	0.82	0.83
Precio potencia del mes	US\$/KW-mes	8.89	8.89	8.89	8.89	8.89
Precio potencia del año	US\$/KW-año	106.68	106.68	106.68	106.68	106.68
Potencia	US\$/MWh	7.4	9.3	8.3	10.0	10.1
Energía	US\$/MWh	78.8	82.6	90.7	90.8	92.1

Tabla M-5: Costo de desarrollo central geotérmica SING.

COSTO DESARROLLO	Geotérmica SING	2011	2015	2020	2025	2030
Tasa descuento	anual	10%	10%	10%	10%	10%
Factor de recuperación de capital		0.111	0.111	0.111	0.111	0.111
Vida útil	años	24	24	24	24	24
Horas del año	hrs	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760
Inversión						
Potencia	MW	40	40	40	40	40
Inversión unitaria	US\$/kW	3,550	3,550	3,550	3,550	3,550
Anualidad inversión unitaria	US\$/kW-año	395	395	395	395	395
Operación						
Factor de planta anual efectivo		0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
Precio combustible	US\$/ton	-	-	-	-	-
Consumo específico	ton/MWh	-	-	-	-	-
O&M	US\$/MWh	18.91	18.91	18.91	18.91	18.91
Peajes	US\$/MWh	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Total						
Inversión	US\$/MWh	49.1	49.1	49.1	49.1	49.1
CVC	US\$/MWh	-	-	-	-	-
O&M	US\$/MWh	18.9	18.9	18.9	18.9	18.9
Peajes	US\$/MWh	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Costo Desarrollo (monómico)	US\$/MWh	76.0	76.0	76.0	76.0	76.0
Potencia firme reconocida		0.61	0.77	0.68	0.82	0.83
Precio potencia del mes	US\$/KW-mes	8.89	8.89	8.89	8.89	8.89
Precio potencia del año	US\$/KW-año	106.68	106.68	106.68	106.68	106.68
Potencia	US\$/MWh	7.4	9.3	8.3	10.0	10.1
Energía	US\$/MWh	68.6	66.7	67.7	66.0	65.9

Tabla M-6: Costo de desarrollo central eólica SING.

COSTO DESARROLLO	Eólica SING	2011	2015	2020	2025	2030
Tasa descuento	anual	10%	10%	10%	10%	10%
Factor de recuperación de capital		0.111	0.111	0.111	0.111	0.111
Vida útil	años	24	24	24	24	24
Horas del año	hrs	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760
Inversión						
Potencia	MW	50	50	50	50	50
Inversión unitaria	US\$/kW	2,350	2,020	1,660	1,500	1,360
A anualidad inversión unitaria	US\$/kW-año	262	225	185	167	151
Operación						
Factor de planta anual efectivo		0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
Precio combustible	US\$/ton	-	-	-	-	-
Consumo específico	ton/MWh	-	-	-	-	-
O&M	US\$/MWh	22.76	22.76	22.76	22.76	22.76
Peajes	US\$/MWh	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Total						
Inversión	US\$/MWh	103.8	89.2	73.3	66.2	60.1
CVC	US\$/MWh	-	-	-	-	-
O&M	US\$/MWh	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8
Peajes	US\$/MWh	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Costo Desarrollo (monómico)	US\$/MWh	134.6	120.0	104.1	97.0	90.8
Potencia firme reconocida		0.14	0.17	0.15	0.18	0.18
Precio potencia del mes	US\$/KW-mes	8.89	8.89	8.89	8.89	8.89
Precio potencia del año	US\$/KW-año	106.68	106.68	106.68	106.68	106.68
Potencia	US\$/MWh	1.6	2.1	1.8	2.2	2.2
Energía	US\$/MWh	132.9	117.9	102.2	94.8	88.6

N. TABLAS DE DATOS Y SIMULACIONES

Un archivo resumen que contiene tablas con los datos de cada uno de los gráficos presentados en este documento puede ser descargado desde <http://goo.gl/9gGjN>.

Además, las entradas de cada una de las simulaciones en OSE 2000 pueden ser descargadas desde <http://goo.gl/AxO8F>.