

Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros

Estudio realizado para el Ministerio de Hacienda

**Centro de Cambio Global
Pontificia Universidad Católica de Chile**

Informe Final

Tabla de Contenidos

TABLA DE CONTENIDOS	I
LISTA DE TABLAS	III
LISTA DE FIGURAS	V
ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	VII
RESUMEN EJECUTIVO.....	IX
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS	3
2. METODOLOGÍA	5
2.1 CÁLCULO DE POTENCIALES DE MITIGACIÓN Y COSTOS ASOCIADOS	5
2.2 CÁLCULO DE INDICADORES UNITARIOS	5
2.2.1 Construcción de la Curva de Costo Marginal de Abatimiento	7
3. SELECCIÓN Y ANÁLISIS DE MEDIDAS	9
3.1 PRIORIZACIÓN DE SECTORES PARA ANÁLISIS	9
3.2 MEDIDAS Y PROGRAMAS	13
3.3 ESCENARIOS DE REDUCCIÓN	15
3.4 ESCENARIOS DE PENETRACIÓN DE MEDIDAS	17
4. RESULTADOS.....	19
4.1 CURVA DE COSTOS MARGINALES DE ABATIMIENTO POR SECTOR	21
4.1.1 Sector CPR.....	22
4.1.2 Sector Transporte	23
4.1.3 Sector Industria.....	24
4.1.4 Sector Energía – Generación Eléctrica	25
4.2 CURVA DE COSTOS MARGINALES DE ABATIMIENTO.....	26
4.3 COSTOS TOTALES DE ABATIMIENTO	27
5. ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE.....	31
5.1 MODELACIÓN.....	31
5.2 RESULTADOS	33
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	38
7. REFERENCIAS	41
8. ANEXOS	44
ANEXO I. ESTUDIOS PREVIOS DE MITIGACIÓN DE GASES EFECTO INVERNADERO	45
I.1 ESTUDIOS NACIONALES	45
I.2 ESTUDIOS INTERNACIONALES	47
ANEXO II. PARÁMETROS USADOS EN LA EVALUACIÓN.....	50
II.1 PRECIOS SOCIALES.....	50
II.1.1 Precios sociales de los combustibles.....	50
II.2 OTROS PARÁMETROS.....	52
ANEXO III. MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	55
III.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA	55

III.1.1	<i>Modelo de Proyección</i>	55
III.1.2	<i>Resultados</i>	55
III.2	CONFIGURACIÓN DEL PARQUE GENERADOR.....	59
III.2.1	<i>El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)</i>	60
III.2.2	<i>El Sistema Interconectado Central (SIC)</i>	61
III.2.3	<i>El Sistema Eléctrico de Aysén</i>	62
III.2.4	<i>El Sistema Eléctrico de Magallanes</i>	62
III.3	TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	62
III.3.1	<i>Generación térmica convencional</i>	65
III.3.2	<i>Generación Hidráulica</i>	71
III.3.3	<i>Generación Renovable no Convencional</i>	75
III.3.4	<i>Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)</i>	91
III.4	EVOLUCIÓN DE COSTOS TECNOLÓGICOS DE PRODUCCIÓN.....	92
III.5	ESCENARIOS DE MODELACIÓN	95
III.5.1	<i>Escenario Base</i>	96
III.5.2	<i>Escenarios de Mitigación</i>	127
III.5.3	<i>Análisis de Medidas de Mitigación en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)</i>	134

Lista de Tablas

Tabla 3.1 Participación de Emisiones CO ₂ e y Consumo Electricidad por Subsectores - Año 2025.....	10
Tabla 3.2 Categorización de Medidas según Factibilidad Técnica.....	11
Tabla 3.3 Medidas de Mitigación Seleccionadas para Análisis por Subsector	12
Tabla 3.4 Programas de mitigación por sector.....	14
Tabla 3.7 Combinaciones de Escenarios para Análisis Global	18
Tabla 4.1 Reducción de Emisiones – 2010-2030 (MtCO ₂ e).....	20
Tabla 4.2 Reducción de Emisiones por Sector – 2010-2030 (MtCO ₂ e)	21
Tabla 4.3 Reducción de Emisiones por Escenario Global (MtCO ₂ e/Año).....	21
Tabla 4.4 – Potencial de Mitigación CO ₂ e con respecto a Línea Base Energía sin <i>Early Actions</i> , VP Costos y Reducciones Totales para el período 2010-2030	30
Tabla 5.1 Incertidumbre en Niveles de Penetración	32
Tabla 5.2 Incertidumbre en Precios del Petróleo	33
Tabla 8.1 Proyección de precios utilizados por CNE.....	51
Tabla 8.2 Dependencia entre el precio paridad de los combustibles y el precio del petróleo.....	52
Tabla 8.3 Deflactor Dólar.....	53
Tabla 8.4 Poderes Caloríficos de los Combustibles	53
Tabla 8.5 Factores de Emisión	54
Tabla 8.6 Capacidad Instalada por Tecnología para SIC - abril 2009	60
Tabla 8.7 Capacidad Instalada por Tecnología para SING - abril 2009	60
Tabla 8.8 Capacidad Instalada por combustible SING – Abril 2009.....	61
Tabla 8.9 Capacidad Instalada por combustible SIC – Abril 2009.....	61
Tabla 8.10 Capacidad Instalada de Generación de Aysén	62
Tabla 8.11 Capacidad Instalada de Generación de Magallanes	62
Tabla 8.12 Resumen parámetros de análisis para las tecnologías de expansión	64
Tabla 8.13 Costos de inversión para la tecnología Carbón (USD/kW).....	66
Tabla 8.14 Costos de inversión elegidos para la tecnología Carbón (USD/kW).....	66
Tabla 8.15 Otros parámetros tecnología carbonera	67
Tabla 8.16 Otros parámetros tecnología a gas natural	69
Tabla 8.17 Otros parámetros tecnología a diesel.....	70
Tabla 8.18 Costos de inversión para la Tecnología Nuclear (USD/kW)	70
Tabla 8.19 Otros parámetros tecnología Nuclear	71
Tabla 8.20 Proyección de costos de inversión tecnología embalse según (IEA 2008b) unidad: USD/kW	72
Tabla 8.21 Proyección de costos de inversión tecnología embalse (IEA 2008a) según unidad: USD/kW	72
Tabla 8.22 Otros parámetros tecnología hidráulica de embalse.....	73
Tabla 8.23 Otros parámetros tecnología hidráulica de pasada.....	75
Tabla 8.24 Costos de inversión año 2003 (USD/kW).....	76
Tabla 8.25 Costos de inversión año 2003 (USD/kW).....	77
Tabla 8.27 Factores de planta para tecnología eólica (%)	78
Tabla 8.28 Factor de planta para diferentes clases de viento (%).....	78
Tabla 8.29 Factores de planta para Coquimbo y Biobío.....	78
Tabla 8.30 Otros parámetros tecnología eólica.....	79
Tabla 8.31 Proyección de costos de inversión tecnología mini hidráulica (USD/kW)	79
Tabla 8.32 Otros parámetros tecnología mini hidráulica	80
Tabla 8.33 Proyección de costos de inversión tecnología fotovoltaica (USD/kW).....	81
Tabla 8.34 Proyección de costos de inversión tecnología fotovoltaica (USD/kW).....	81
Tabla 8.35 Proyección de costos de inversión tecnología fotovoltaica (USD/kW).....	81
Tabla 8.36 Otros parámetros tecnología solar fotovoltaica	82
Tabla 8.37 Proyección de costos de inversión tecnología concentradora solar (USD/kW).....	83
Tabla 8.38 Proyección de costos de inversión tecnología concentradora solar (USD/kW).....	83
Tabla 8.39 Proyección de factor de planta concentradora solar (%).....	84

Tabla 8.40 Otros parámetros tecnología solar térmica	84
Tabla 8.41 Proyección de costos de inversión tecnología Biomasa (USD/kW)	86
Tabla 8.42 Costos de inversión de tecnología Biomasa para sub - tecnologías Combustión Dual y BIGCC (USD/kW)	86
Tabla 8.43 Proyección de costos de inversión tecnología Biomasa (USD/kW)	86
Tabla 8.44 Proyección de factor de planta Biomasa según unidad: %	87
Tabla 8.45 Otros parámetros tecnología Biomasa	88
Tabla 8.46 Proyección de costos de inversión tecnología Geotérmica (USD/kW)	88
Tabla 8.47 Costos de inversión de tecnología Geotérmica para sub - tecnologías Hidrotérmica y Roca Seca (USD/kW).....	88
Tabla 8.48 Proyección de costos de inversión tecnología Geotérmica para sub - tecnologías Hidrotérmica y Roca Seca (USD/kW).....	89
Tabla 8.49 Proyección de costos de inversión tecnología Geotérmica para sub - tecnologías Hidrotérmica y Roca Seca (USD/kW).....	89
Tabla 8.50 Proyecciones para factores de Planta tecnología Geotérmica para sub-tecnologías Hidrotérmica y Roca Seca (%).....	89
Tabla 8.51 Otros parámetros tecnología Geotérmica	90
Tabla 8.52 Costos de inversión de tecnología Mareomotriz para sub-tecnologías Embalse, Corrientes y Olas (USD/kW)	90
Tabla 8.53 Proyección de costos de inversión tecnología Geotérmica Mareomotriz para sub- tecnologías Embalse, Corrientes y Olas (USD/kW).....	91
Tabla 8.54 Lista de Mérito considerada	97
Tabla 8.55 Parque generador SIC existente a diciembre 2008.....	98
Tabla 8.56 Parque generador SIC 2009-2019	99
Tabla 8.57 Criterio de expansión SIC periodo 2019 -2025	99
Tabla 8.58 Capacidad Instalada (MW) SIC para años 2009 y 2025.....	100
Tabla 8.59 Expansión capacidad Instalada (MW) SIC para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025.....	101
Tabla 8.60 Expansión capacidad instalada (%) SIC para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025.....	102
Tabla 8.61 Costos variables parque generador térmico SIC y principales centrales por sub- tecnología	104
Tabla 8.62 Factores de emisión CO ₂ e parque generador térmico SIC y principales centrales por sub- tecnología	105
Tabla 8.63 Generación porcentual SIC por tecnología para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025	106
Tabla 8.64 Generación SIC (%) por combustible para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025.....	107
Tabla 8.65 Factores de planta reales SIC por tecnología para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025 según modelo LEAP.....	109
Tabla 8.66 Factores de emisión CO ₂ e SIC por tecnología para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025	110
Tabla 8.67 Parque generador SING existente a diciembre 2008.....	111
Tabla 8.68 Parque generador SING futuro 2009-2019	111
Tabla 8.69 Criterio de expansión SING periodo 2019 -2025 según POCH	112
Tabla 8.70 Capacidad Instalada SING para años 2009 y 2025	112
Tabla 8.71 Expansión capacidad (MW) instalada SING para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025	113
Tabla 8.72 Expansión capacidad instalada (%) SING para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025.....	114
Tabla 8.73 Costos variables parque generador térmico SING y principales centrales por sub- tecnología	116

Tabla 8.74 Factores de emisión CO ₂ e parque generador térmico SING y principales centrales por sub-tecnología	117
Tabla 8.75 Combustibles para las principales centrales térmicas del parque generador SING	118
Tabla 8.76 Generación porcentual SING por tecnología para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025	119
Tabla 8.77 Generación (%) SING por combustible para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025	121
Tabla 8.78 Factores de planta reales SING por tecnología para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025	121
Tabla 8.79 Factores de Emisión SING por tecnología para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025 según modelo LEAP	123
Tabla 8.80 Crecimiento de la capacidad instalada del sistema SIC. Unidades: [MW]	124
Tabla 8.81 Diferencias en capacidad OSE – ITD CNE ABRIL 2009. Unidades: [MW]	124
Tabla 8.82 Generación por combustible. Unidad: miles GWh.	125
Tabla 8.83 Potencial de penetración de medidas de mitigación sector eléctrico – año 2025	129
Tabla 8.84 Detalles y supuestos para las medidas de mitigación planteadas escenario Alto	130
Tabla 8.85 Detalles y supuestos para las medidas de mitigación planteadas escenario de penetración Máxima	131
Tabla 8.86 Expansión medidas de mitigación SIC.....	133
Tabla 8.87 Detalles y supuestos para las medidas de mitigación planteadas SING	134
Tabla 8.88 Expansión medidas de mitigación SING.....	1

Lista de Figuras

Figura 1.1 Emisiones de CO ₂ e Históricas.....	1
Figura 1.2 Emisiones de CO ₂ e Proyectadas.....	2
Figura 1.3 Participación Consumo Energía y Emisiones 2008	2
Figura 2.1 Ejemplo Curva de Costos en el año t	8
Figura 4.1 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector CPR: Escenario Normal	22
Figura 4.2 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector CPR: Escenario Max	23
Figura 4.3 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector Transporte: Escenario Normal	23
Figura 4.4 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector Transporte: Escenario Max	24
Figura 4.5 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector Industrial: Escenario Normal	24
Figura 4.6 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector Industrial: Escenario Max.....	25
Figura 4.7 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector Energía Generación Eléctrica: Escenario Normal.....	25
Figura 4.8 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector Energía Generación Eléctrica: Escenario Max.....	26
Figura 4.9 Curva de Costos Período 2010-2030: Escenario Alta EE.....	26
Figura 4.10 Curva de Costos Período 2010-2030: Escenario Max Elec.....	27
Figura 4.11 VP Costos Totales vs Reducción al 2020 con respecto a Línea Base Energía.....	28
Figura 4.12 VP Costos Totales vs Reducción al 2020 con respecto a Línea Base de Energía sin <i>Early Actions</i>	29
Figura 4.13 VP Costos Totales vs Emisiones per cápita al 2020 según escenarios globales	29
Figura 5.1 Función de Densidad de Probabilidades Distribución Triangular	32
Figura 5.2 Distribución Triangular para modelación de penetración de medidas	33
Figura 5.3 VP Costos vs. Reducciones: Percentiles 10%, 50% y 90% - Período 2010-2030	34
Figura 5.4 Costo Medio vs. Reducciones: Percentiles 10%, 50% y 90% - Período 2010-2030.....	34
Figura 5.5 Distribución de Reducción de GEI según Escenario Global	35
Figura 5.6 Distribución de Costo de Reducción según Precio de Combustible	36
Figura 8.1 Proyección de la demanda eléctrica SIC	56
Figura 8.2 Proyección de la demanda eléctrica SING	56
Figura 8.3 Proyección de la demanda eléctrica Aysén	57
Figura 8.4 Proyección de la demanda eléctrica Magallanes.....	57

Figura 8.5 Proyección de la demanda eléctrica Nacional	58
Figura 8.6 Curva de carga para el SING 2008	58
Figura 8.7 Curva de carga para el SIC	59
Figura 8.8 Costo de inversión según diferentes referencias para tecnología eólica: (a) Presente 2008 - 2009, (b) proyectado al 2030	77
Figura 8.9 Costo de inversión según diferentes referencias para tecnología solar: (a) Presente 2005, (b) proyectado al 2030	85
Figura 8.10 Evolución de costos tecnológicos de producción para tecnología térmica convencional: (a) Año de referencia según Tabla 8.12, (b) Año 2030	93
Figura 8.11 Evolución de costos tecnológicos de producción para tecnología Hidráulica: (a) Año de referencia según Tabla 8.12, (b) Año 2030	94
Figura 8.12 Evolución de costos tecnológicos de producción para tecnologías renovables: (a) Año de referencia según Tabla 8.12, (b) Año 2030	95
Figura 8.13 Capacidad Instalada (%) SIC para años 2009 y 2025	101
Figura 8.14 Expansión capacidad instalada SIC para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025	102
Figura 8.15 Expansión capacidad instalada SIC para periodo 2009 - 2025	103
Figura 8.16 Evolución generación SIC por tecnología periodo 2009-2025: (a) generación en GW-año, (b) generación porcentual	107
Figura 8.17 Generación porcentual SIC por combustible: (a) Año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025, (b) Evolución periodo 2009-2025	108
Figura 8.18 Factor de emisión CO ₂ e SIC	110
Figura 8.19 Capacidad Instalada SING para años 2009 y 2025	113
Figura 8.20 Expansión capacidad instalada SING para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025	114
Figura 8.21 Expansión capacidad instalada SING para el periodo 2009 - 2025	115
Figura 8.22 Evolución generación SING por tecnología periodo 2009-2025: (a) generación en GW- año, (b) generación porcentual	120
Figura 8.23 Generación porcentual SING por combustible: (a) Año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025, (b) Evolución periodo 2009-2025	122
Figura 8.24 Factor de emisión CO ₂ e SING	123
Figura 8.25 Gráfica comparativa de generación entre OSE2000 (a) y LEAP (b) periodo 2009 – 2018 para SIC	126
Figura 8.26 Gráfica comparativa porcentual de generación entre OSE2000 (a) y LEAP (b) periodo 2009 – 2018 para SIC	127

Acrónimos y Abreviaturas

Instituciones

CNE: Comisión Nacional de Energía
DOE: Department of Energy. E.E.U.U
ICCP: Intergovernmental Panel on Climate Change
IEA: International Energy Agency
NRELL: National Renewable Energy Laboratory
OCDE: Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico
UNFCCC: Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático
UE: Unión Europea
WEC: World Energy Council

Programas y Estudios

PROGEA: Programa de Gestión y Economía Ambiental
WEO: World Energy Outlook

Monedas

EUR: Euros
CLP: Pesos de Chile
USD: Dólares de Estados Unidos

Países

EE.UU: Estados Unidos de América

Parámetros

BIGCC: Tecnología de residuos sólidos con gasificación integrada de ciclo combinado
CA: Ciclo Abierto
CC: Ciclo Combinado
CCS: Sistemas de captura y almacenamiento de carbono
CFL: Compact Fluorescent Light
CO₂e: Dióxido de Carbono Equivalente
CPR: Comercial público y Residencial
EE: Eficiencia Energética
ERNc: Energías Renovables no Convencionales
GEI: Gases de Efecto Invernadero
GNL: Gas Natural Líquido
IGCC: Tecnología de Gasificación integrada de ciclo combinado
LED: Light-emitting Diode
O&M: Operación y Mantenimiento

PIB: Producto Interno Bruto
SIC: Sistema interconectado Central
SING: Sistema Interconectado del Norte Grande
Tecnología CP: Tecnología del tipo carbón pulverizado
Tecnología CIF: Tecnología del tipo Lecho Fluidizado
TG: Turbo Gas
UEEE: Uso eficiente de la energía eléctrica

Unidades

CTeP: Costo Tecnológico de Producción
M: prefijo Mega = 10^6
K: prefijo kilo = 10^3
ppm: partículas por millón
tCO₂e: Toneladas de Dióxido de carbono equivalente
Ton/cap: Toneladas per cápita

Resumen Ejecutivo

En el marco de desarrollo mundial que se ha vivido en los últimos años en torno al control de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), aparece con gran relevancia la posición que cada nación adopta en torno al tema y sus posibles consecuencias. Tomando en cuenta el ingreso de Chile a la OECD, aceptado en enero de 2010 mediante la firma un acuerdo de acceso¹, y la última cumbre de cambio climático celebrada en Copenhague (COP-15), es que nace la necesidad para Chile de comenzar a realizar estudios que permitan cuantificar de mejor manera las emisiones del país, el potencial de mitigación y los costos que esta mitigación tendría para el país.

El presente estudio tiene como objetivo principal la evaluación del costo que tendría para el país la implementación de distintas opciones de mitigación y el cumplimiento de distintos escenarios de reducción de emisiones, pensando en posibles compromisos que asuma Chile con la comunidad internacional. Se realizó el análisis tomando en cuenta los siguientes sectores cuyas emisiones están relacionadas al consumo de energía: CPR (Comercial, Público y Residencial), Transporte, Energía (Generación Eléctrica y Centros de Transformación) e Industria y Minería.

Se realizó una extensa revisión bibliográfica que permitió definir un conjunto de medidas que era factible aplicar localmente, tomando en cuenta los siguientes factores: importancia del sector en las emisiones del país, factibilidad técnica, factibilidad económica, y finalmente disponibilidad de información que permitiese realizar el cálculo de potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el costo anual asociado a esta reducción.

La metodología consiste en calcular el costo y la reducción de GEI en comparación con la situación base. Para la estimación del costo se estimaron la inversión, la vida útil de la inversión, el costo de operación y mantención y el cambio en el consumo de energía (combustibles y electricidad). Para el cálculo de la reducción de emisiones, se utilizó el cambio en el consumo de energía y por consecuencia el cambio en las emisiones de GEI con respecto a la situación base. No se ha incluido en el análisis los costos asociados a la implementación de las diferentes medidas a través de programas o políticas. Este es un punto sumamente importante y que debe ser abordado en el futuro ya que la penetración de las diferentes medidas está asociada claramente a la efectividad de los programas de implementación.

El análisis arroja como resultado que el mayor potencial de reducción de emisiones se encuentra claramente en el subsector de generación eléctrica con un potencial de reducción de 46.9 MtCO₂e al año 2030, equivalente al 23% del total de emisiones por energía del país al mismo año. Este enorme potencial se debe principalmente en que la línea base de expansión del parque generador ha sido construido en base a centrales térmicas que utilizan carbón como combustible, y que sería reemplazado por tecnologías de

¹ http://www.oecd.org/document/11/0,3343,en_33873108_39418658_45115147_1_1_1_1,00.html

generación limpias (ERNC, central de embalse y/o central nuclear). Además, es posible concluir que gran parte de las medidas tienen un costo negativo para el país (hay ahorros por su implementación) y que no han sido implementadas por diversas barreras de mercado como lo puede ser la falta de información. De acuerdo a los resultados obtenidos, sería posible a un costo de –MUSD5.700 llegar a una reducción cercana al 20% al año 2020 con una implementación de medidas con un nivel de penetración máximo y considerando las reducciones de las llamadas *early actions*².

Ha resultado un gran desafío realizar un análisis del lado de la demanda, por la falta de información. La línea base utilizada (POCH Ambiental, 2009) fue construida utilizando una metodología *top-down* en la que se toman como base los Balances de Energía. Si bien existen o se están realizando en la actualidad encuestas que permitan caracterizar el consumo de energía a nivel sectorial, siendo el sector industrial el más importante, no hay información completa acerca del consumo de energía para todos los sectores a nivel de uso. Debido a esto, no es posible realizar una adecuada caracterización del parque tecnológico que representa aquel consumo energético, mucho menos una proyección en el período de análisis. Esto es una gran restricción al momento de evaluar detalladamente un cambio en el parque tecnológico demandante de energía.

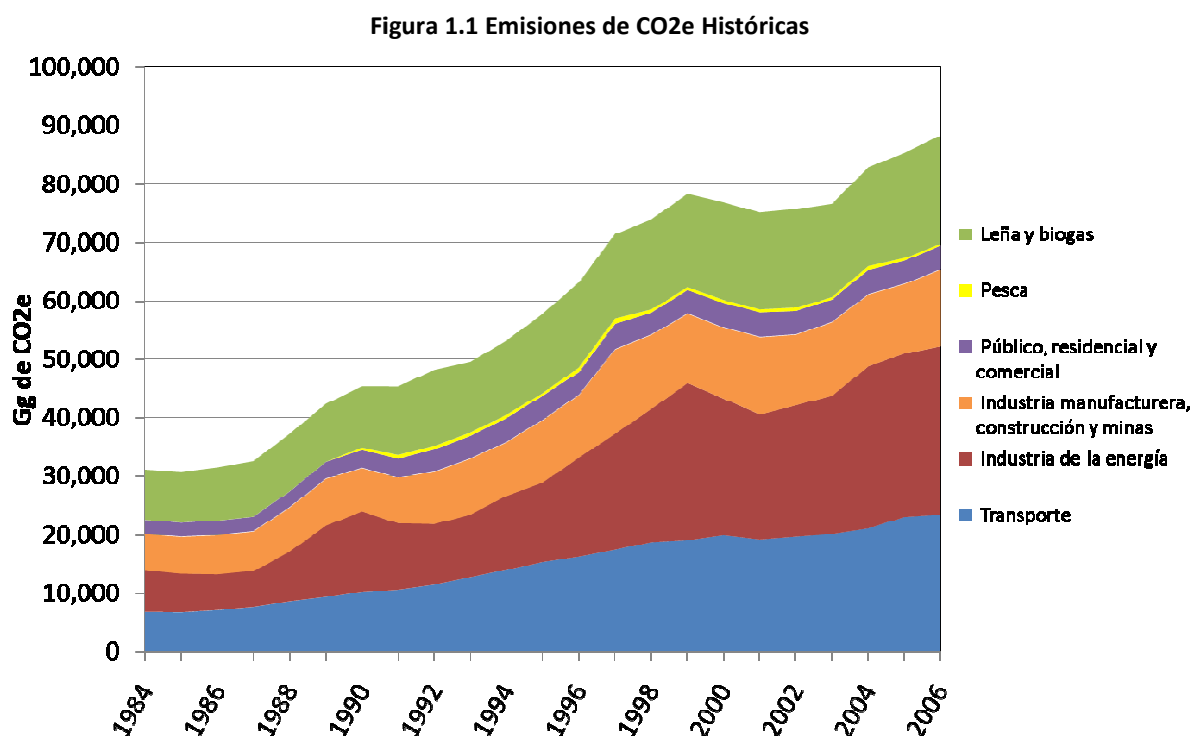
A continuación, se realiza un análisis de incertidumbre, de manera de evaluar que sucedería bajo distintos escenarios globales en que podrían existir variaciones en el precio del petróleo (y variación en el precio de todos los energéticos) o en el nivel de penetración de las tecnologías (asociada principalmente a la madurez, disponibilidad de la tecnología a nivel global, y la efectividad de los programas realizados para la implementación de las medidas). Siguiendo las recomendaciones de Morgan y Henrion (1990) se utiliza una distribución de probabilidades triangular para las variables consideradas (precio del petróleo y penetración de tecnologías).

Los resultados nos indican que las reducciones de GEI acumuladas para el período 2010-2030 (valor que dependería del nivel de penetración utilizado, sustentable o industrial) están entre 310 y 460 MtCO₂e, mientras que el costo (valor que dependería del precio de petróleo proyectado, alto o bajo) de la aplicación de todas las medidas analizadas se movería entre -9.000 y -3.000 MUSD.

² Ver: CEPAL (2009). Estudio Regional sobre Economía del Cambio Climático en Sudamérica (ERECC-SA): Informe Nacional de Chile. Estudio Elaborado por el Centro de Cambio Global de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

1. Introducción

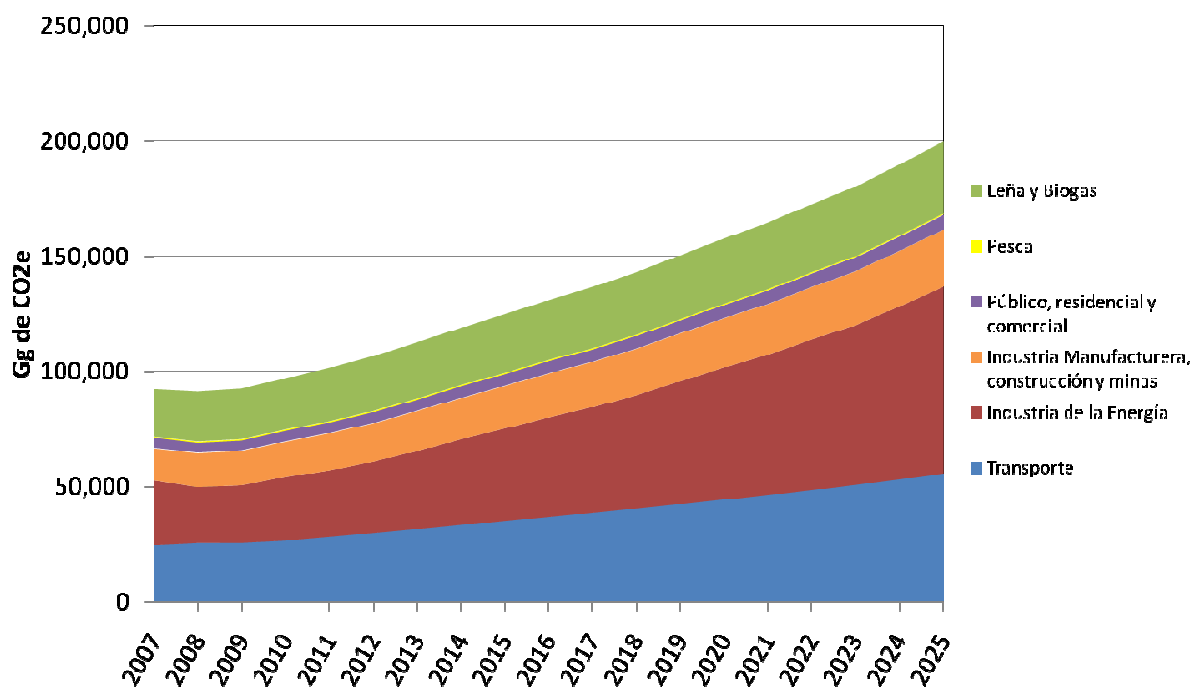
En diciembre del año 2008 el Gobierno de Chile publicó el “Plan de Acción Nacional de Cambio Climático: 2008-2012”. El plan tiene como fundamento tres ejes principales: Adaptación a los Impactos del Cambio Climático, Mitigación de las Emisiones y Creación y Fomento de Capacidades. Dentro del eje de Mitigación de Emisiones es de suma importancia la definición de futuros escenarios de mitigación y el análisis de las opciones de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para Chile, principalmente en los sectores de generación de energía, transporte, minería e industria, que son los que tienen un mayor aporte de contaminantes globales. Esto es posible apreciarlo en la Figura 1.1, donde se presentan las emisiones de CO₂ histórico de acuerdo al último Inventario de Emisiones de GEI realizado por POCH Ambiental para CONAMA (POCH Ambiental 2008).



Fuente: POCH Ambiental (2008)

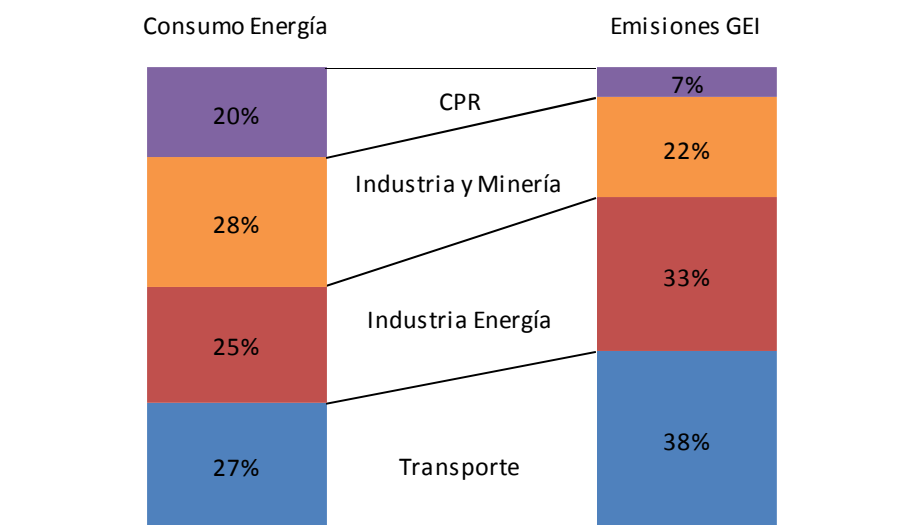
Además del Inventario de Emisiones, está disponible un estudio de proyección de emisiones de POCH Ambiental (2009a) que fue concluido a principios del año 2009. Los resultados obtenidos, se presentan en la Figura 1.2, y serán utilizados como línea base para el presente estudio, que se podría considerar de alguna manera una continuación del análisis realizado por POCH. Además, la Figura 1.3 muestra la participación tanto en consumo de energía como en emisiones de CO₂e de los sectores analizados en la proyección de emisiones (POCH Ambiental 2009a).

Figura 1.2 Emisiones de CO₂e Proyectadas



Fuente: POCH Ambiental (2008)

Figura 1.3 Participación Consumo Energía y Emisiones 2008



Fuente: POCH Ambiental (2008)

Las variables incidentes en la potencial reducción de emisiones de GEI dependerán de variados factores. En el caso chileno, estos factores pueden ser: el sector donde se quiere intervenir, ya sea este del consumo energético o la producción de energía, la intensidad de consumo energético, las tecnologías actuales y la evolución que tendrán éstas en el tiempo, entre otros.

Una aproximación inicial al problema del análisis del potencial de reducción de emisión de GEI puede consistir en un análisis individualizado de diferentes medidas de mitigación y una posterior agregación de efectos para obtener un efecto total. Dicho acercamiento cae en la imprecisión al no considerar las interacciones existentes entre diferentes medidas y las sinergias no evidentes que pueden generarse dentro de los sistemas sometidos a estudio. Por ende, es absolutamente necesaria la utilización de una herramienta que permita la simulación de sistemas complejos, de forma de integrar dentro de un modelo de simulación las posibles interacciones y sinergias asociadas, a una complejidad en el manejo de la información.

Lo anterior se torna válido para todos los sectores productivos y asociados a los flujos de energía dentro de un país, ya sea esto en sistemas eléctricos, térmicos u otro tipo de recursos asociados a las actividades productivas y de desarrollo.

El análisis a nivel de medidas que se lleva a cabo en el presente estudio considera las opciones y tecnologías disponibles a nivel internacional que tengan factibilidad técnica para realizarse en Chile. La profundidad de éste análisis está sujeto a disponibilidad de información tanto de la línea base como de indicadores que permitan modelar la realidad nacional.

Finalmente, al momento de analizar los escenarios de reducción se considerarán los documentos de negociación internacional (post-Kyoto, OCDE, Ruta de Bali). Y de esta manera, poder entrar en el nuevo marco internacional que se está generando en torno a la problemática con la información apropiada para la correcta toma de decisiones.

1.1 Objetivos

El presente estudio tiene como objetivo la determinación de los costos que tendría para el país cumplir con diferentes escenarios de reducción de emisiones de GEI respecto de una línea de base de emisiones, y así permitir el establecimiento de los lineamientos iniciales de una agenda política que incluya este grave problema medio ambiental de largo plazo dentro de las políticas de Estado. Para el presente estudio se considerará como línea base la proyección de emisiones de GEI realizada por POCH Ambiental (2009a).

Los objetivos específicos se pueden enlistar de la siguiente manera:

- Exponer el estado de la información oficial disponible para la realización de la base teórica del estudio a realizarse.
- Disponer de una serie de alternativas de mitigación de emisiones de GEI con su costo unitario por tonelada de CO₂ reducida y el potencial de reducción de emisiones, considerando el momento en que se materializan las reducciones respectivas.

- Contar con información respecto de la reducción total de emisiones de GEI necesaria para cumplir con distintos escenarios de mitigación de emisiones al año 2020, al 2030 y al 2050. Los escenarios de mitigación deberán considerar metas respecto a emisiones de acuerdo a lo que se plantee en el contexto de negociaciones. Estas pueden incluir metas en términos de emisiones:
 - a) per-cápita
 - b) por dólar de PIB
 - c) respecto de años base (1990 y 2000)
 - d) respecto de la línea de base proyectada
- Mediante un estudio de planificación energética, determinar el costo de cumplimiento de los diferentes escenarios analizados en base a las alternativas de mitigación estudiadas.
- Contar con el diseño de un estudio multidisciplinario destinado a proyectar las características de la economía nacional al año 2050 en un escenario de bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

2. Metodología

2.1 Cálculo de Potenciales de Mitigación y Costos Asociados

El potencial de mitigación y los costos de mitigación se calcularon en forma individual para cada medida. En general, para cada medida se comparó la situación base con la situación con proyecto (con medidas de mitigación) y se estimaron los siguientes parámetros para cada año.

- **I_{nv}** : Inversión requerida para realizar la medida
- **VU** : vida útil económica de la inversión.
- **$Co\&m_t$** : Costos de operación y mantención en el año t no asociados al consumo de combustible
- **ΔCE_t** : Cambio en el consumo de energía (en combustibles o electricidad)

Estos costos se calcularon de acuerdo a la penetración de la medida en el tiempo. Para cada medida, se definió una variable ‘driver’, que representa la magnitud de su implementación en el tiempo. Por ejemplo, para la “mejora en aislación térmica de viviendas”, esta variable corresponde al número de viviendas intervenidas en cada año y para la medida “introducción de vehículos híbridos” está representada por el número de vehículos híbridos introducidos por año, y así para cada una de las medidas.

2.2 Cálculo de Indicadores Unitarios

A partir de los parámetros básicos de cada medida, se calcularon algunos indicadores unitarios, que pueden dar información acerca de la conveniencia de la medida. Debido a que las medidas tienen diferentes alcances en el tiempo, y las inversiones tienen diferente vida útil, se prefirió realizar un análisis anualizado, en que los indicadores se calculan para cada año. Los supuestos utilizados para la evaluación como la tasa social de descuento y precios de los combustibles/electricidad están explicados en el Anexo II.

Para ello se calcularon los siguientes indicadores anuales para cada medida m :

$$CA_t^m = IA_t^m + CO \& M_t^m$$

CA_t^m es el costo anual de la medida en el tiempo t , excluyendo los costos de combustible, donde IA_t^m es la inversión anualizada de la medida, calculada como $IA_t^m = I^m \frac{r}{1 - (1 + r)^{-VU}}$ (con r igual a la tasa de descuento social, y VU igual a la vida útil de la

tecnología utilizada). $CO \& M_t^m$ es el costo de operación y mantenimiento anual para la medida m.

$CComb_t^m = \sum_{comb\ m} \Delta CE_t^{cm} \cdot Costo_t^c \cdot PC^c$ $CComb_t^m$ es el costo de combustible anual de la medida, donde $Costo_t^c$ es el costo social del combustible c en el año t, PC^c es su poder calorífico (en las unidades respectivas), y ΔCE_t^{cm} es el cambio de consumo de energía para cada combustible c y medida m.

$\Delta Em_t^m = \sum_{comb\ m} \Delta CE_t^{cm} \cdot FE_t^c$ ΔEm_t^m es la emisión de GEI de la medida m en el año t, donde FE_t^c es el factor de emisión de GEI del combustible c, expresado en tCO₂e por unidad de energía y ΔCE_t^{cm} es el cambio de consumo de energía para cada combustible c y medida m.

A partir de estos parámetros se pueden calcular los siguientes estimadores

$CMeR_t^m = \frac{(CA_t^m + CComb_t^m)}{\Delta Em_t^m} \left[\frac{USD}{tCO_2e} \right]$ $CMeR_t^m \left[\frac{USD}{tCO_2e} \right]$ es el costo medio de reducción de emisiones de GEI de la medida m en el año t en dólares norteamericanos. CA_t^m es el costo anual de la medida en el año t, $CComb_t^m$ es el costo de combustible anual de la medida y ΔEm_t^m es la emisión de GEI de la medida m en el año t

$CActR^m$ es el costo actualizado (en dólares norteamericanos) de reducción de emisiones totales de GEI de la medida m, calculados para un horizonte dado, donde

$$CActR^m = \frac{VP(CA_t^m + CComb_t^m, Horizonte_m, tasa)}{\sum_{t=1}^{VU_m} \Delta Em_t^m} \left[\frac{USD}{tCO_2e} \right]$$

$$VP(CA_t^m, Horizonte_m, tasa)$$

corresponde al valor presente de los costos totales (inversión, operación y mantención y combustible) en el horizonte dado y ΔEm_t^m es la emisión de GEI de la medida m en el año t.

2.2.1 Construcción de la Curva de Costo Marginal de Abatimiento

Si bien existen herramientas computacionales que permiten evaluar la interacción existente entre distintas medidas al momento de implementación además de potenciales co-beneficios asociados a la reducción de contaminantes locales (p.e. LEAP³ o ETSAP⁴), el presente estudio evalúa cada una de las medidas por separado sin considerar las potenciales interacciones que pudiesen existir y cuantificando solamente reducción de GEI.

A partir de los indicadores unitarios presentados anteriormente se puede construir la curva de costos marginales de reducción de emisiones.

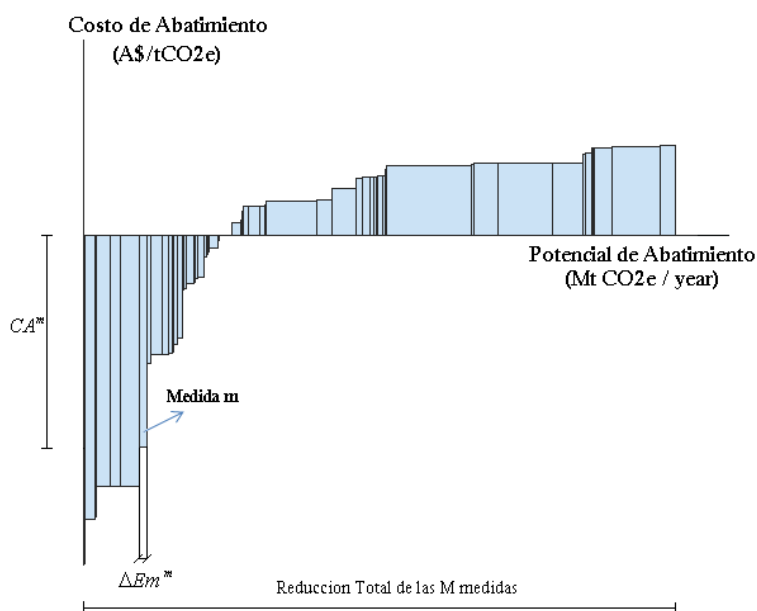
Suponiendo que existen M medidas no excluyentes, cada una responsable de una reducción de emisiones ΔEm_t^m , con un costo anual CA_t^m se puede estimar la curva de costos marginales ordenando las medidas según su costo medio de reducción, y luego acumulando las reducciones de cada medida, para obtener la reducción total.

La siguiente figura representa un ejemplo de curva de costo en donde cada una de las barras representa una medida de mitigación, siendo el ancho de la barra el potencial de abatimiento y el alto de la barra el costo medio de abatimiento por tonelada de CO2 reducida. En la figura se presentan m medidas ordenadas de menor a mayor por costo de reducción (A\$/tCO2e), por lo que el eje x vendría siendo el potencial de reducción de emisiones de GEI al aplicar las m medidas.

³ <http://www.energycommunity.org/default.asp?action=75>

⁴ <http://www.etsap.org/Tools.asp>

Figura 2.1 Ejemplo Curva de Costos en el año t



Fuente: Elaboración Propia

Existen medidas que tienen costos netos negativos (beneficios netos positivos, en las cuales además de producirse una reducción de emisiones de CO₂ se logra un ahorro del costo anual con respecto a la situación base. Estas medidas son aquellas de la Figura 2.1 cuyo costo es menor o igual a cero, y son conocidas como medidas no-regrets.

3. Selección y Análisis de Medidas

3.1 Priorización de Sectores para Análisis

Por la gran cantidad de medidas potencialmente aplicables en Chile es importante realizar una priorización que permita decidir qué medidas y sectores se evaluarán con mayor profundidad. Se proponen las siguientes consideraciones para priorizar las intervenciones en los sectores:

- Importancia del sector en las emisiones totales del país
- Factibilidad técnica
- Factibilidad económica
- Impactos ambientales diferentes a las emisiones de GEI

De acuerdo a la proyección de emisiones de POCH Ambiental (2009a), es posible apreciar en la Tabla 3.1 la participación de emisiones de CO₂e y consumo de electricidad a nivel de subsectores proyectadas al año. Se presentan tanto las emisiones directas (responsabilizando al sector generación eléctrica por las emisiones de electricidad), como las emisiones totales (donde se asignan las emisiones por electricidad a los sectores de acuerdo a su participación en el consumo de electricidad).

Tabla 3.1 Participación de Emisiones CO₂e y Consumo Electricidad por Subsectores - Año 2025

Sector	Subsector	Participación en Consumo Eléctrico	Emisiones CO ₂ e Directas	Emisiones CO ₂ e vía electricidad	Emisiones CO ₂ e Totales
CPR	Comercial y Público	17.6%	1%	6.7%	7.8%
	Residencial	16.4%	3.2%	6.3%	9.5%
Energía	Centros de Transformación	1.3%	3.3%	0.5%	3.7%
	Generación Electricidad		38.2%	0%	
Industria	Celulosa	8.9%	0.6%	3.4%	4%
	Industrias Varias	30%	10.0%	11.5%	21.5%
	Cemento	1.4%	1.2%	0.5%	1.7%
	Hierro	0.6%	0.2%	0.2%	0.4%
	Cobre	20.0%	2.4%	7.6%	10%
	Azúcar	0.1%	0.4%	0.1%	0.5%
	Petroquímica	1.7%	0%	0.7%	0.7%
	Siderurgia	1.3%	1.5%	0.5%	2%
	Salitre	0.4%	0.4%	0.1%	0.5%
Transporte	Aéreo		3.2%		3.2%
	Ferrovionario		0%		0%
	Marítimo		10.2%		10.2%
	Terrestre		23.9%		23.9%
Pesca	Pesca	0.1%	0.3%	0%	0.3%
Total		100%	100%	38.2%	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de POCH Ambiental (2009a)

De acuerdo a los resultados presentados en la Tabla 3.1, hay que poner especial atención en los subsectores Comercial y Público, Residencial, Generación Eléctrica, Celulosa, Industrias Varias, Minería del Cobre y Transporte Terrestre, ya sea porque tienen un alto aporte por uso de combustible (directo) o por consumo de electricidad (indirecto). El análisis para el subsector Transporte Marítimo se descartó por no contar con información para asignar emisiones y consumo de energía para transporte nacional solamente.

Por otro lado, se utilizó la categorización propuesta en UNFCCC/UNDP (2009) para clasificar las medidas de acuerdo a su alcance y disponibilidad temporal (Tabla 3.2). Esto permitió realizar una priorización de medidas a evaluar de acuerdo a su factibilidad técnica.

Tabla 3.2 Categorización de Medidas según Factibilidad Técnica

Característica	Clasificación	Descripción
Escala	Pequeña	Medidas aplicadas a nivel de hogar o comunidad, pudiendo escalar a nivel de programa.
	Grande	Todas las tecnologías aplicadas a escala más grande que a nivel de hogar o comunidad.
Potencial	Corto Plazo	Tecnología disponible comercialmente en un mercado similar.
	Mediano Plazo	Tecnología disponible en un modelo pre-comercial y podría estar comercialmente disponible en un plazo no mayor a 5 años.
	Largo Plazo	Tecnología en etapa de investigación y desarrollo o en etapa de prueba (prototipo).

Fuente: (UNFCCC/UNDP 2009)

Luego de seleccionar los sectores más relevantes en la generación de emisiones, se realizó una acabada recopilación de las posibles medidas de mitigación de GEI existentes según la literatura y experiencia internacional. Una vez obtenidas todas ellas, se tomaron ciertas consideraciones para seleccionar las medidas que finalmente fueron analizadas. Dichas consideraciones corresponden al estado/madurez de la tecnología, costo-efectividad de la tecnología, fiabilidad/confiabilidad y aplicabilidad de la medida en Chile. Estas características, para cada una de las medidas preseleccionadas, fueron obtenidas a partir de (IPCC 2007a; IPCC 2007b).

La Tabla 3.3 muestra las medidas que finalmente fueron evaluadas en el presente estudio.

Tabla 3.3 Medidas de Mitigación Seleccionadas para Análisis por Subsector

Sector	Subsector	Medida
CPR	Comercial	Refrigeración Comercial Eficiente
	Residencial	Aislación Térmica de Viviendas
		Calderas de Condensación
		Calentadores Eficientes
		Iluminación Residencial Eficiente
		Lavadoras Eficientes
		Lavavajillas Eficientes
		Microondas Eficientes
		Reducción Perdidas Standby
		Refrigeración Residencial Eficiente
		Secadoras Eficientes
Energía	Generación Eléctrica	Instalación Capacidad a Biomasa
		Instalación Capacidad Eólica
		Instalación Capacidad Geotérmica
		Instalación Capacidad Hidro Embalse
		Instalación Capacidad Mareomotriz
		Instalación Capacidad Mini Hidro
		Instalación Capacidad Solar Fotovoltaica
		Instalación Capacidad Solar Térmica
		Instalación Central Nuclear
		Instalación Sistemas de Captura y Almacenamiento de Carbono
Industria	Industria	Cogeneración
		Motores Eléctricos Nuevos Eficientes
		Adelanto Recambio Motores Eficientes
Transporte	Terrestre	Buses Híbridos
		Carga en Ferrocarril
		Chatarrización de Camiones
		Chatarrización de Vehículos Livianos
		Conducción eficiente Camiones
		Conducción eficiente Buses
		Conducción eficiente Taxis y Colectivos
		Conducción eficiente Vehículos Livianos
		Expansión Líneas de Metro
		Impuesto a Combustibles Camiones
		Impuesto a Combustibles Vehículos Livianos
		Subvención Transporte Publico
		Taxis y Colectivos Híbridos
		Vehículos Livianos Híbridos
		Vehículos Livianos Híbridos Plug-in

Fuente: Elaboración Propia

3.2 Medidas y Programas

La mayoría de las medidas analizadas no se logran implementar por si solas debido a la existencia de diversas barreras a su implementación. De hecho, estas barreras son la explicación de por qué las medidas cuyos costos de implementación son muy inferiores a sus beneficios no han sido ya implementadas por los agentes privados. Existen diversas barreras para que esto ocurra, las que se pueden clasificar en:

- barreras relacionadas con el consumidor
- barreras relacionadas con los fabricantes de equipos
- barreras relacionadas con las empresas de servicios
- barreras relacionadas con las instituciones financieras
- barreras relacionadas con aspectos legales y gubernamentales
- barreras culturales.

Para superar estas barreras se han creado (y se seguirán creando) programas que tienen por objetivo reducir total o parcialmente las barreras existentes para lograr una adecuada implementación de un grupo de medidas. De este modo, en el presente trabajo se ha asociado cada medida de mitigación de emisiones de gases efecto invernadero con algún programa. La siguiente tabla muestra los programas considerados y su asociación con las medidas analizadas. Algunas medidas (específicamente: la instalación de centrales de embalse y la instalación de sistemas CCS) no fueron asociadas a ningún programa, puesto que se consideró que no requieren de un programa específico para eliminar las barreras para su implementación.

Tabla 3.4 Programas de mitigación por sector

Programa	Sector	Subsector	Medida
Programa País de Eficiencia Energética	CPR	Comercial	Refrigeración Comercial Eficiente
		Residencial	Aislación Térmica de Viviendas
			Calderas de Condensación
			Calentadores Eficientes
			Iluminación Residencial Eficiente
			Lavadoras Eficientes
			Lavavajillas Eficientes
			Microondas Eficientes
			Reducción Perdidas Standby
			Refrigeración Residencial Eficiente
			Secadoras Eficientes
	Industria	Industria	Motores Nuevos Eficientes
			Adelanto Recambio Motores Eficientes
			Cogeneración
Incentivo a las Energías Renovables	Energía	Generación Eléctrica	Instalación Capacidad a Biomasa
			Instalación Capacidad Eólica
			Instalación Capacidad Geotérmica
			Instalación Capacidad Mareomotriz
			Instalación Capacidad Mini Hidro
			Instalación Capacidad Solar Fotovoltaica
			Instalación Capacidad Solar Térmica
Programa de Estudio de Energía Nuclear	Energía	Generación Eléctrica	Instalación Central Nuclear
Incentivo del ferrocarril	Transporte	Terrestre	Carga en Ferrocarril
Incentivo del transporte público	Transporte	Terrestre	Expansión Líneas de Metro
			Impuesto a Combustibles Vehículos Livianos
			Subvención Transporte Publico
Programa de Chatarrización	Transporte	Terrestre	Chatarrización de Camiones
			Chatarrización de Vehículos Livianos
Programa de conducción eficiente y gestión de flota	Transporte	Terrestre	Conducción eficiente Camiones
			Conducción eficiente Buses
			Conducción eficiente Taxis y Colectivos
			Conducción eficiente Vehículos Livianos
			Impuesto a Combustibles Camiones
Programa de Nuevas Tecnologías de Transporte	Transporte	Terrestre	Buses Híbridos
			Taxis y Colectivos Híbridos
			Vehículos Livianos Híbridos
			Vehículos Livianos Híbridos Plug-in
Otros	Energía	Generación Eléctrica	Instalación Capacidad Hidro Embalse
			Instalación Sistemas de Captura y Almacenamiento de Carbono

Fuente: Elaboración propia

Naturalmente, parte de los costos de abatimiento de las emisiones de gases efecto invernadero están asociados a la eliminación de las barreras existentes para la implementación de las medidas de mitigación. En este sentido, sería deseable agregar al

costo de cada medida el costo de implementación del programa asociado a la eliminación de las barreras existentes (para las medidas del sector transporte, el costo de implementación está incluido en cada análisis). Sin embargo, dada la sinergia que existe entre eliminar barreras para la implementación de diversas medidas (asociadas a programas), no resulta evidente la fracción de los costos de cada programa que deberían ser asignados a cada medida. Por esta razón, los costos de los programas se consideran a un nivel agregado de medidas, sin asignarse a medidas en particular.

En el caso de los programas existentes (el Programa País de Eficiencia Energética y el programa de incentivo a las energías renovables), se utilizó como un Proxy de los costos necesarios para su correcto funcionamiento el presupuesto 2010. Éste asciende a 61.8 MUSD anuales en el caso del Programa País de Eficiencia Energética y a 4.7 MUSD anuales⁵ en el caso del programa de incentivo a las energías renovables. Respecto de los programas no existentes en la actualidad, no se tiene información sobre sus costos.

3.3 Escenarios de Reducción

Antecedentes legales

Durante la 13ª sesión de la Conferencia de las Partes de la Convención de las Naciones Unidas para el Cambio Climático realizada en Bali el año 2007 se elaboró el llamado Plan de Acción de Bali en donde se resuelve mejorar urgentemente la aplicación de los objetivos de la Convención. Dentro de este Plan, y siempre tomando en cuenta las diferentes capacidades de cada uno de los países involucrados, se reformula la responsabilidad en reducción de emisiones de los países no desarrollados, incluyendo oportunidades para promover acciones de mitigación como acceso mejorado a recursos financieros, apoyo tecnológico y provisión de nuevos recursos adicionales, incluyendo fondos oficiales y concesiones.⁶

En los procesos de negociación que han seguido el Plan de Acción de Bali se han distinguido claramente los diferentes roles que deberían cumplir los países en desarrollo versus los países desarrollados. Se reconocen en estas discusiones el aporte histórico que han tenido los países desarrollados a la concentración actual de GEI en la atmósfera y también las diferencias en niveles de desarrollo de ambos grupos de países y por ende sus capacidades para poder controlar emisiones sin poner en riesgo su potencial de crecimiento. Se reconoce también que los países en desarrollo, especialmente las economías emergentes, tienen un potencial muy alto de emisiones en el futuro y por lo tanto tienen que incorporarse a procesos de reducción de emisiones para lograr un control efectivo de la concentración de GEI en la atmósfera. También se reconoce en estos

⁵ Se considera una tasa de cambio de 500CLP/USD y no se incluye el monto para el financiamiento de Sistemas Solares Térmicos en Viviendas Sociales.

⁶ UNFCCC (2007). Informe de la Conferencia de las Partes sobre su 13º período de sesiones, Segunda parte: Medidas adoptadas por la Conferencia de las Partes en su 13º período de sesiones.

procesos el importante aporte que pueden hacer los países desarrollados en términos de transferencia tecnológica y traspaso de fondos y capacidad para contribuir a la reducción de GEI en los países en desarrollo.

Es importante mencionar que, hasta antes de la XV Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Cambio Climático celebrada en Copenhague (COP15), no existía una versión consensuada en los niveles de compromiso para los países desarrollados y en vía de desarrollo de acuerdo al texto de negociación que se desprende de la sesión de negociadores previo a la Convención en la ciudad de Bonn. El documento que se desprende de dicha reunión menciona con respecto a los países en vía de desarrollo que “[los países en desarrollo] deberían tener una trayectoria de emisiones que alcanzase un máxima en el año 2025 entre otras alternativas”. También se menciona como una de muchas alternativas que el conjunto de países en desarrollo debería⁷:

- Reducir las emisiones entre 15 y 30% con respecto a la línea base al año 2020.
- Tener emisiones 25% menores al año 2050 con respecto a las del 2000.

El resultado de la COP15 de diciembre de 2009 en Copenhague se materializó en el llamado “Copenhagen Accord” (Acuerdo de Copenhague). Este documento logrado después de negociaciones de los principales países emisores del planeta se reconoció la necesidad de mantener la temperatura del planeta bajo los 2 grados Celsius (meta a revisar en el 2015). Basado en esta necesidad se postula que aquellos países que se suscriban al Acuerdo de Copenhague debían mandar sus metas de reducción de emisiones antes del 31 de Enero de 2010. Estos compromisos se establecían de distinta manera para los países Anexo I o no-Anexo I tal como se describe a continuación:

- Los países Anexo I deben mandar sus metas de reducción al año 2020 usando un año base de libre elección.
- Los países no-Anexo I deben mandar planes detallando las acciones que se comprometen para reducir emisiones de GEI. Estos países deben comunicar estas acciones denominadas NAMAs (National Appropriate Mitigation Actions), incluidos inventarios de emisiones cada dos años.

Sin perjuicio de lo anterior, y de manera paralela al proceso que se llevaba a cabo en torno al Acuerdo de Copenhague el 17 de diciembre de 2009, la Ministra del Medio Ambiente Ana Lya Uriarte, en representación del Estado de Chile, menciona en su discurso ante el Plenario que a pesar de que el país aporta un 0.2% de las emisiones mundiales, Chile en un testimonio de esfuerzo como país desarrollado, está dispuesto a contribuir a los

7 UNFCCC (2009). AD HOC WORKING GROUP ON LONG-TERM COOPERATIVE ACTION UNDER THE CONVENTION. Sixth session. Bonn, 1–12 June 2009

esfuerzos de mitigación mundial, mediante una desviación significativa de la línea base hasta en un 20% al año 2020. ⁸.

Sin perjuicio de lo anterior, la metodología seguida en el presente estudio permite la evaluación de los costos asociados a diferentes tipos de compromiso dentro de los cuales caben los ya mencionados.

3.4 Escenarios de Penetración de Medidas

También se han considerado escenarios probables de penetración de cada una de las medidas. Sin embargo, para poder tener una perspectiva más amplia del costo de los diferentes escenarios de reducción para el país es necesario agrupar estas medidas de acuerdo a los programas definidos con anterioridad. Dependiendo de la eficacia de cada uno de estos programas (lo que incluye el tipo de incentivo que se proponga) es posible que se logren diferentes niveles de penetración de cada una de estas medidas. Esto implica un cierto nivel de incertidumbre con respecto al potencial real de reducciones⁹.

Para tener una mejor percepción de las reducciones que se podrían lograr en función de los diferentes grados de penetración de medidas se simularon distintos escenarios de penetración a nivel sectorial. Estos están descritos de manera genérica en el Tabla 3.5, con un ejemplo de medidas aplicadas por cada escenario. En el Anexo de Fichas de Medidas Analizadas se pueden encontrar para cada una de las medidas las penetraciones correspondientes a cada uno de los escenarios evaluados.

Tabla 3.5 Escenarios de Penetración por Sector

Escenario	Descripción	Ejemplo
Normal	Implica esfuerzos relativamente normales en términos de EE sin modificar el Plan de Obras del sector eléctrico.	360 MW adicionales de energía eólica instalada en 2030, por sobre la situación base
Alta	Implica un mayor compromiso en fomentar medidas de EE, además de un compromiso mayor para el ingreso de ERNC por lo que el Plan de Obras del sector eléctrico es modificado.	720 MW adicionales de energía eólica instalada en 2030, por sobre la situación base
Max	Es el mayor esfuerzo para lograr reducciones, implica un gran esfuerzo político y social para lograr reducciones por EE e ingreso alto de ERNC por lo que el Plan de Obras es modificado.	1000 MW adicionales de energía eólica instalada en 2030, por sobre la situación base.

Fuente: Elaboración Propia

⁸ Ministra del Medio Ambiente de Chile Ana Lya Uriarte (2009). Discurso de Chile ante El Plenario de la XV Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Cambio Climático y de la V Reunión de las Partes del Protocolo de Kyoto.

⁹ Existen otras fuentes claras de incertidumbre como son los costos de la tecnología y los costos de combustibles en el futuro, que además tendrán influencia en los distintos niveles de penetración de las tecnologías evaluadas.

A su vez, a nivel global se crearon diferentes agrupaciones de estos escenarios sectoriales los que podrían representar distintas políticas o tendencias mundiales (como un fuerte incremento de eficiencia energética o un alto ingreso de tecnologías de generación eléctrica limpia). Estos están identificados en la Tabla 3.6. El rango de reducciones asociados a estos diferentes escenarios globales representa en parte el nivel de incertidumbre con respecto al impacto que podrían tener diferentes programas de políticas públicas con respecto a lograr diferentes niveles de penetración de las medidas de mitigación.

Tabla 3.6 Combinaciones de Escenarios para Análisis Global

Escenario global	Nivel de penetración por subsector			
	CPR	Industria	Eléctrico	Transporte
Alta EE	Max	Max	Normal	Normal
Max Elec	Normal	Normal	Max	Normal
Alta	Alta	Alta	Alta	Alta
Máxima	Max	Max	Max	Max
Normal	Normal	Normal	Normal	Normal

Fuente: Elaboración Propia

De especial interés son los escenarios de Alta EE (que simula el impacto de tener políticas que incentiven una alta penetración de medidas de Eficiencia Energética) y Max Elec (que simula el impacto de políticas que incentiven una alta penetración de tecnologías de generación eléctrica más limpia).

Para mayor información sobre los distintos niveles de penetración por medida consultar el anexo de las fichas de medidas.

4. Resultados

La siguiente tabla presenta las reducciones potenciales para el período comprendido entre los años 2010 y 2030 para los tres escenarios de penetración descritos anteriormente: Normal, Alta y Max.

Tabla 4.1 Reducción de Emisiones – 2010-2030 (MtCO₂e)

Sector	Medida	Max	Alta	Normal
CPR	Refrigeración Comercial Eficiente	0.28	0.252	0.196
	Aislación Térmica de Viviendas	11.4	6.71	6.54
	Calderas de Condensación	0.613	0.552	0.429
	Calentadores Eficientes	0.0806	0.0758	0.07
	Iluminación Residencial Eficiente	13.6	9.62	6.47
	Lavadoras Eficientes	0.763	0.441	0.118
	Lavavajillas Eficientes	0.0646	0.0614	0.0573
	Microondas Eficientes	0.0939	0.0559	0.0152
	Reducción Perdidas Standby	7.31	5.22	3.13
	Refrigeración Residencial Eficiente	1.4	1.19	0.983
	Secadoras Eficientes	0.0661	0.0384	0.0103
Generación Eléctrica	Instalación Capacidad a Biomasa	32.5	10.7	3.51
	Instalación Capacidad Eólica	30.4	17.9	5.07
	Instalación Capacidad Geotérmica	46.6	16.8	10.7
	Instalación Capacidad Hidro Embalse	35.5	35.5	35.5
	Instalación Capacidad Mareomotriz	1.3	1.3	1.3
	Instalación Capacidad Mini Hidro	110	80.8	25.3
	Instalación Capacidad Solar Fotovoltaica	3.71	2.79	2.01
	Instalación Capacidad Solar Térmica	9.58	7.63	3.97
	Instalación Central Nuclear	41.8	41.8	41.8
	Instalación Sistemas CCS	76.9	76.9	76.9
Industria	Cogeneración	5.32	5.32	2.6
	Motores Nuevos Eficientes	9.99	8.99	7
	Adelanto Recambio Motores Eficientes	1.95	0.584	0.191
Transporte	Buses Híbridos	4.62	3.07	1.53
	Carga en Ferrocarril	18.1	9.54	4.54
	Chatarrización Camiones	0.684	0.301	0.103
	Chatarrización Vehículos Livianos	0.0257	0.0112	0.00379
	Conducción eficiente Camiones	3.01	2.32	1.58
	Conducción eficiente Buses	1.33	0.999	0.665
	Conducción eficiente Taxis y Colectivos	0.322	0.242	0.161
	Conducción eficiente Vehículos Livianos	2.19	1.67	1.13
	Expansión Líneas de Metro	1.9	1.27	0.633
	Impuesto a Combustibles Camiones	14.3	10.7	7.51
	Impuesto a Combustibles Vehículos Livianos	6.74	4.96	3.26
	Subvención Transporte Público	0.948	0.636	0.32
	Taxis y Colectivos Híbridos	1.86	1.24	0.62
	Vehículos Livianos Híbridos	1.17	0.794	0.403
	Vehículos Livianos Híbridos Plug-in	0.968	0.662	0.339

Fuente: Elaboración Propia

Se puede desprender de los resultados (presentados de manera agregada a nivel sectorial en la Tabla 4.4) que las reducciones más altas se pueden lograr en el Sector de Generación Eléctrica donde la entrada de tecnologías ERNC, centrales de embalse y tecnología de captura y almacenamiento de carbono desplazaría la posible entrada de centrales carboneras convencionales.

Tabla 4.2 Reducción de Emisiones por Sector – 2010-2030 (MtCO₂e)

Sector	Máximo	Alto	Normal
CPR	36	24	18
Generación Eléctrica	388	292	206
Industria	35	33	14
Transporte	58	38	23

Fuente: Elaboración Propia

Con respecto a la reducción de emisiones según los escenarios globales, la siguiente tabla presenta el potencial de reducción para tres de ellos: Alta EE (altos esfuerzos en EE pero baja penetración de ERNC), Max Elec (bajos esfuerzos en EE pero alta penetración de ERNC) y Alto para los años 2015, 2020, 2025 y 2030.

Tabla 4.3 Reducción de Emisiones por Escenario Global (MtCO₂e/Año)

Escenario Global	2015	2020	2025	2030
Alta EE	2.9	9.3	31.3	38.9
Max Elec	6.5	16.3	41.7	51.2
Alto	5.9	14.6	36.9	44.6

Fuente: Elaboración Propia

4.1 Curva de Costos Marginales de Abatimiento por Sector

A continuación se presentan las curvas de abatimiento por sector para dos de los escenarios de penetración: Normal y Max.

4.1.1 Sector CPR

Figura 4.1 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector CPR: Escenario Normal

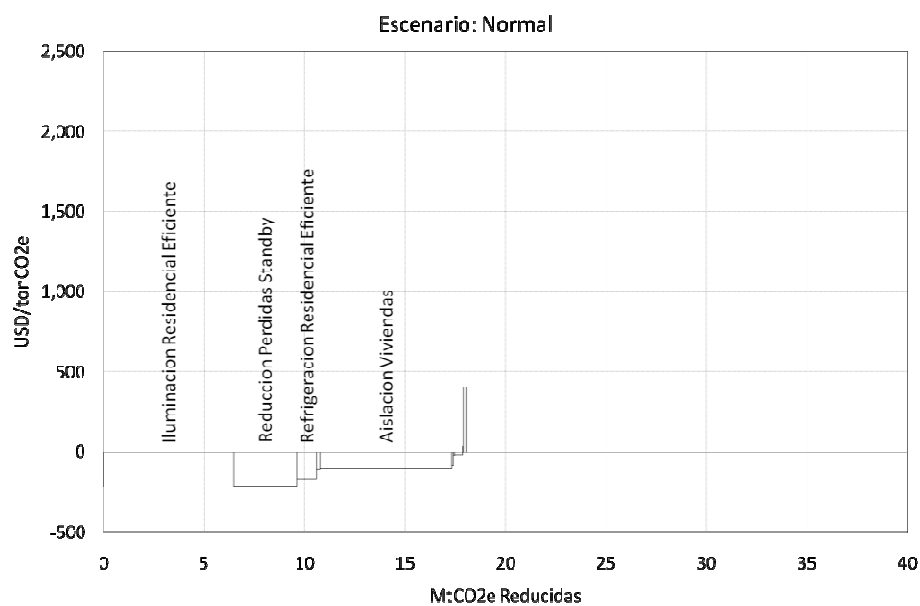
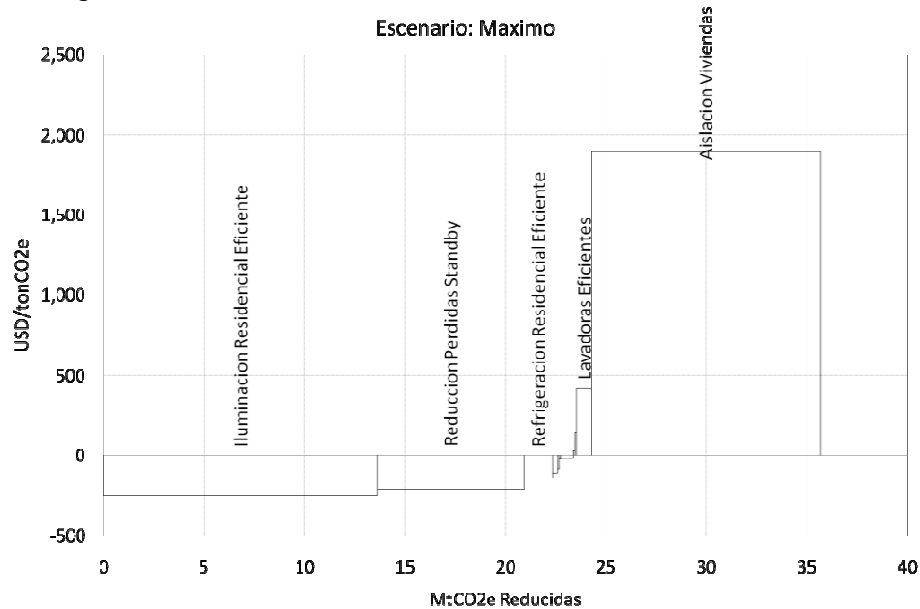


Figura 4.2 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector CPR: Escenario Max



4.1.2 Sector Transporte

Figura 4.3 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector Transporte: Escenario Normal

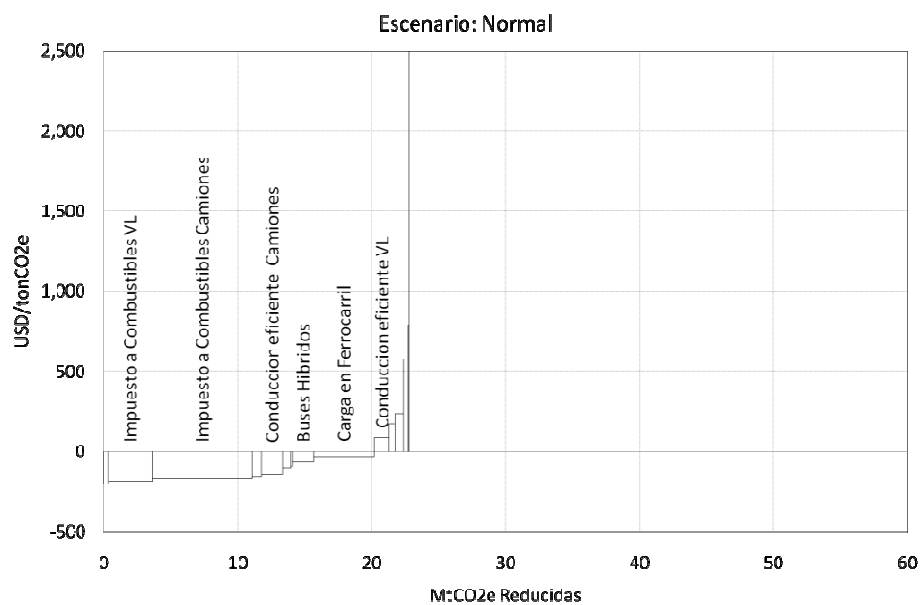
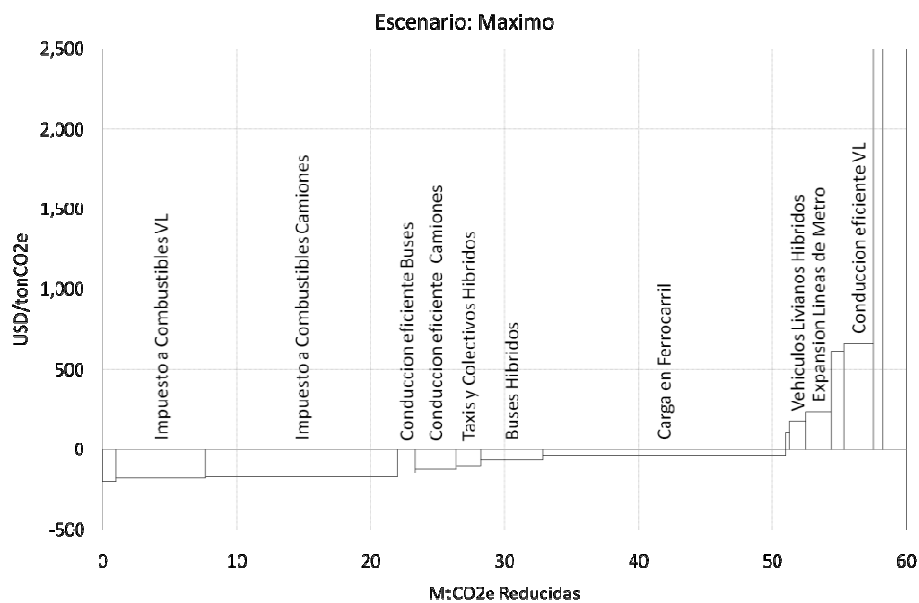


Figura 4.4 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector Transporte: Escenario Max



4.1.3 Sector Industria

Figura 4.5 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector Industrial: Escenario Normal

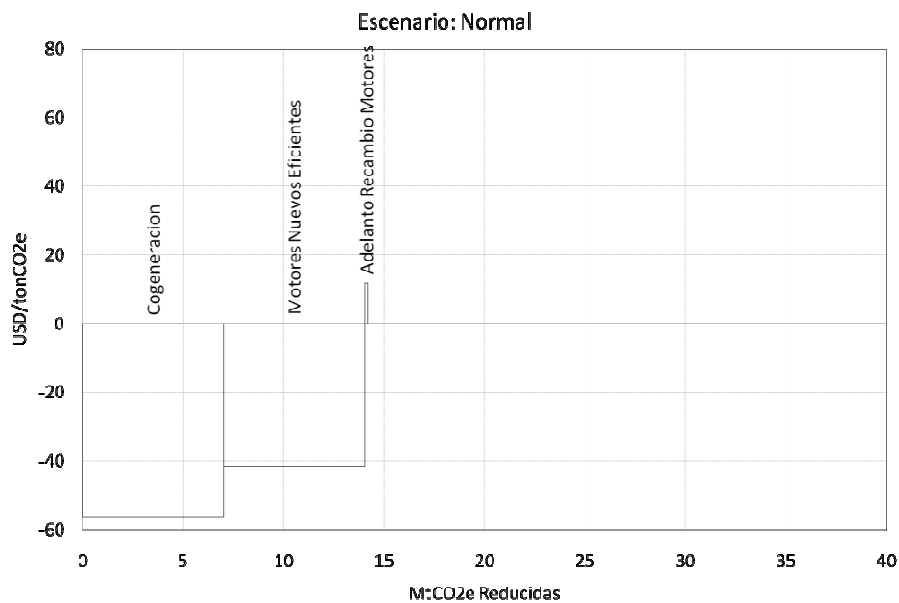
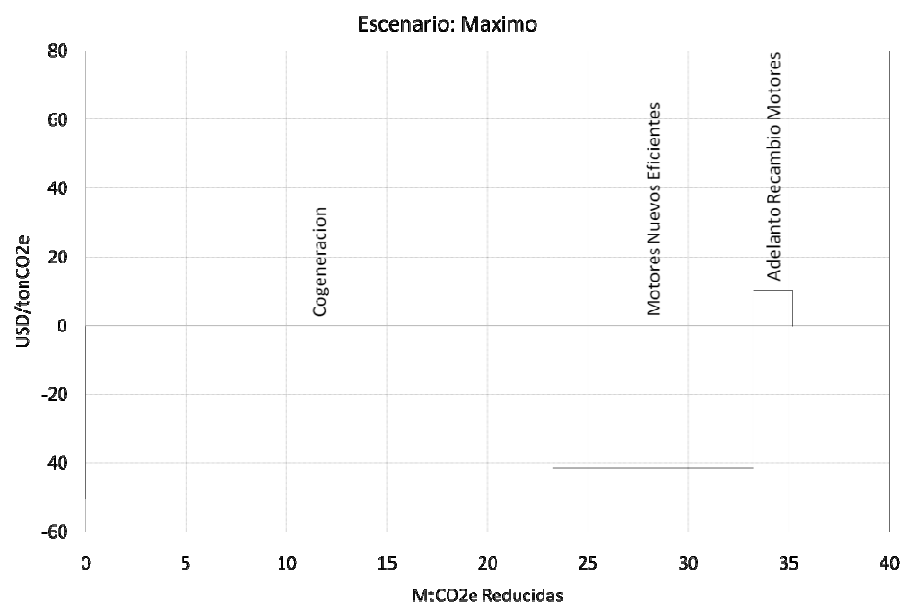


Figura 4.6 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector Industrial: Escenario Max



4.1.4 Sector Energía – Generación Eléctrica

Figura 4.7 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector Energía Generación Eléctrica: Escenario Normal

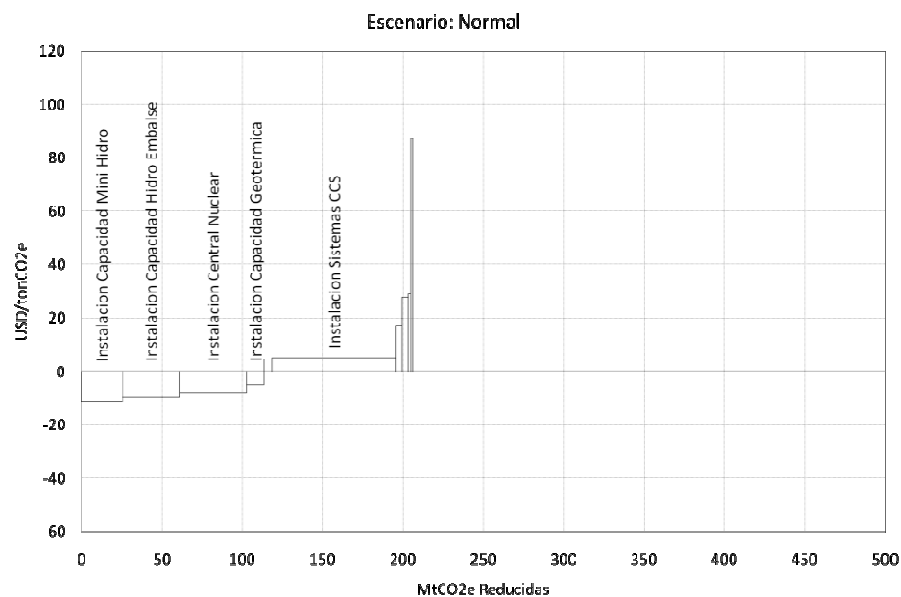
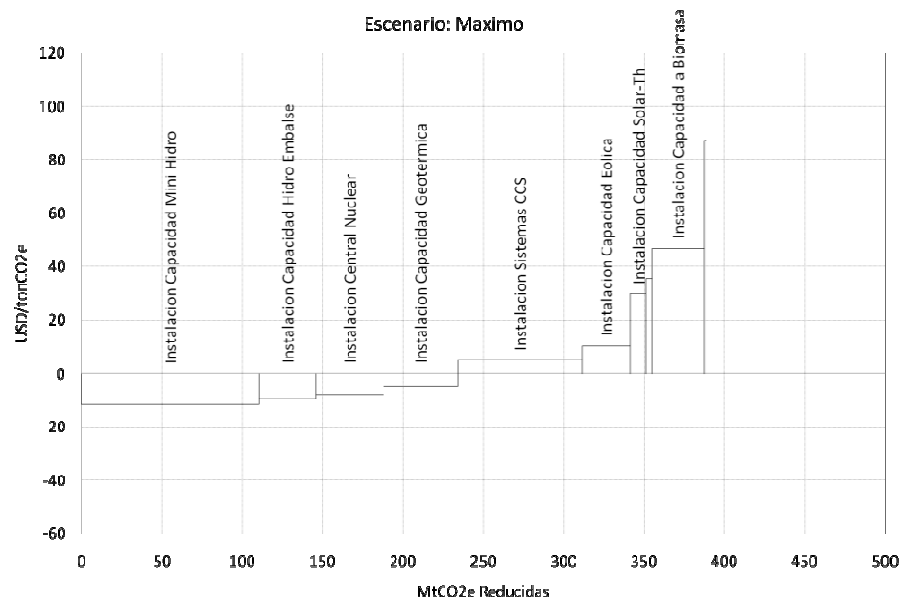


Figura 4.8 Curva de Costos Período 2010-2030 – Sector Energía Generación Eléctrica: Escenario Max



4.2 Curva de Costos Marginales de Abatimiento

A continuación se presentan las curvas de Costos Marginales para los escenarios globales de Alta EE y Max Elec. Se puede observar que si bien los costos no varían mucho por tonelada reducida, si lo hace el volumen de reducción de CO2e aumentando en un 50% en el período 2010-2030 por efecto de una mayor penetración de las tecnologías limpias de generación eléctrica.

Figura 4.9 Curva de Costos Período 2010-2030: Escenario Alta EE

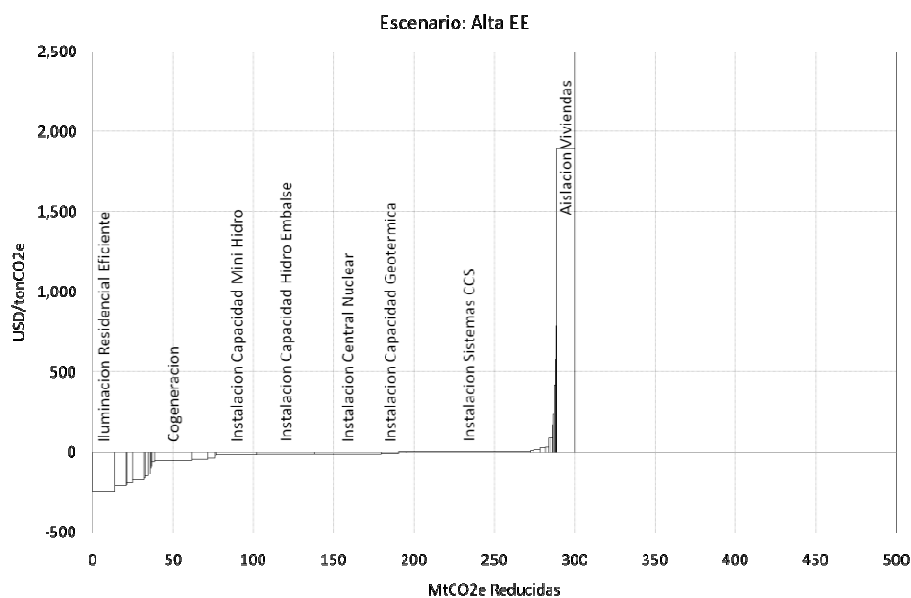
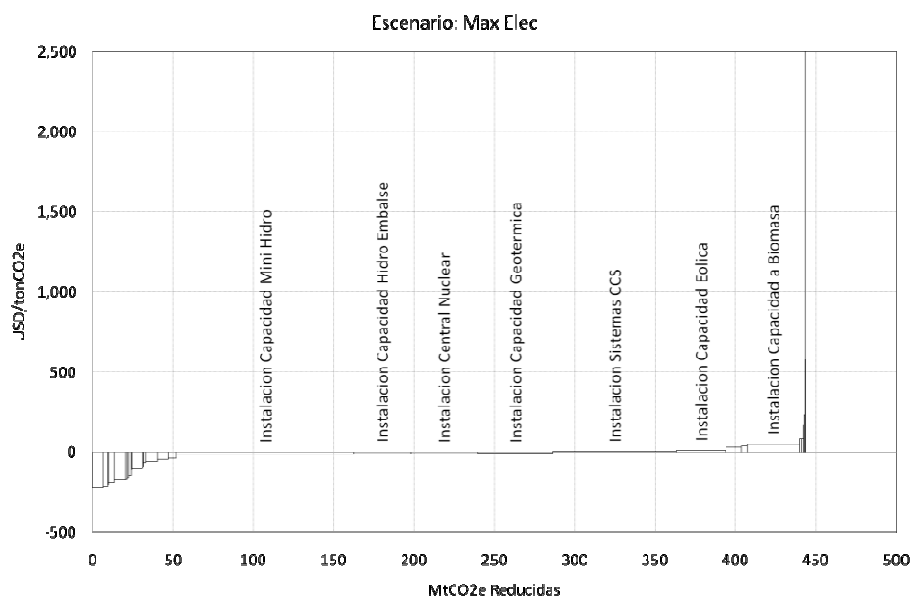


Figura 4.10 Curva de Costos Período 2010-2030: Escenario Max Elec



4.3 Costos Totales de Abatimiento

Para estimar los costos de reducción asociados a diferentes escenarios se ha asumido que las medidas de mitigación son aplicadas de acuerdo a un cierto orden asociado a sus costos medios de reducción para el periodo considerado. Esto no necesariamente corresponde a la realidad en la que se implementan medidas ya que este proceso está más bien asociado a programas de reducción y a la factibilidad técnica de implementar las medidas. Sin perjuicio de lo anterior y sobre todo considerando volúmenes importantes de reducción el orden en que se implementan las medidas resulta menos relevante.

Basado en el supuesto anterior y utilizando la información de los costos marginales de abatimiento que se desprende del análisis de medidas de mitigación y la configuración de los escenarios de reducción descritos con anterioridad es posible determinar los costos asociados a diferentes escenarios de compromiso de reducción a la luz de las negociaciones internacionales. De acuerdo a este proceso de negociación resulta clave estudiar las reducciones de emisiones para los años 2020, 2025 y 2030 que son los años de revisión de compromisos que se discuten en la actualidad. Por otra parte las reducciones de estos años pueden ser comparadas con diferentes valores, ya sea Línea Base de Energía o Línea Base Total a los mismos años o a años anteriores (ej. año 2000). Incluso es posible que se considere una Línea Base sin la inclusión de las llamadas *Early Actions* o Acciones Tempranas (CEPAL, 2009).

Resumiendo lo anterior, dependiendo del número de medidas que se logre implementar se logra un diferente nivel de reducciones. Y esta reducción se puede comparar con diferentes valores base o bajo distintas métricas (se pueden usar por ejemplo emisiones

per cápita o emisiones absolutas). Esta multiplicidad de alternativas genera una serie de posibles maneras de ver los resultados. La totalidad de estos se entrega en base a un archivo Excel el cual usando Tablas Dinámicas permite la generación del resultado deseado. A modo de ejemplo se presenta la Figura 4.11, Figura 4.12 y la Figura 4.13 que tienen los siguientes resultados:

- Potencial de reducción al año 2020 con respecto a la Línea Base de Energía usando todos los escenarios evaluados.
- Potencial de reducción al año 2020 con respecto a la Línea Base de Energía sin *Early Actions* para todos los escenarios evaluados.
- Emisiones per cápita al año 2020 para todos los escenarios evaluados.

Figura 4.11 VP Costos Totales vs Reducción al 2020 con respecto a Línea Base Energía

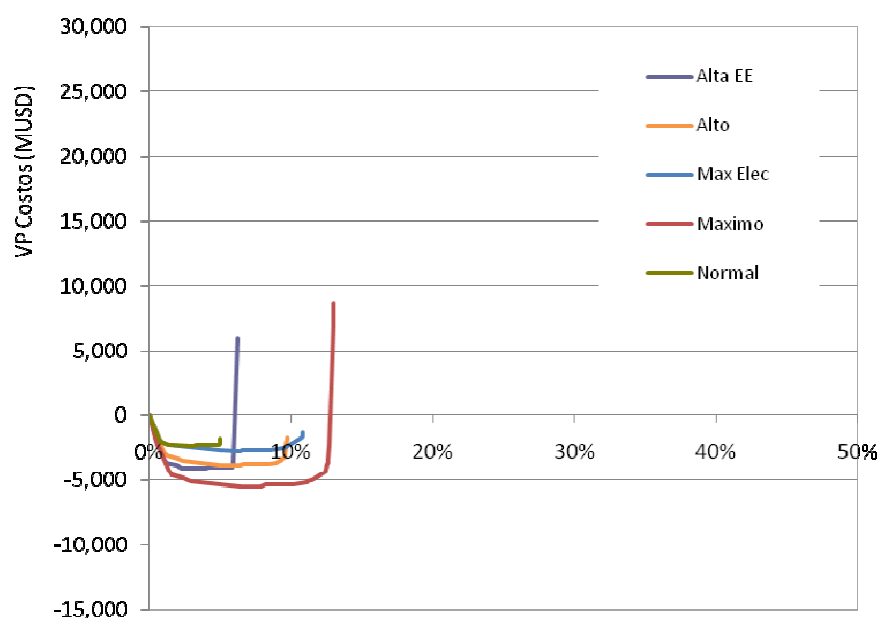


Figura 4.12 VP Costos Totales vs Reducción al 2020 con respecto a Línea Base de Energía sin *Early Actions*

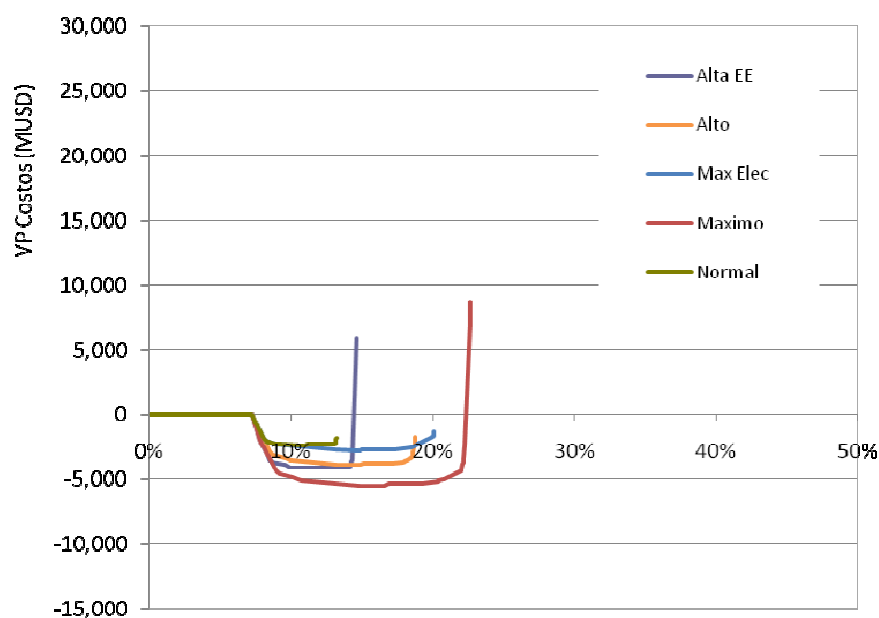
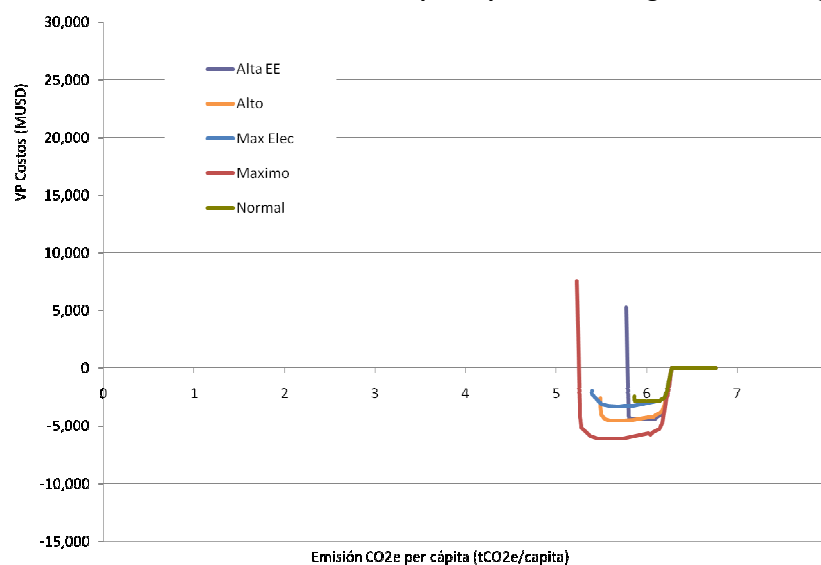


Figura 4.13 VP Costos Totales vs Emisiones per cápita al 2020 según escenarios globales



De acuerdo a los resultados presentados se puede ver que existen ciertos niveles de reducción que resultan beneficiosos para el país pero que a partir de ciertos volúmenes de reducción, estas oportunidades *win-win* dejan de existir y los costos de las medidas aumentan. En términos globales existe también un nivel máximo de reducciones (% con respecto a la línea base de comparación) que es posible lograr para cada escenario de reducción para los diferentes años de compromiso. En la Tabla 4.4 se presenta esta información. Por simplicidad, se presenta un solo tipo de comparación: con respecto a la Línea Base de Energía (sin incluir las *Early Actions*). En términos agregados es posible concluir que hay diferencias importantes entre los escenarios de penetración. Es así como

al año 2020 el nivel máximo de reducción (23%) se logra con el escenario “máximo” mientras que el menor nivel de reducción (13%) se lograría con el escenario “normal”. A su vez los costos de reducción son diferentes para los distintos escenarios.

Sin perjuicio de lo anterior es importante destacar, tal como fuera discutido en la sección 3.2, que los costos presentados sólo corresponden a los costos totales asociados a la implementación de medidas de mitigación. Solamente se consideran hasta el momento costos asociados a cambios tecnológicos y ahorros asociados a reducción en consumo de tanto de combustibles como de electricidad. Falta considerar en este análisis los costos asociados a los programas y/o políticas necesarios para lograr la correcta introducción de estas medidas. De acuerdo a lo presentado con anterioridad es posible determinar de manera aproximada que el costo asociado a un programa de eficiencia energética y un programa de incentivo de la energía renovable sería de aproximadamente 1,330 MUSD acumulados para el periodo 2010-2030¹⁰. Si se consideran estos costos los beneficios netos asociados a los escenarios evaluados bajan a niveles en torno a un beneficio neto de 4 mil millones de dólares en los escenarios de penetración “normal” y “alto”, y esto implicaría reducciones de entre 250 y 440 MtCO₂e para el período 2010-2030. En la Tabla 4.4 es posible observar estos valores.

Tabla 4.4 – Potencial de Mitigación CO₂e con respecto a Línea Base Energía sin *Early Actions*, VP Costos y Reducciones Totales para el período 2010-2030

Escenario Global	2015	2020	2025	2030	Reducción GEI (MtCO ₂ e)	VP Costos (MUSD)
Normal	4%	13%	30%	30%	261	-5,898
Alto	8%	19%	35%	34%	388	-7,561
Máximo	11%	23%	41%	39%	517	15,270
Alta EE	5%	15%	32%	31%	300	12,914
Max Elec	9%	20%	38%	36%	443	-5,026

Fuente: Elaboración Propia

¹⁰ Se considera una tasa de cambio de 500 pesos/USD y mantener un presupuesto constante para ambos programas por los próximos 20 años. Ver información en sección 3.2.

5. Análisis de Incertidumbre

5.1 Modelación

De acuerdo a las recomendaciones de Morgan y Henrion (1990), es necesaria la incorporación del análisis de incertidumbre cuando hay que combinar información incierta de diversas fuentes. En el presente análisis se detectaron dos importantes fuentes de incertidumbre: el nivel de penetración de las medidas (que está asociado al avance de la tecnología, sus costos, el nivel de información existente y la efectividad de los programas implementados) y el precio de los energéticos (que está altamente asociado al precio del petróleo).

Según Morgan y Henrion (1990), cuando los valores más probables para un parámetro se encuentran entre a la mitad de un rango, la distribución triangular es conveniente para representar esta incertidumbre. Es una distribución sencilla, que además por su forma arbitraria y “esquinas marcadas” entrega el mensaje de que la información con respecto a la forma exacta de la distribución de la variable no es precisamente conocida.

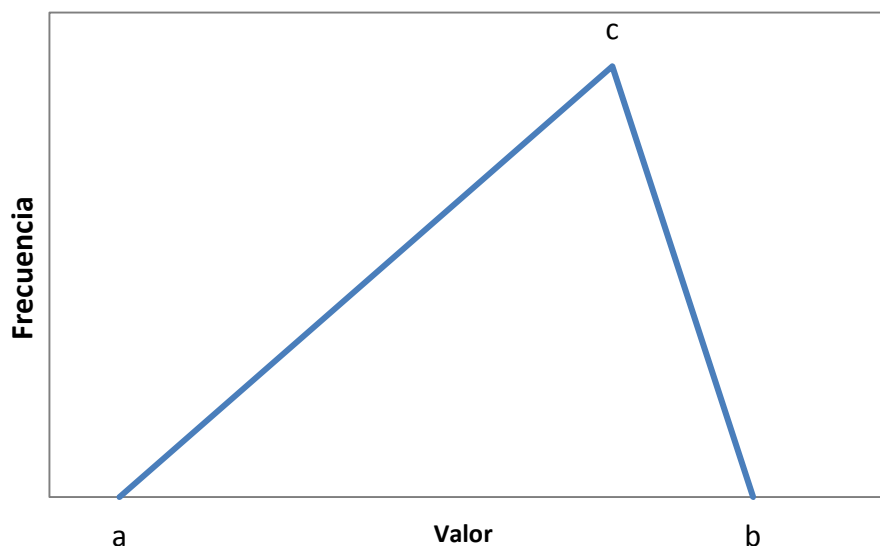
La metodología utilizada para ingresar considerar la incertidumbre identificada se presenta a continuación:

- Se asumió una distribución triangular asimétrica para los niveles de penetración de medidas para construir dos escenarios “globales”. Se utilizaron los escenarios de penetración “Normal” y “Max” modelados anteriormente como rangos mínimos y máximos de la distribución.
- Se modeló el precio del petróleo considerando dos proyecciones de precios: “alto” y “bajo”. Se asumió una distribución triangular para la tasa anual de crecimiento del precio del petróleo tomando como base el año 2012 y proyectando el precio desde el año 2013. Para los años anteriores a 2012 se mantuvo constante el precio entregado por la CNE.
- Se procedió a propagar la incertidumbre en el modelo mediante el método de simulación de Montecarlo usando el software Analytica 4.1 (Morgan and Henrion 1990)¹¹.

La distribución triangular es una distribución de probabilidades continua que tiene un valor mínimo a , una moda c y un valor máximo b . La siguiente figura muestra la manera de representar gráficamente y genéricamente este tipo de distribuciones.

¹¹ En un correcto análisis de incertidumbre se debe considerar la interacción entre diferentes distribuciones de probabilidad e integrar el aporte de cada variable aleatoria modelada para el cálculo del resultado objetivo. En este caso se considera la interacción entre una variable independientes con distribución triangular (penetración de medidas y precio del petróleo). Se suponen muestreos aleatorios independientes para la simulación de cada una de las variables aleatorias consideradas.

Figura 5.1 Función de Densidad de Probabilidades Distribución Triangular



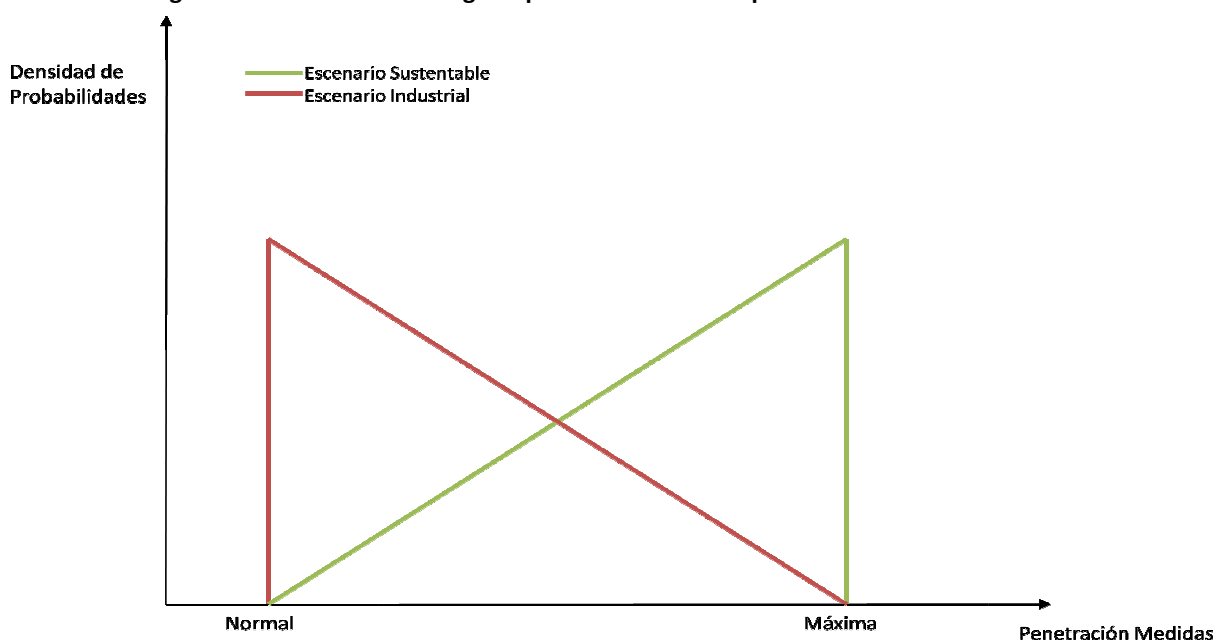
Para la distribución triangular considerada en la penetración de las medidas, la moda considerada varía de acuerdo a los escenarios presentados en la Tabla 5.1. Por otro lado, la Figura 5.2 muestra de manera esquemática la manera en que se modelaron las penetraciones de medidas para los escenarios sustentable e industrial.

Tabla 5.1 Incertidumbre en Niveles de Penetración

Escenario	Descripción
Sustentable	Se considera una mayor penetración de tecnologías eficientes y limpias.
Industrial	Se considera una menor penetración de tecnologías eficientes y limpias

Fuente: Elaboración Propia

Figura 5.2 Distribución Triangular para modelación de penetración de medidas



Fuente: Elaboración Propia

Para el caso de la proyección del precio del petróleo, se utilizó la información presentada en la Tabla 5.2.¹²

Tabla 5.2 Incertidumbre en Precios del Petróleo

Escenario	Descripción	Precio Petróleo Proyectado (USD/Bbl)			
		2015	2020	2025	2030
Bajo	Se considera una tasa de crecimiento con distribución triangular (-0.5%,-0.5%,4%)	73.8	76.8	80	83.4
Alto	Se considera una tasa de crecimiento con distribución triangular (-0.5%,4%,4%)	77.9	89	101.6	115.9

Fuente: Elaboración Propia

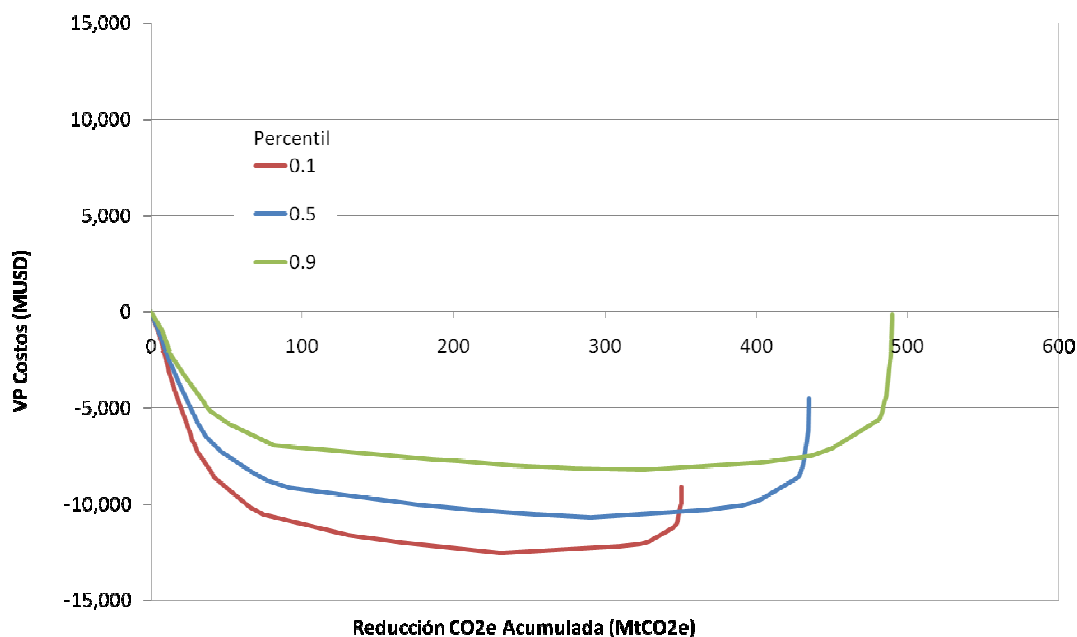
Nota: Precio Petróleo tiene distribución Triangular (mínimo, moda, máximo)

5.2 Resultados

Las Figura 5.3 y Figura 5.4 muestran las curvas para el Valor Presente de los Costos acumulados para el período 2010-2030 y el Costo Medio de Reducción (calculado como la razón entre el VP de los Costos y las reducciones acumuladas) con respecto al volumen de reducción de GEI para el mismo período. Las curvas se presentan con intervalos de incertidumbre para los percentiles 10%, 50% y 90%.

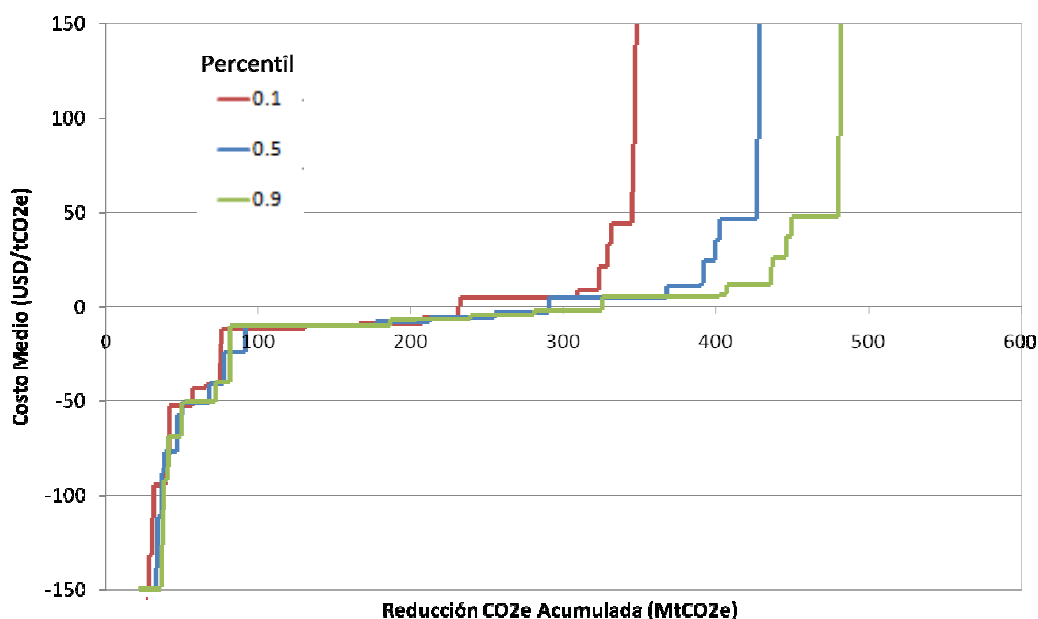
¹² El precio de los demás energéticos (gasolina, diesel, GNL, etc) tendrá relación con la proyección del petróleo de acuerdo a la metodología presentada en el Anexo II.

Figura 5.3 VP Costos vs. Reducciones: Percentiles 10%, 50% y 90% - Período 2010-2030



Fuente: Elaboración Propia

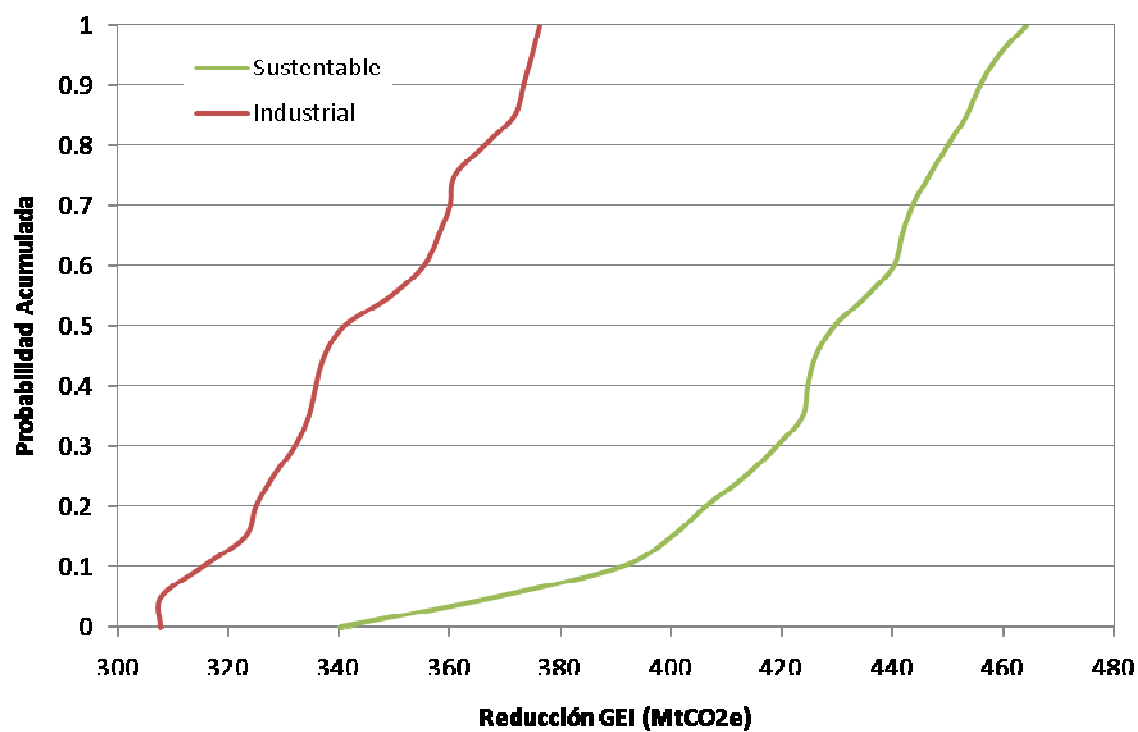
Figura 5.4 Costo Medio vs. Reducciones: Percentiles 10%, 50% y 90% - Período 2010-2030



Fuente: Elaboración Propia

Finalmente se presenta la distribución de probabilidad acumulada para las reducciones (Figura 5.5) y el valor presente de los costos de reducción (Figura 5.6) que resultó del análisis.

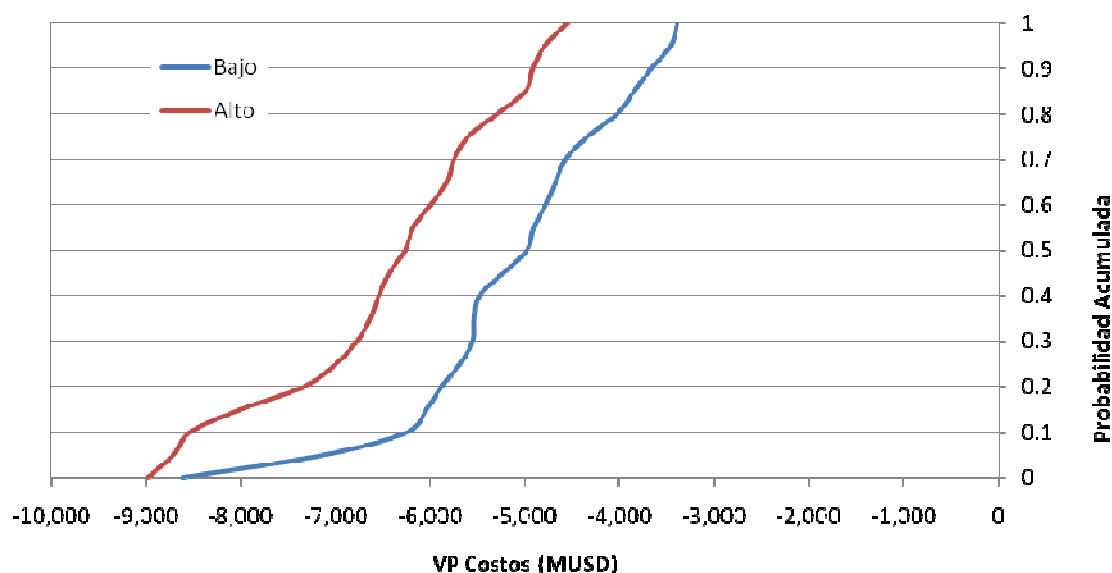
Figura 5.5 Distribución de Reducción de GEI según Escenario Global



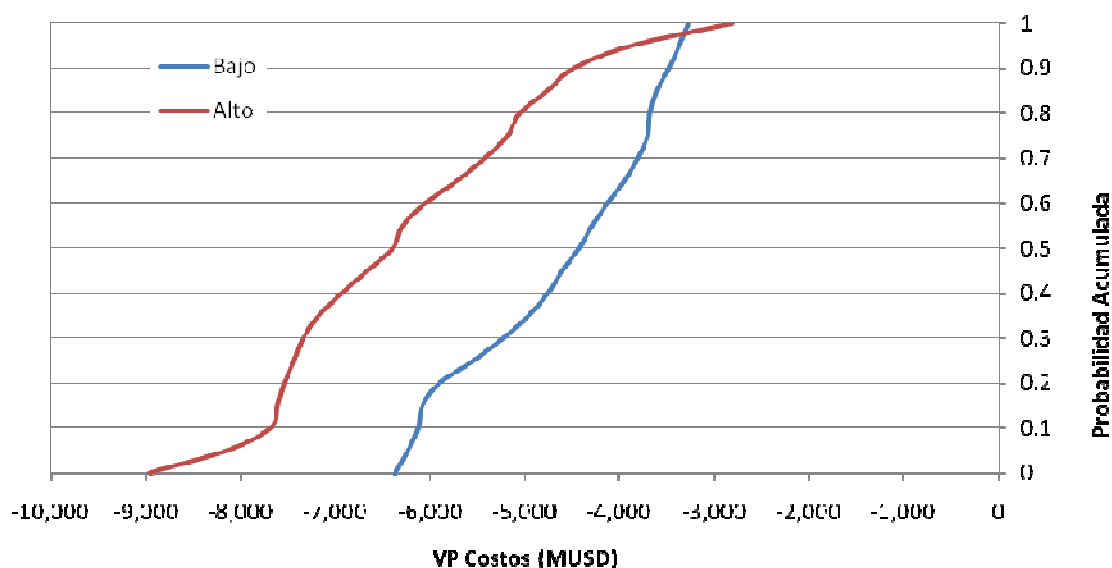
Fuente: Elaboración Propia

Figura 5.6 Distribución de Costo de Reducción según Precio de Combustible

Escenario Global : Industrial



Escenario Global : Sustentable



Fuente: Elaboración Propia

Los resultados nos indican que en el caso de las reducciones de GEI (Figura 5.5), estas se moverían en valores aproximados entre 310 y 370 MtCO₂e y entre 340 y 460 MtCO₂e para los escenarios sustentable e industrial respectivamente, considerando el total de reducciones potenciales al aplicar todas las medidas en el período 2010-2030. Para el caso de los costos de reducción de emisiones, tenemos resultados dependiendo si el precio del petróleo es alto o bajo. La Figura 5.6 muestra la distribución de la probabilidad de los costos de reducción para los escenarios del precio de petróleo bajo y alto tanto para un

escenario de desarrollo industrial como sustentable. El costo total de la aplicación de todas las medidas analizadas fluctúa entre -9.000 y -3.000 MUSD.

6. Conclusiones y Recomendaciones

La evaluación del costo que tendrá para el país lograr una determinada reducción de emisiones tiene enormes limitaciones, no solamente por la cantidad de supuestos que hay que formular con respecto a una situación futura, sino que también por los vacíos de información existentes hoy en día que hacen que se realice un análisis con información base poco contundente. Es el caso de la línea base de emisiones, que fue construida utilizando una metodología top-down considerando la información de los Balances de Energía de la CNE. La realidad, es que existe un parque tecnológico que es responsable de ese consumo energético, y la reducción de emisiones se produce por un recambio del parque a uno que tenga emisiones directas más bajas, o que tenga un menor consumo de combustible y produzca una reducción indirecta de emisiones. Al no contar con información que permita caracterizar correctamente este parque, la profundidad con la que se realiza el análisis se limita, y nace la necesidad de realizar importantes supuestos en el comportamiento de consumo de los distintos sectores productivos.

Además, existe incertidumbre con respecto a la situación mundial futura en relación con el precio del petróleo y por ende los demás combustibles, el precio de tecnologías limpias, el nivel de penetración que éstas podrán alcanzar (que dependerá del costo, de la madurez tecnológica, información disponible, la efectividad de los programas a implementar, etc.) y por ende los niveles de reducción que pueda lograr Chile.

Es por esto mismo, que las decisiones que se desprendan de los resultados obtenidos en el presente análisis deben tomarse considerando las limitantes que presenta la información disponible.

De los cuatro sectores analizados y el conjunto de medidas evaluadas, el mayor potencial de reducción de emisiones se encuentra en el subsector de generación eléctrica con un potencial de reducción de 46.9 MtCO₂e al año 2030, equivalente al 23% del total de emisiones del sector energía del país al mismo año. Este enorme potencial se debe principalmente en que la expansión del parque generador ha sido proyectado en base a centrales térmicas que utilizan carbón como combustible, y que sería reemplazado por tecnologías de generación limpias (ERNC, central de embalse y/o central nuclear).

Para el sector CPR, en el que se evaluaron medidas principalmente para el subsector Residencial, las medidas que tienen un mayor potencial serían Aislación Térmica de Viviendas, Iluminación Eficientes y Reducción de Pérdidas por Standby. Para el sector Industrial, en que se evaluaron principalmente tres grandes medidas que afectan transversalmente a todos los subsectores, la compra de motores nuevos más eficientes que los convencionales tiene un alto potencial de reducción de consumo eléctrico y por lo mismo de emisiones de GEI. En el sector Transporte, en el que se analizaron medidas para el subsector de transporte terrestre, las medidas con mayor potencial son la introducción

de tecnología híbrida para buses, el desplazamiento de carga desde camiones a ferrocarril y la aplicación de un impuesto al combustible que afecte a los vehículos livianos.

Además, es posible concluir que gran parte de las medidas tienen un costo negativo para el país (hay ahorros por su implementación) y que no han sido implementadas por diversas barreras de mercado como lo puede ser la falta de información. Es importante destacar que en el presente estudio, se ha evaluado el incremento en el costo tecnológico y en el costo de operación de las tecnologías respectivas, no se ha considerado el costo que tendría la implementación de un programa específico o la aplicación de una norma. De acuerdo a los resultados obtenidos, sería posible a un costo de –MUSD5.700 llegar a una reducción cercana al 20% al año 2020 con una implementación de medidas con un nivel de penetración máximo y considerando las reducciones de las llamadas *early actions*¹³.

Del análisis de incertidumbre se logra desprender que, como se aprecia en la Figura 5.5 que el nivel de penetración de las tecnologías tiene un impacto enorme en las reducciones (de esto la diferencia entre los escenarios industrial y sustentable). La variabilidad de la reducción de emisiones de GEI se encuentra entre 310 y 460 MtCO₂e para el período de análisis 2010-2030. En términos de costos, un alto impacto tendrá el precio del combustible y otros energéticos, haciendo que los costos varíen entre -9.000 y -3.000 MUSD de acuerdo a lo presentado en la Figura 5.6. Por otro lado, es posible concluir que a pesar de que existan variaciones importantes en el precio del combustible y/o el nivel de penetración que puedan alcanzar las distintas tecnologías, es posible lograr un nivel considerable de emisiones a bajo costo para el país.

Es importante mencionar también, que la implementación de medidas no dependerá simplemente del costo que estas tengan ni de los escenarios globales, sino que también de los lineamientos que tengan los gobiernos de turno, en el sentido que evalúen prioritario el tema del cambio climático y la estrategia a utilizar para enfrentarlo (ej. Teniendo como objetivo la eficiencia energética o la introducción de tecnologías limpias de generación eléctrica).

Manteniendo una visión de futuro, el equipo consultor estima conveniente recomendar que en el corto plazo se realicen estudios que permitan mejorar la información existente. De esta manera, es necesaria la construcción de una línea de base de emisiones con proyección hasta el año 2050 y que ésta esté construida en base a el uso final de combustible en base a una metodología *bottom-up* y calibrada con los balances de energía. Además, antes de la implementación de cada medida, es importante que se realice una evaluación particular que incluya la identificación de las barreras y dificultades, tanto políticas, económicas o sociales que esta pueda tener, quienes son los actores

¹³ Ver: CEPAL (2009). Estudio Regional sobre Economía del Cambio Climático en Sudamérica (ERECC-SA): Informe Nacional de Chile. Estudio Elaborado por el Centro de Cambio Global de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

relevantes en el mercado y definir una estrategia clara para que sea exitosamente implementada.

También es importante observar las acciones que se están tomando en países desarrollados como la reciente implementada Ley de Reporte Obligatorio de Emisiones de GEI (Mandatory Reporting of Greenhouse Gases Rule¹⁴). Esta norma exige la declaración de las emisiones de GEI de las grandes fuentes y proveedores en los EE.UU., y su intención es la de recolectar información de emisiones exacta y temporal, para lograr una mejor toma de decisiones en torno a las políticas relacionadas con el cambio climático. En Chile, se podría implementar un programa voluntario de declaración de emisiones de GEI, y así encaminar el país a una mejor disponibilidad de información que en un futuro permitirán una mejor toma de decisiones.

¹⁴ <http://www.epa.gov/climatechange/emissions/ghgrulemaking.html>

7. Referencias

APEC (2009). Peer Review on Energy Efficiency in Chile, Final Report.

Borregaard, N. (2009a). Seminario: Matriz Energética 2010-2030 "Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile". Septiembre 2009, Espacio Riesco, Chile.

Borregaard, N. and R. Katz (2009b). Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión., Fundación Futuro Latinoamericano, Avina.

CNE (2008) Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional 2008, CNE

CNE (2008). Fijación de precios de nudo octubre 2008 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Informe Técnico Definitivo.

CNE (2008b). Capacidad Instalada por Sistema Eléctrico Nacional 2008.

CNE (2009). Fijación de precios de nudo abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo.

CNE (2009a). Fijacion de precios de nudo, Abril de 2009, SIC, Informe Técnico Definitivo.

CNE (2009b). Fijacion de precios de nudo, Abril de 2009, SING, Informe Técnico Definitivo.

COCHILCO (2009). Informe Consumo De Energía Y Emisiones De Gases De Efecto Invernadero De La Minería Del Cobre De Chile. Año 2008.

de Carvalho, J. F. and I. L. Sauer (2009) Does Brazil need new nuclear power plants? Energy Policy **Volume 37**, DOI: 10.1016/j.enpol.2008.12.020

DOE (2009). Report 2008 Renewable Energy Data Book.

Geospower Energy. "Estructura de precios de los combustibles en Chile." Consultado Enero 2010, from <http://www.geospower.com/pubs/gpe-comb.pdf>.

IEA (2005). "Projected Costs of Generating Electricity." Retrieved from <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/ElecCost.PDF>.

IEA (2008a). "Report Energy Technology Perspectives." Retrieved from <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/weo2004.pdf>.

IEA (2008b). "Report World Energy Outlook." from http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2008/WEO2008_es_english.pdf.

INE-México (2009). Análisis de 12 tecnologías para Mitigar Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, Instituto Nacional de Ecología - Gobierno de México.

IPCC (2007a). Climate Change 2007: Synthesis Report, Fourth Assessment Report.

IPCC (2007b). Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change - Working Group III, Fourth Assessment Report.

McKinsey & Company (2007a). Reducing U.S. Greenhouse Gas Emissions: How Much at What Cost?

McKinsey & Company (2009a). Swiss GreenHouse Gas Abatement Cost Curve.

McKinsey & Company (2009b). Pathways to a Low-Carbon Economy: Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Curve.

McKinsey & Company (2009d). Pathways to a low-carbon economy for Brazil.

Ministra del Medio Ambiente de Chile Ana Lya Uriarte (2009). Discurso de Chile ante El Plenario de la XV Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Cambio Climático y de la V Reunión de las Partes del Protocolo de Kyoto.

Morgan and Henrion (1990). Uncertainty: A Guide to Dealing with Uncertainty in Quantitative Risk and Policy Analysis. New York, Cambridge University Press.

NREL (1997). Renewable Energy Technology Characterizations.

NREL (2009). "Data Report."

OECD-ITF (2008). Greenhouse Gas Reductions Strategies in the Transport Sector. Preliminary Report.

OECD/IEA (2008). Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency: Key Insights from IEA Indicator Analysis: 81.

POCH Ambiental (2008). Inventario Nacional De Emisiones De Gases Efecto Invernadero. Estudio Elaborado con apoyo de Deuman para la Comisión Nacional del Medio Ambiente.

POCH Ambiental (2009a). Proyección de la Evolución de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Energía. Años 2000-2025. Estudio Elaborado para la Comisión Nacional de Energía.

PRIEN and NEIM (2008a). Estimación del aporte potencial de las Energías Renovables No Convencionales y del Uso Eficiente de la Energía Eléctrica al Sistema Interconectado Central (SIC) en el período 2008-2025.

PRIEN and NEIM (2008b). Aporte potencial de: Energías renovables no convencionales y eficiencia energética a la matriz eléctrica, 2008-2025.

PROGEA (2008). Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Chile: Antecedentes para el desarrollo de un marco regulatorio y evaluación de instrumentos de reducción. Reporte preparado para Endesa Internacional.

UNFCCC (2007). Informe de la Conferencia de las Partes sobre su 13º período de sesiones, Segunda parte: Medidas adoptadas por la Conferencia de las Partes en su 13º período de sesiones.

UNFCCC/UNDP (2009). "Handbook for Conducting Technology Needs Assessment for Climate Change."

Watts, D. (2009c). Integración y Abatimiento de Emisiones Mediante Energía Solar en Chile.

World Energy Council (2004). Comparison of Energy Systems using Life Cycle Analysis.

8. ANEXOS

Anexo I. Estudios Previos de Mitigación de Gases Efecto Invernadero

Se realizó una revisión bibliográfica inicial que permitió establecer un estado del arte en torno a la aplicación de medidas de reducción de GEI, obteniendo una primera aproximación de potenciales medidas aplicables a los distintos sectores productivos.

I.1 Estudios Nacionales

POCH (2009a)

“Proyección de la Evolución de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Energía. Años 2000-2025”

Por encargo de la Comisión Nacional de Energía, POCH Ambiental analizó el comportamiento de las emisiones de CO₂e entre los años 2000 y 2005. En este estudio se analiza el consumo energético sectorial dividido en dos grandes partes. La primera corresponde al sector Generación de Electricidad mientras que la segunda parte incluye a los sectores Industrial, Minero, Transporte, Residencial, Comercial y Público.

PROGEA (2008)

“Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Chile: Antecedentes para el desarrollo de un marco regulatorio y evaluación de instrumentos de reducción”

El Programa de Gestión y Economía Ambiental (PROGEA) de la Universidad de Chile elaboró un estudio de reducción de emisiones de GEI donde se recopilan los antecedentes necesarios para el desarrollo de un marco regulatorio y la evaluación de instrumentos de reducción de emisiones de GEI.

En dicho informe se establecen tres lineamientos de trabajo orientados a describir la problemática de la emisión de GEI en Chile, considerando la realidad nacional dentro del análisis. Cada uno de los lineamientos puede ser desagregado en diferentes medidas de reducción de emisiones de GEI, como se muestra a continuación:

- Gestión de demanda energética en el sector comercial, público y residencial (CPR)
 - Promoción de EE en hogares (Residencial)
 - Promoción de EE en sector público (Público)
 - Mejoramiento de aislación térmica en hogares (Residencial)
 - Refrigeradores eficientes (Residencial)
- Gestión de demanda energética en el sector Industria Manufacturera, Construcción y Minería
 - Reemplazo de motores (Industria y Minería)
 - Sistemas de cogeneración (Celulosa y Papel)

- Reutilización de calor (Industrias varias)
- Reducción de la intensidad en carbón de las tecnologías de generación eléctrica
 - Promoción de energías renovables
 - Introducción de Energía Nuclear
 - Introducción de Grandes Módulos Hidroeléctricos
 - Captura y almacenaje de carbón

PRIEN y NEIM (2008b)

“Aporte potencial de: Energías renovables no convencionales y eficiencia energética a la matriz eléctrica, 2008-2025”

Este estudio entrega un análisis del aporte potencial de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) y del uso eficiente de la energía eléctrica (UEEE) a la matriz eléctrica dentro del periodo 2008 – 2025. Específicamente se analizan los potenciales técnicos, económicamente factibles y alcanzables de las ERNC, del UEEE y de la cogeneración como aporte al abastecimiento del SIC, identificando las barreras que impiden su desarrollo y postulando recomendaciones de políticas que permitan materializar los potenciales identificados.

APEC (2009)

“Peer Review on Energy Efficiency in Chile”

Este estudio realiza una revisión de la condición actual, lo que se está realizando y los pasos planeados en el futuro, de Chile en términos de eficiencia energética. Como conclusión establece que el Gobierno está demostrando interés y trabajando para incrementar el uso eficiente de la energía. Destacan la creación del Programa País de Eficiencia Energética y la futura creación del Ministerio de Energía. Por otro lado reconoce algunas faltas institucionales, pero que con la creación del Ministerio de Energía y la Agencia Chilena de Eficiencia Energética, que incluirá la participación entre el Estado y el sector privado, podrían mejorarse.

El estudio también realiza un número de recomendaciones para mejorar la institucionalidad y la penetración de la eficiencia energética.

COCHILCO (2009)

“Consumo De Energía Y Emisiones De Gases De Efecto Invernadero De La Minería Del Cobre De Chile. Año 2008”

La Comisión Chilena del Cobre realiza anualmente un inventario de consumo de energía y emisiones de gases efecto invernadero del subsector Minería del Cobre. El presente estudio corresponde al inventario 2008.

En el ámbito de las emisiones de GEI se abordan las emisiones directas e indirectas asociadas al ciclo de vida de la producción de concentrados, ánodos y cátodos de cobre generando información de emisiones de GEI para sus productos comerciales más relevantes¹⁵ y para las áreas de procesos¹⁶ cuantificando así el impacto en la matriz energética.

I.2 Estudios Internacionales

McKinsey & Company (2007a)

“Reducing U.S. Greenhouse Gas Emissions: How Much at What Cost?”

El objetivo de este estudio es determinar lineamientos de importancia para lograr la reducción de emisiones de GEI en los EE.UU. Se establecen los siguientes puntos de importancia a la hora de ser consideradas dichas reducción de emisiones de CO₂e:

- Incrementar la eficiencia energética en edificios.
- Realizar intervenciones en porciones del consumo donde se da una demanda intensiva de energía (mejoramiento de equipos, renovación de instalaciones, etc.).
- Reducir el uso del carbón para la generación eléctrica.

Así mismo, se establece la necesidad de considerar las interacciones internas del complejo sistema consistente en la cadena de suministro de manera tal de integrar las posibles sinergias que pudiesen generarse en la aplicación de múltiples medidas de reducción de emisiones de GEI. Un ejemplo de este tópico es la reducción de la demanda eléctrica generada al implementar un programa de eficiencia energética y la consiguiente reducción en la demanda de carbón para generación eléctrica.

McKinsey & Company (2009a)

“Swiss GreenHouse Gas Abatement Cost Curve”

Este estudio posee el mismo objetivo que el anteriormente nombrado, pero esta vez determina los lineamientos de importancia para lograr la reducción de emisiones de GEI en Suiza.

McKinsey & Company (2009b)

“Pathways to a Low-Carbon Economy: Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Curve”

¹⁵ Concentrado de cobre, cátodos electro refinados, cátodos electroobtenidos y ánodos.

¹⁶ Mina, concentradora, fundición, refinería, lixiviación, extracción por solventes, electroobtención y servicios.

El estudio genera, al igual que los dos anteriores, la curva de abatimiento de reducción de emisiones, pero esta vez considera a la comunidad mundial dejando las bases para la discusión sobre qué acciones podrían ser más efectivas en reducción de emisiones.

McKinsey & Company (2009d)

“Pathways to a low-carbon economy for Brazil”

En este estudio McKinsey & Company elabora la curva de abatimiento de reducción de emisiones para Brasil determinando los lineamientos de importancia en el proceso de abatimiento de emisiones de GEI.

A diferencia de los últimos estudios descritos, el caso de Brasil tiene mayor similitud con lo que se puede realizar en Chile debido a que ambos son países en desarrollo, están dentro del mismo continente lo que se debiera traducir en poseer estructuras de costos similares o en su defecto menos diferentes que los casos de EE.UU o Suiza.

ECD/IEA (2008)

“Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency: Key Insights from IEA Indicator Analysis”

La Agencia Internacional de la Energía da a conocer en este informe cuales son las tendencias mundiales en el uso eficiente de la energía donde los resultados sirven de soporte para el plan de acción en este contexto del grupo de los G8.

Específicamente, esta publicación muestra como los indicadores de trabajo pueden ser usados para identificar los factores que determinan la demanda de energía, explica el por qué existen diferencias en intensidad de uso de energía entre países y cuantifica como la introducción de mejor tecnología puede ayudar a reducir el uso de energía.

OECD/ITF (2008)

“Greenhouse Gas Reductions Strategies in the Transport Sector. Preliminary Report”

Este estudio aborda específicamente el sector transporte entregando una inicial revisión de estrategias para la reducción de GEI mostrando primeramente las tendencias actuales y las proyecciones de las emisiones de GEI.

El reporte fue elaborado como input para el Foro Internacional de Transporte (International Transport Forum).

INE-México (2009)

“Análisis de 12 tecnologías para Mitigar Emisiones de Gases de Efecto Invernadero”

El Instituto Nacional de Energía del Gobierno de México elabora este estudio con el objetivo de mostrar los costos y beneficios de 12 tecnologías para mitigar gases de efecto invernadero.

Al igual que el informe que fue realizado por McKinsey & Company, este estudio resulta interesante debido a que la realidad de México es más cercana en cuanto a desarrollo y costos que EE.UU o los países europeos.

Anexo II. Parámetros usados en la evaluación

II.1 Precios Sociales

La evaluación se realizó utilizando precios sociales, esto es, descontando los impuestos y transferencias. Además, se utilizó una tasa social de descuento de 6%, de acuerdo a lo recomendado por MIDEPLAN.

II.1.1 Precios sociales de los combustibles

Para la evaluación del presente estudio fue necesario determinar los precios sociales de los diferentes combustibles utilizados en Chile junto con su proyección hacia el año 2030.

Se utilizó como información base y de referencia la proyección de precios proporcionada por la CNE¹⁷ para Petróleo, Carbón y GNL que se muestra en la siguiente tabla.

¹⁷ Información entregada por la CNE en base a precio nudo abril 2009 (2009-2019), Purvin & Gertz (2020-2025) y WEO2009 (2025-2030).

Tabla 8.1 Proyección de precios utilizados por CNE.

Año	Petróleo	Carbón	GNL
	USD/BBL	USD/TON	USD/MBTU
2009	56.3	100.8	9.5
2010	64.8	98.8	10.5
2011	65.6	99.5	10.5
2012	72.0	106.8	9.3
2013	73.2	108.9	7.2
2014	74.3	112.9	7.8
2015	75.1	115.4	8.3
2016	76.2	116.9	8.7
2017	77.7	118.8	9.1
2018	79.2	120.2	9.5
2019	80.9	122.0	9.8
2020	82.6	125.3	10.2
2021	84.5	128.7	10.7
2022	86.5	132.2	11.2
2023	88.4	135.8	11.7
2024	90.3	139.2	12.2
2025	92.1	142.4	12.6
2026	93.3	143.0	12.8
2027	94.6	143.6	13.0
2028	95.9	144.3	13.1
2029	97.2	144.9	13.3
2030	98.5	145.5	13.5

Fuente: Información proporcionada por CNE.

Combustibles Líquidos

Es necesario estimar la proyección de precios sociales para el diesel, gasolina, GLP y GNL para el uso en los sectores CPR, Transporte e Industria.

Para esto, se realizó una regresión lineal entre los precios históricos de paridad de los combustibles¹⁸ y los precios históricos del petróleo¹⁹ para el periodo contemplado entre los años 2000 y 2009. La Tabla 8.2 presenta los valores de a y b para la ecuación de la forma $P_{comb}(USD/m^3) = a + b \cdot P_{Petróleo}(USD/Bbl)$ y la bondad de ajuste de las regresiones (R^2) obtenidos para cada una de las regresiones lineales.

¹⁸ Disponibles en: http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Hidrocarburos.html

¹⁹ Calculado como el promedio entre el precio Brent y el precio WTI.

Valores disponibles en: http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Hidrocarburos.html

Tabla 8.2 Dependencia entre el precio paridad de los combustibles y el precio del petróleo.

Combustible	R ²	a	b
Diesel	0.98	31.017	7.7262
Gasolina	0.97	54.917	7.0907
GLP	0.93	94.921	3.465
Kerosene	0.98	40.303	7.7045
Gas Natural	0.75	0.3423	0.0066

Fuente: Elaboración Propia

Utilizando estos ajustes y la información de proyección de precios del petróleo de la Tabla 8.1 se proyectaron los precios de paridad para los combustibles Diesel, Gasolina, GLP, Kerosene y Gas Natural.

Se supuso que el precio social, es equivalente al precio de paridad de importación (PPI) sin considerar los derechos de aduana, equivalentes al 6% del PPI para GLP y 6.5% para los demás combustibles²⁰.

Leña

Para el sector de generación eléctrica se tomó el precio disponible en los Informes de Precio Nudo, que entregan un valor de 7 (USD/m3st). Para el sector residencial, se consideró un valor de 50 (USD/m3st) constante en el tiempo.

Electricidad

Para el precio de la electricidad, se supuso un promedio del valor de la energía base y la energía adicional de invierno del Área 1A, utilizando la tarifa BT1 para el sector Residencial y la tarifa AT4 para el sector Industrial²¹ correspondiente a la tarifa de Noviembre 2009 publicada por la CNE la cual se mantuvo constante durante todo el periodo de evaluación.

II.2 Otros Parámetros

- Tasa de Cambio Dólar: 500 CLP/dólar
- Deflactor del dólar

²⁰ Derecho de Aduana para GLP y el resto de los combustibles fueron obtenidos a partir de Geospower Energy. "Estructura de precios de los combustibles en Chile." Consultado Enero 2010, from <http://www.geospower.com/pubs/gpe-comb.pdf>.

²¹ 122.9 (CLP/kWh) para Sector Residencial y 65.3 (CLP/kWh) para el Sector Industrial. Tarifas Noviembre 2009.

Tabla 8.3 Deflactor Dólar

Año	Deflactor Dólar
1990	1.496
1991	1.446
1992	1.413
1993	1.381
1994	1.353
1995	1.326
1996	1.301
1997	1.280
1998	1.266
1999	1.247
2000	1.221
2001	1.192
2002	1.172
2003	1.147
2004	1.115
2005	1.080
2006	1.047
2007	1.020
2008	1.000

Fuente: International Monetary Fund, World Economic Outlook Database, April 2008

- Poderes caloríficos de los combustibles

Tabla 8.4 Poderes Caloríficos de los Combustibles

Combustible	Unidad	Poder Calorífico
Petr. Crudo Nacional	kcal/Kg	10,963
Petr. Crudo Importado	kcal/Kg	10,860
Petr. Combustible 5	kcal/Kg	10,500
Petr. Combustible Ifo 180	kcal/Kg	10,500
Petr. Combustible 6	kcal/Kg	10,500
Nafta	kcal/Kg	11,500
Gas Licuado	kcal/Kg	12,100
Gasolina Automoviles	kcal/Kg	11,200
Gasolina Aviacion	kcal/Kg	11,400
Kerosene Aviacion	kcal/Kg	11,100
Kerosene	kcal/Kg	11,100
Diesel	kcal/Kg	10,900
Gas Natural Procesado	kcal/m3	9,341
Leña	kcal/Kg	3,500
Carbon	kcal/Kg	7,000
Coque	kcal/Kg	7,000
Biogas	kcal/m3	4,000
Gas De Refineria	kcal/m3	4,260
Electricidad	kcal/kWh	860

Fuente: Balance de Energía de la CNE (2009)

- Factores de Emisión de CO₂

Tabla 8.5 Factores de Emisión

Combustible	FE tCO ₂ e/TJ
Alquitrán	80.3
Carbón Sub Bituminoso	93.4
Carbón Bituminoso	93.4
Coque	93.4
Gas Alto Horno	240.2
Gas Corriente	98.4
Gas Licuado	63.2
Gas Natural	56
Gas Refinería	66.8
Gasolina	69
Gasolina Aviación	69
Kerosene	71.5
Kerosene Aviación	71.2
Lena	106.2
Metanol	73
Nafta	73
Petróleo Diesel	73.7
Petróleo N5	77
Petróleo N6	77

Fuente: IPCC (2007)

Anexo III. Modelación del Sistema Eléctrico

III.1 Proyección de Demanda Eléctrica

En el presente capítulo se presenta la metodología y cálculo del consumo energético del sector generación de electricidad realizada por POCH el cual es el que se utiliza para modelar el escenario base que también servirá para los escenarios de mitigación propuestos los cuáles son a la vez desagregados y analizados por sistema eléctrico.

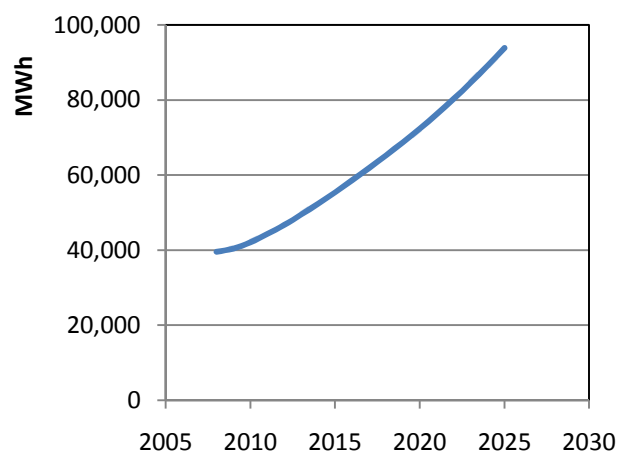
III.1.1 Modelo de Proyección

La proyección del nivel de la demanda energética nacional se basa principalmente en los datos publicados por CNE en sus respectivos informes definitivos de precio Nudo para los sistemas SIC y SING (CNE 2009a; CNE 2009b). Hasta el año 2019 se utilizan los datos contenidos en la previsión de ventas anuales del informe de precio de nudo de los respectivos sistemas eléctricos. A través de una solicitud formal realizada por la CNE a cada una de las distintas empresas distribuidoras de electricidad en Chile, POCH obtienen datos reales de detalle mensual respecto de todos los consumos de sus clientes, lo que constituye la base para las proyecciones de los consumos regulados en cada barra de retiro de electricidad. De la misma manera, se solicita a las empresas generadoras de electricidad, los consumos reales de los clientes libres y una proyección de consumo hasta el año 2013, para las mismas barras de retiro. Basándose en la información antes descrita y en el comportamiento histórico de la demanda eléctrica, se realizan las proyecciones futuras hasta el año 2020. A partir del año 2020 la proyección de la demanda se basa en la tasa de crecimiento observada en la proyección de la CNE del último año, la cual se mantiene fija para determinar la demanda futura y completar el horizonte de tiempo.

III.1.2 Resultados

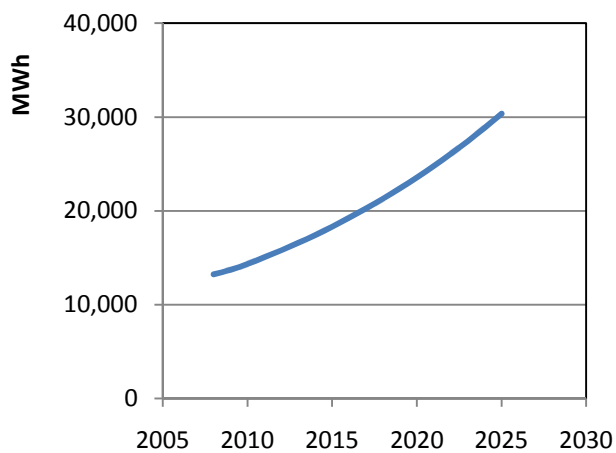
En base a los explicitado anteriormente y la información presentada en las referencias citadas (CNE), se utilizan los datos de energía demandada para los sistemas eléctricos chilenos mostrados en la Figura 8.1, Figura 8.2, Figura 8.3 y la Figura 8.4. La Figura 8.5 muestra la agregación de los cuatro sistemas descritos en las tablas anteriores.

Figura 8.1 Proyección de la demanda eléctrica SIC



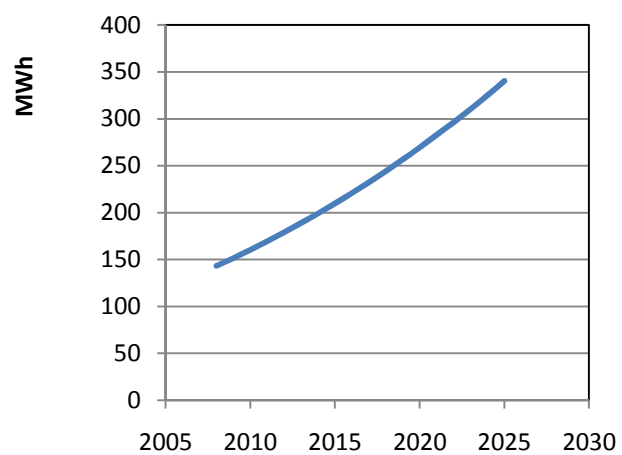
Fuente: (CNE 2009a)

Figura 8.2 Proyección de la demanda eléctrica SING



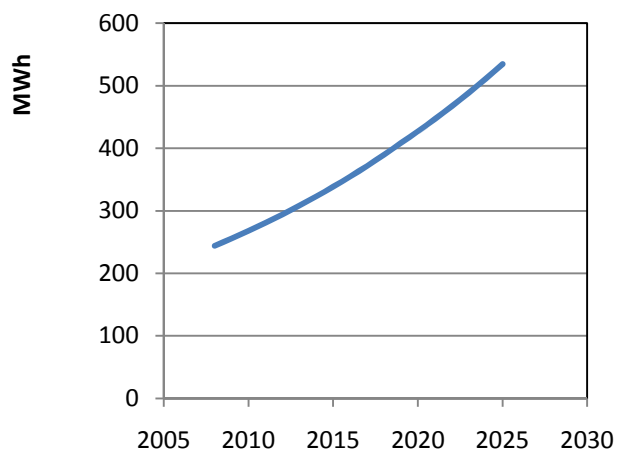
Fuente: (CNE 2009b)

Figura 8.3 Proyección de la demanda eléctrica Aysén



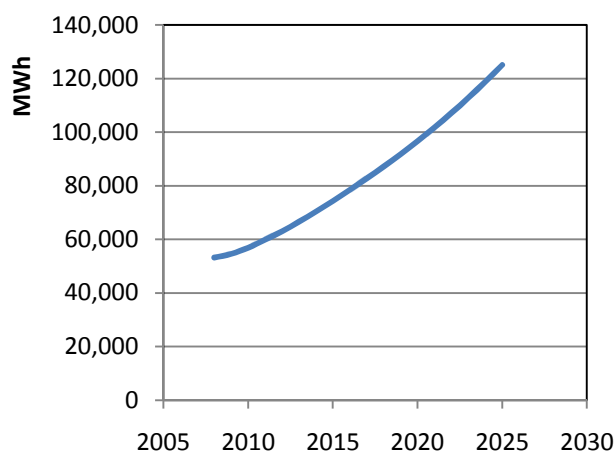
Fuente: CNE

Figura 8.4 Proyección de la demanda eléctrica Magallanes



Fuente: CNE

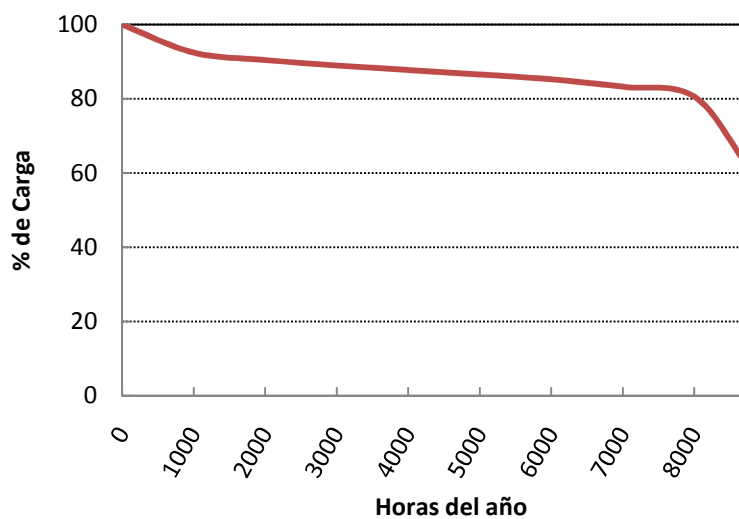
Figura 8.5 Proyección de la demanda eléctrica Nacional



Fuente: CNE

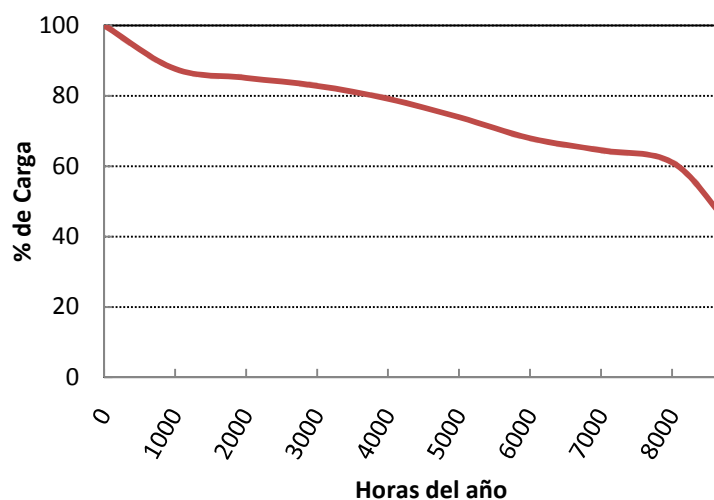
Adicionalmente es posible observar las curvas de carga representativas de los dos sistemas principales del país, vale decir, SING y SIC.

Figura 8.6 Curva de carga para el SING 2008



Fuente: Elaboración Propia en base a generación horaria 2008 de CDEC-SING

Figura 8.7 Curva de carga para el SIC



Fuente: Elaboración Propia en base a generación horaria 2008 de CDEC-SIC

III.2 Configuración del Parque Generador

Una vez estimada la proyección de energía en cada uno de los sistemas eléctricos, es necesario cubrir el consumo a través de la oferta de energía eléctrica, lo que se traduce en el diseño de un parque generador capaz de satisfacer dicha demanda. A partir de este, es posible identificar los consumos energéticos asociados a la operación.

Este parque generador y su expansión se construye en base a lo especificado en el plan de obras en construcción y obras recomendadas a partir de la información especificada en los respectivos informes definitivos de Precio Nudo entregados por la CNE para el SIC y el SING (CNE 2009a; CNE 2009b), y las “Proyecciones de los Estudios de Valorización, Expansión y Tarificación de Sistemas Medianos de Aysén y Magallanes”, cuya información incluye datos hasta el año 2019. De estos se selecciona el grupo de proyectos que cubran la demanda de manera segura y que minimizan el valor presente de la inversión, costos fijos y variables, mantenimiento, costo de falla y valor residual de las instalaciones.

En la Tabla 8.6 y la Tabla 8.7 es posible apreciar la configuración en capacidad instalada para los principales sistemas eléctricos del país, vale decir, Sistema interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). En estas tablas es posible apreciar que para el SIC, la matriz energética posee una alta diversificación encontrándose dividida en aproximadamente un 49% de capacidad hidráulica instalada, un 49% en tecnologías térmicas y un restante 2% en capacidad instalada en energías renovables no convencionales, sumando un total de 10.150 MW de capacidad instalada total. Por otra parte, el SING muestra una diversificación muy baja, encontrándose casi la totalidad de la capacidad instalada concentrada en generación térmica y mostrando una muy baja fracción de capacidad en generación hidráulica. Estas tecnologías suman una capacidad total instalada de 3.555 MW.

Tabla 8.6 Capacidad Instalada por Tecnología para SIC - abril 2009

Tecnología	MW	%
Embalse	3,393	33.4%
Pasada	1,516	14.9%
Diesel TG	1,734	17.1%
Diesel CC	1,978	19.5%
Diesel CA	550	5.4%
Carbonera	796	7.8%
Biomasa	173	1.7%
Eólica	18	0.2%
Total	10,159	100%

Fuente: (CNE 2009a)

Tabla 8.7 Capacidad Instalada por Tecnología para SING - abril 2009

Tecnología	MW	%
Pasada	13	0.4%
Diesel TG	333	9.4%
Diesel CC	1,441	40.5%
Carbonera	1,136	31.9%
GNL CC	633	17.8%
Total	3,555	100%

Fuente: (CNE 2009b)

A continuación se presenta el detalla para los sub - sistemas constituyentes del sistema eléctrico nacional.

III.2.1 El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El SING está constituido por el conjunto de centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas que abastecen los consumos eléctricos ubicados en las regiones I y II del país, desde Arica por el norte hasta la localidad de Coloso por el sur. La capacidad instalada es 99,6% de origen térmico y alcanza a 3,555 MW a abril del 2009. Aproximadamente, el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios. El resto del consumo, está concentrado en las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios.

Al poseer este sistema una presencia casi absoluta de sistemas térmicos, el consumo de combustible se encuentra concentrado en combustibles fósiles como el carbón, petróleo Diesel y Gas natural licuado.

Tabla 8.8 Capacidad Instalada por combustible SING – Abril 2009

Combustible	MW	%
Licor Negro-Petróleo N°6	1,173	32.9%
Carbón Bituminoso	633	17.7%
Gas Natural	1,750	49%
Total Combustibles	3,556	99.6%
Otros recursos no combustibles		
Hidráulica	12.7	0.36%
Total Otros	13	0.36%
Total	3,569	100%

Fuente: (CNE 2009b)

III.2.2 El Sistema Interconectado Central (SIC)

El SIC abastece la zona central del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La distancia entre ambas localidades es de aproximadamente 2.100km. La potencia instalada es principalmente hidroeléctrica (48 %), con un 50 % para sistemas térmicos convencionales y un 2 % Eólico y alcanza a 10,159 MW a abril del 2009. Más del 90% de la población del país se abastece desde este sistema eléctrico y a diferencia del SING, el SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (60% del total).

Tabla 8.9 Capacidad Instalada por combustible SIC – Abril 2009

Combustible	MW	%
Licor Negro-Petróleo N°6	172	1.7%
Carbón Bituminoso	841	8.3%
Gas Natural	185	1.8%
Petróleo Diesel	3,904	38.5%
Total Combustibles	5,102	50.3%
Otros recursos no combustibles		
Hidráulica	4,990	49.2%
Eólica	60	0.6%
Geotérmica	0	0%
Total Otros	5,050.40	49.7%
Total	10,152.20	100%

Fuente: (CNE 2009a)

III.2.3 El Sistema Eléctrico de Aysén

Ubicado en la zona sur, el sistema de Aysén cuenta con una potencia de 50,5 MW a diciembre de 2008, con una combinación termo-hidráulica balanceada. Constituido en un 55 % por centrales térmicas convencionales, 41 % hidroelectricidad y 4 % en energías renovables. Opera en él una sola empresa, EDELAYSEN S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 20.000 clientes.

Tabla 8.10 Capacidad Instalada de Generación de Aysén

	MW	%
Térmica	28	55.0%
Hidroeléctrica	21	41.0%
Renovable	2	4.0%
Total	50.5	100%

Fuente: (CNE 2008b)

III.2.4 El Sistema Eléctrico de Magallanes

El Sistema de Magallanes está constituido por tres subsistemas eléctricos: Los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir, en la XII Región. La potencia total alcanzada a diciembre de 2008 fue de 98,7 MW. Opera en estos sistemas una sola empresa, EDELMAG S.A quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 46.000 clientes(CNE 2008).

Tabla 8.11 Capacidad Instalada de Generación de Magallanes

	MW	%
Gas Natural	84.5	85.6%
Diesel	14.2	14.4%
Total	98.7	100%

Fuente: (CNE 2008b)

III.3 Tecnologías de Generación Eléctrica

El sistema eléctrico chileno posee una variada gama de tecnologías de generación, tanto en su parque de generación existente, como en el parque proyectado a futuro en los planes de obras propuestos por la CNE en sus informes definitivos de precio nudo para los dos sistemas principales del país (CNE 2009a; CNE 2009b). A continuación se presenta una breve descripción de las tecnologías consideradas para el presente estudio incluyendo estadísticas y datos de relevancia para cada una de las tecnologías en cuestión. Cabe

mencionar que no solo se mostraran las tecnologías existentes, si no que aquellas con las cuales se pretende realizar la futura expansión del parque bajo diferentes supuestos de operación y expansión, los cuales serán tratados posteriormente.

En la Tabla 8.12 es posible observar los parámetros más relevantes en el presente análisis para las diferentes tecnologías estudiadas, con especial énfasis en el costo de inversión expresado en USD/kW instalado y el factor de planta promedio de la tecnología. Se presenta un costo en el presente y un costo de inversión proyecto al año 2030 y el factor de planta expresado en porcentaje. Así mismo, se presentan las referencias de respaldo para los valores mostrados en la tabla. Es importante mencionar que para el caso de las tecnologías con más de una referencia en alguno de sus parámetros, se presenta el valor promedio entre todas las fuentes que se consideraron relevantes para la tecnología en cuestión. Las tecnologías en particular serán discutidas en detalle a continuación.

Tabla 8.12 Resumen parámetros de análisis para las tecnologías de expansión

Tecnología	Inversión								Operación								
	Presente			Proyección			Presente		Costo O&M		Costo Var		Consumo Específico			Vida Útil	
	Costo de Inversión			Costo de Inversión			Factor de Planta										
USD/kW	Año	Ref.	USD/kW	Año	Ref.	%	Ref.	USD/kW-año	Ref.	USD/MWh	Ref.	Valor	Unidad	Ref.	Años	Ref.	
ERNC																	
Mini Hidraulica	2,500	2005	[5]	2,200	2030	[5]	62	[1], [6]	8.8	[12]	5	[1]	-	-	-	45	[13]
Geotermica	3,517	2009	[2]	3,325	2030	[5], [3]	84	[2]	119	[2]	2	[1]	-	-	-	40	[1]
Eólica	1,629	2009	[3], [4]	1,300	2030	[3], [1]	28	[4]	32	[11]	7.7	[1]	-	-	-	20	[1]
Biomasa Co firing	679	2008	[1], [5]	+			35	[5]	75		56.26	[11]	8.10	m3 st/MWh	[12]	40	[1]
Biomasa BIGCC	5,245	2009	[1]	1,852	2030	[9]	45	[5]	75		56.26	[11]	8.10	m3 st/MWh	[12]	40	[1]
Solar-Th	4,788	2008	[1], [2], [3], [8]	1,900	2030	[3]	29	[2]	19		4.45	[1]	-	-	-	25	[1]
Solar-PV	4,296	2005	[1][3]	2,267	2030	[5], [3]	21	[8]	19		4.45	[1]	-	-	-	25	[1]
Mareomotriz	8,500	2009	[1]	3,750	2030	[5]	28	[2]	204	[10]	17.5	[1]	-	-	-	20	[1]
Convencional																	
Embalse	2,000	2009	[1]	2,600	2030	[3]	54	[1], [6]	8.8	[10]	5	[1]	-	-	-	45	[1]
Pasada	2,500	2009	[1]	3,100	2030	c.p.	62	[1], [6]	8.8	[10]	5	[1]	-	-	-	45	[1]
Carbon CIF	1,260	2005	[4]	+			85	[1]	19	[2]	38.84	[11]	0.37	ton/MWh	[12]	35	[1]
Carbon CP	1,358	2005	[4]	+			85	[1]	19	[2]	38.84	[11]	0.37	ton/MWh	[12]	35	[1]
Carbon CCIG	1,499	2005	[4]	+			85	[1]	19	[2]	38.84	[11]	0.37	ton/MWh	[12]	35	[1]
CCGNL	930	2008	[2]	+			70	[2]	11	[2]	86.9	[11]	6.73	Mbtu/MWh	[12]	25	[1]
Nuclear	3,967	2008	[5]	2,261	2030	[1]	90	[2]	50	[2]	14.1	[1]	0.04	lb/MWh	[12]	40	[1]
Diesel	500	2009	[1]	+			85	[1]	19	[9]	96	[15]	0.23	m3/MWh	[12]	25	[1]
CCS	750	2010	[2]	600	2050	[5]			19	[2]	42.48	[14]	0.40	ton/MWh	[14]	35	[1]
Referencias																	
[1]	(Borregaard 2009a)	[5]	(IEA 2008a)		[9]	Suposición propia en base a [2]			[13]	Suposición propia en base a [1]							
[2]	(NREL 2009)	[6]	(PROGEA 2008)		[10]	(Borregaard and Katz 2009b)			[14]	Consumo carbón x 1,094							
[3]	(IEA 2008b)	[7]	(PRIEN and NEIM 2008b)		[11]	(CNE 2009a)			[15]	Elaboración propia ICCP, ITD							
[4]	(IEA 2005)	[8]	(NREL 1997)		[12]	Estimación propia en base a [11]			[16]	Elaboración propia en base a (de Carvalho and Sauer 2009)							

III.3.1 Generación térmica convencional

En primera instancia, al considerar las alternativas de generación disponibles, es posible destacar a los sistemas de generación en base a procesos térmicos o generación térmica. Hoy en día, la expansión de la matriz energética chilena se ha planteado en base a estas tecnologías, en específico, utilizando carbón como combustible. Esto puede afirmarse gracias a que el costo de expansión del sistema hoy en día está dictado por la tecnología más eficiente económicamente en términos económicos, vale decir, la energía proveniente del carbón (CNE 2009a; CNE 2009b).

En términos de comprender las diferentes implicancias asociadas a cada tipo de generación es importante discutir algunas consideraciones en cada uno de los casos. Dentro del mismo grupo de generación térmica descrito anteriormente se encuentra la tecnología de generación a base de gas natural, carbón y la tecnología diesel. Generalmente, debido a sus altos costos, la generación en base a diesel representa solo una pequeña porción de la oferta funcionando principalmente en horas de punta. Actualmente, debido a la falta de suministro de gas natural, el diesel ha tenido que penetrar como una generación de base en el sistema chileno, encareciendo los costos de generación de electricidad para todo el sistema. Es importante volver a destacar, que debido a su rápida construcción y bajos costos de inversión en comparación a otras alternativas como la hidráulica, la generación térmica es considerada como la tecnología de expansión del sistema. Por esta razón es que, tal como se verá posteriormente, se observa una alta predominancia de sistemas térmicos, tanto en el SIC como en el SING. Según el informe de costos de generación eléctrica de la IEA, los costos de inversión para la generación térmica convencional fluctúa entre los 400 – 1700 [USD/kW] (OECD/IEA 2008). Costos adicionales pueden ser observados en el caso de ser necesaria la implementación de instalaciones anexas tales como puertos de descarga para combustibles, entre otros.

A continuación se presenta una justificación en base a una revisión bibliográfica del cómo se seleccionaron los valores más importantes para los parámetros de esta tecnología, vale decir, el costo de inversión presente y futuro y el factor de planta de cada una de las tecnologías pertenecientes a esta categorización.

III.3.1.1 Carbón

Tal como se menciona, el carbón representa la tecnología de expansión según la tendencia actual. Esta tecnología posee una variada gama de sub tipos los cuales se encuentran operando en la actualidad en el sistema, así mismo según lo establecido en el informe técnico definitivo de fijación de precio nudo SIC abril 2009 (CNE 2009a), la expansión en base a carbón se dará principalmente en las tecnologías del tipo carbón pulverizado (CP) y del tipo Lecho Fluidizado (CIF). Se presentan los resultados de la

revisión bibliográfica para los parámetros de inversión y factor de planta para la tecnología carbonera.

Inversión

El estudio *Energy Technology Perspectives* establece un rango para el costo de inversión entre 800-2.600 USD/kW (IEA 2008a) [p.254], mientras que en su análisis de *Projected Costs of Generating Electricity* se establece un costo de inversión, a partir de 27 muestras, en el rango de 719-2347 USD/kW para este tipo de tecnología donde el promedio resulta ser 1.312,03 con una desviación estándar de 315,35. Dentro de las 27 muestras se incluyen 4 centrales IGCC con un rango de costos de inversión de 1.373-1.936 USD/kW, promediando 1.597,75 USD/kW con una desviación estándar de 278,45. Además, dentro de esas 4 centrales IGCC se encuentra una central con tecnología CCS la cual presenta costos de inversión de 1.716 USD/kW (IEA 2005)[p.49].

En cuanto a referencias nacionales se tienen el Informe de precio nudo de la CNE con un valor de 2.300 USD/kW (CNE, 2009a) [p.54], el estudio Opciones para la Matriz Energética Chilena con un rango de 1.300-1.500 USD/kW (Borregaard and Katz 2009b)[p.43] obtenidos en base al Informe de precio nudo de la CNE 2007 y por último, el estudio de escenarios energéticos con los valores presentados en la Tabla 8.13 basados en los estudios *Energy Technology Perspectives* y *Projected Costs of Generating Electricity*.

Tabla 8.13 Costos de inversión para la tecnología Carbón (USD/kW)

CP	CP+CCS	IGCC	IGCC+CCS
1,764	2,236	1,367	1,842

Fuente: (Borregaard 2009a)

Finalmente, se seleccionan valores de inversión dependiendo de la sub tecnología observada dentro del carbón. Estos valores fueron obtenidos del estudio *Energy Technology Perspective* (IEA 2008a) y pueden ser observados en la Tabla 8.14.

Tabla 8.14 Costos de inversión elegidos para la tecnología Carbón (USD/kW)

Carbón CIF	Carbón CP	Carbón IGCC
1,260	1,358	1,499

Fuente: (IEA 2008a)

Dado que esta tecnología se considera una tecnología establecida, no se proyecta una evolución de los costos hacia el futuro, manteniendo los costos anteriormente presentados constantes en el tiempo.

Factor de Planta

A partir de lo establecido por el World Energy Council (World Energy Council 2004) [p.52] se obtienen valores para los factores de planta provenientes de una localidad desde dos referencias distintas, las cuales son citadas por el WEC. El año de sus fuentes es el año

1999, entre las cuales se encuentra el National Renewable Energy Laboratory (NREL), mostrándose un valor de 60% para la tecnología carbonera. Finalmente el WEC muestra un valor promedio para el factor de planta de un 65%

Por otra parte, como referencia nacional se tiene el estudio de escenarios referenciado al estudio *Projected Costs of Generating Electricity*. El valor contenido en esta referencia es 85% (Borregaard 2009a) [anexo 5].

Finalmente en consideración a la realidad nacional y a lo indicado en las referencias anteriormente descritas se elige como factor de planta típico uno de 85%.

Otros Parámetros

Adicionalmente a los parámetros de mayor importancia, mencionados anteriormente, es necesario mencionar otros parámetros menos relevantes, pero necesarios para la estimación de la operación de la tecnología a carbón. Estos valores pueden observarse en la Tabla 8.15. Estos valores provienen principalmente del estudio de escenarios energéticos (Borregaard 2009a), la información proporcionada por CNE y cálculos propios en base a dicha información.

Tabla 8.15 Otros parámetros tecnología carbonera

Parámetro	Unidad	Valor
Costo de O&M	USD/kW	19
Costos Variables	USD/MWh	38.8
Vida útil	Años	35

III.3.1.2 Ciclo combinado Gas Natural Licuado

Si bien en el pasado la tecnología de ciclo combinado (CC) a gas natural representó la alternativa de expansión gracias a los bajos costos del gas natural argentino, hoy en día esa opción ya no existe. Sin embargo, debido a la llegada de gas natural licuado al país, se espera un recambio de generación nuevamente hacia la generación en base a GNL, lo cual hace que esta tecnología se convierta en un actor relevante en el futuro energético del país

Se presentan los resultados de la revisión bibliográfica para los parámetros de inversión y factor de planta para la tecnología en base a Gas Natural

Inversión

El estudio *Energy Technology Perspectives* establece un rango para el costo de inversión de 400-1,500 USD/kW (IEA 2008a) [p.254] mientras que en su análisis de costo de generación se establece un costo de inversión para 22 centrales CCGT en el rango de 364-

1,292 USD/kW (IEA 2005) [p.50] con un promedio de 652 USD/kW y una desviación estándar de 215.5 USD/kW. Además, en el estudio mencionado se otorgan costos de inversión para una central CT y tres centrales CCGT reacondicionadas cuyos valores son 459, 500, 650 y 1,100 USD/kW respectivamente.

Entre las referencias nacionales encontramos el Informe Técnico Definitivo CNE 2009 el cual entrega la inversión total y la capacidad instalada de una central CCGT tipo, con ellos es posible calcular un costo de inversión de 750 USD/kW (CNE 2009a)[p.41]. Otra referencia nacional es el estudio de Opciones para la Matriz energética chilena que aporta el costo de inversión de una central CCGT igual a 690 USD/kW (Borregaard and Katz 2009b)[p.43]. Finalmente, entre las fuentes nacionales encontramos el estudio de escenarios con valores 1,700, 568 y 998 USD/kW para centrales CA, CCGT y CCGT+CCS respectivamente (Borregaard 2009a)[Anexo 5].

En función de lo anterior, finalmente se elige un valor de 930 USD/kW estipulado por NREL en su reporte 2009 (NREL 2009). Debido a que esta tecnología se considera como una tecnología establecida, no se considera una evolución del costo a futuro.

Factor de Planta

En base a lo indicado por WEC, se obtienen los factores de planta provenientes de dos referencias. Los años de sus fuentes son el año 2000 y el año 2002, siendo NREL la fuente del año 2000 con un 80% de factor de planta. En conjunto, ambas referencias promedian un valor 77.5% con una desviación estándar de 3,53 (World Energy Council 2004) [p.52]. Por otro lado NREL en su reporte del año 2009 indica un valor para este parámetro igual a un 70 % (NREL 2009).

Por su parte, el estudio de escenarios indica que el factor de planta para la tecnología de gas natural es 90% (Borregaard 2009a) [Anexo 5]. Finalmente se opta por un valor para el factor de planta de esta tecnología igual a un 70%, indicado por NREL.

Otros Parámetros

Adicionalmente a los parámetros de mayor importancia, mencionados anteriormente, es necesario mencionar otros parámetros menos relevantes, pero necesarios para la estimación de la operación de la tecnología a gas natural. Estos valores pueden observarse en la Tabla 8.16. Estos valores provienen principalmente del estudio de escenarios energéticos (Borregaard 2009a), la información proporcionada por CNE y cálculos propios en base a dicha información.

Tabla 8.16 Otros parámetros tecnología a gas natural

Parámetro	Unidad	Valor
Costo de O&M	USD/kW	11
Costos Variables	USD/MWh	86.9
Vida útil	Años	25

III.3.1.3 Diesel

La tecnología Diesel ha representado una parte fundamental de la operación del sistema hasta la fecha. Debido a la capacidad de las centrales de ciclo combinado de operar tanto con Diesel como con Gas natural, el derivado del petróleo a representado la alternativa de abastecimiento de la demanda por energía eléctrica hasta la fecha. Sin embargo esta situación no se mantendrá en el tiempo debido a la llegada del GNL al país. Es por esto, que la tecnología Diesel de interés está representada por las turbinas de reacción en base a diesel, las cuales cumplen labores de abastecimiento durante los horarios de punta del sistema. De esta forma, se presentan los resultados de la revisión bibliográfica para los parámetros de inversión y factor de planta para la tecnología de turbina a reacción a base de Diesel.

Inversión

El costo de inversión de la tecnología Diesel queda determinado por el estudio de escenarios (Borregaard 2009a)[Anexo 5] y el estudio de Opciones para la Matriz energética chilena (Borregaard and Katz 2009b)[p.43]. Ambas referencias indican un valor de 500 USD/kW . Se selecciona un valor de inversión igual a 500 USD/kW según el Estudio de Escenarios 2009 (Borregaard 2009a) debido a su concordancia con la realidad nacional existente en la actualidad.

Factor de Planta

El factor de planta para esta tecnología queda determinado por el estudio de escenarios con un valor de 85% (Borregaard 2009a)[Anexo 5] utilizando como fuente al estudio *Projected Costs of Generating Electricity* (IEA 2005).

Otros Parámetros

Adicionalmente a los parámetros de mayor importancia, mencionados anteriormente, es necesario mencionar otros parámetros menos relevantes, pero necesarios para la estimación de la operación de la tecnología a diesel. Estos valores pueden observarse en la Tabla 8.17. Estos valores provienen principalmente del estudio de escenarios energéticos (Borregaard 2009a), la información proporcionada por CNE y cálculos propios en base a dicha información.

Tabla 8.17 Otros parámetros tecnología a diesel

Parámetro	Unidad	Valor
Costo de O&M	USD/kW	29
Costos Variables	USD/MWh	96
Vida útil	Años	25

III.3.1.4 Nuclear

Si bien la energía nuclear, debido a sus requerimientos tecnológicos, económicos, de capital humano especializado y de institucionalidad y legislación, no se proyecta ser instalada antes del año 2025, es de interés estudiar su efecto en un modelo de planificación energética. Por esta razón se presentan los resultados de la revisión bibliográfica para los parámetros de inversión y factor de planta para la tecnología nuclear.

Inversión

El estudio *Energy Technology Perspectives* establece un rango para el costo de inversión de 1,800-4,100 USD/kW (IEA 2008a) [p.291] con un promedio de 3,000 USD/kW y desviación estándar 746.99. Por otro lado, en su análisis de costo de generación se establece un costo de inversión para 13 centrales en el rango de 1,074-2,510 USD/kW (IEA 2005) [p.50] con un promedio de 1,688.53 USD/kW y una desviación estándar de 419.79.

El estudio de escenarios se presenta como referencia nacional con los valores de las sub - tecnologías III+ y IV los cuales se muestran en la Tabla 8.18. Esta fuente se apoya en el estudio *Energy Technology Perspectives*.

Tabla 8.18 Costos de inversión para la Tecnología Nuclear (USD/kW)

Sub tecnología	Presente	2025
III+	1688,5	2261
IV	2500	

Fuente: (Borregaard 2009a)

Se considera el valor de 3,967 USD/kW costo de inversión, siendo este el promedio de los estudios *Energy Technology Perspective*, NREL 2009. Por otro lado el costo proyectado 2,631 es el promedio de lo observado en el Estudios de escenarios 2008 y en el estudio de Perspectivas Tecnológicas.

Factor de Planta

Desde fuente WEC se obtienen los factores de potencia provenientes de 6 localidades diferentes desde distintas referencias. 3 referencias son del año 1997 y las 3 restantes de los años 2001-2002. Las referencias son de carácter oficial. Los valores entre centrales no varían mayormente, promedian 82.83% con una desviación estándar de 5.03 (World Energy Council 2004) [p.39,52].

El estudio de escenarios se presenta como referencia nacional para el factor de potencia con el valor 85% (Borregaard 2009a)[Anexo 5]. Esta fuente se apoya en el estudio *Energy Technology Perspectives*.

Se selecciona finalmente el valor para el factor de planta de 90% mencionado en el informe de NREL 2009

Otros Parámetros

Adicionalmente a los parámetros de mayor importancia, mencionados anteriormente, es necesario mencionar otros parámetros menos relevantes, pero necesarios para la estimación de la operación de la tecnología nuclear. Estos valores pueden observarse en la Tabla 8.19. Estos valores provienen principalmente del estudio de escenarios energéticos (Borregaard 2009a)

Tabla 8.19 Otros parámetros tecnología Nuclear

Parámetro	Unidad	Valor
Costo de O&M	USD/kW	50
Costos Variables	USD/MWh	14
Vida útil	Años	40

III.3.2 Generación Hidráulica

Chile posee un recurso hídrico importante, siendo esta alternativa de generación ampliamente utilizada, sobre todo en la generación proveniente de la zona central y sur. La energía hidráulica, en especial, la gran hidroelectricidad, posee costos de inversión elevados, constituyendo en general obras civiles de gran envergadura. Si bien esta energía puede presentar altos costos de inversión, debido al conocimiento estadístico de la hidrología chilena, suele ser despachada como energía de base en el sistema, debido a su bajo costo de operación (en relación a otras alternativas), estando por lo general el costo de generación bajo el costo de expansión del sistema (OECD/IEA 2008). Dentro de este tipo de tecnología pueden ser consideradas las grandes centrales de embalse, las centrales de pasada y las centrales en serie. Cabe destacar que ciertos tipos de centrales de pasada de menor tamaño (menores a 20 MW) son consideradas no sólo como generación del tipo renovables no convencional (ERNC), pese a estar dentro de la misma grupo tecnológico que el resto de las centrales anteriormente mencionadas.

III.3.2.1 Hidráulica de Embalse

La tecnología hidráulica de embalse representa un bloque importante en la capacidad instalada en el sistema, alcanzando un valor de capacidad instalada igual a 3,393.4 MW de

capacidad instalada en el SIC. Debido a sus características cumple funciones tanto de generación de base como generación de punta, representando la fuente de energía menos costosa en el largo plazo en el sistema. Se presentan los resultados de la revisión bibliográfica para los parámetros de inversión y factor de planta para la tecnología embalse.

Inversión

Según el WEO (IEA 2008b) [p.165], los costos de inversión de una central de embalse pueden encontrarse en diferentes rangos según el año de proyección para los costos. Estos valores pueden observarse en la Tabla 8.20.

Tabla 8.20 Proyección de costos de inversión tecnología embalse según (IEA 2008b) unidad: USD/kW

2006	2015	2030
2,200-3,000	2,200-2,900	2,300-2,900

Fuente: (IEA 2008b)

Así mismo, de la misma forma que lo anterior, la IEA en su informe Energy Technology Perspective (IEA 2008a) [pp.391,400], se observa que los costos de inversión para esta tecnología pueden desarrollarse en el tiempo tal como indica la Tabla 8.21

Tabla 8.21 Proyección de costos de inversión tecnología embalse (IEA 2008a) según unidad: USD/kW

2005	2050	2050
1,000-2,400	1,000-5,500	1,000-5,100

Así mismo si se considera un rango de vida útil de 30 a 60 años con una capacidad de 120 MW según el estudio de *Projected Cost of Generating Electricity* (IEA 2005) [p.56] muestra que el costo para una central puede ser de 1,541 USD/kW.

Lo anterior puede contrastarse con la información mostrada por la CNE en su informe definitivo de precio nudo SIC abril 2009 (CNE, 2009a)[p.63] donde se muestra que para proyectos hidráulicos de expansión el costo de inversión puede ser de 1,700-2,000 US\$/kW. De la misma forma en el estudio de (Borregaard and Katz 2009b)[p.63] se establece un valor de 1,163 USD/kW y finalmente considerando el estudio de escenarios 2030 , se establece un valor al año 2030 de 3,200 USD/kW partiendo de un valor de 2,000 USD/kW en el año 2009 (Borregaard 2009a).

Finalmente se selecciona como valor para el costo de inversión de esta tecnología un costo de 2,000 USD/kW tal como se indica en el Estudio de Escenarios 2009 (Borregaard 2009a). Así mismo, la proyección del costo de inversión se establece en un valor de 2600 USD/kW. Debido a que a medida que pase el tiempo, la construcción de un gran embalse se irá volviendo más cara debido al encarecimiento de la tierra y al aumento de las exigencias ambientales asociadas a estos proyectos, estimándose que un aumento de 600

USD/kW en el costo de inversión por este concepto es aceptable. Este valor fue proporcionado por el World Energy Outlook (IEA 2008b).

Factor de Planta

Según el World Energy Council (World Energy Council 2004) [p.39] se establece que para embalses, el factor de planta se mantiene principalmente en el valor de 65% con una desviación estándar del 7,61%. La IEA en su informe sobre proyecciones de costos de la electricidad (IEA 2005) [p.57] establece para centrales de 120 MW de capacidad instalada con una vida útil de 30 – 60 años un factor de planta de un 25%. Por otro lado a nivel nacional, PROGEA (2008) [p.53] establece un valor de un 53% y finalmente el estudio de escenarios en su anexo 5 establece un factor igual a un 80%, referido este a el estudio Projected cost of Generating Electricity de la IEA del 2005 (IEA 2005).

Según lo explicado anteriormente, se establece entonces como valor para el factor de planta un factor de 54%. Este valor fue calculado en base a los datos de salida del modelo OSE 2000 disponible en la página web de la CNE. Este valor coincide con lo establecido en el informe de PROGEA (2008).

Otros Parámetros

Adicionalmente a los parámetros de mayor importancia, mencionados anteriormente, es necesario mencionar otros parámetros menos relevantes, pero necesarios para la estimación de la operación de la tecnología de embalse. Estos valores pueden observarse en la Tabla 8.22.

Tabla 8.22 Otros parámetros tecnología hidráulica de embalse

Parámetro	Unidad	Valor
Costo de O&M	USD/kW	8.8
Costos Variables	USD/MWh	5.0
Vida útil	Años	40

III.3.2.2 Hidráulica de Pasada

La generación hidráulica de pasada ha experimentado un crecimiento durante los últimos años en el sistema interconectado central. En cuando al futuro de esta tecnología se refiere, se espera una expansión sostenida durante los próximos años, tal como lo indica el informe de precio nudo de abril 2009 (CNE, 2009a), experimentando un aumento de la capacidad instalada al año 2019 esperada de 2,224 MW. A continuación se presentan los resultados de la revisión bibliográfica para los parámetros de inversión y factor de planta para la tecnología pasada.

Inversión

Según la IEA en su estudio de proyección del costo de la electricidad, se establece para centrales con vidas útiles entre los 30 y los 60 años , un valor de la inversión entre los 2,659 y los 6,985 USD/kW con un promedio de 4,635.33 (IEA 2005) [p.60].

Las referencias nacionales indican según el informe de precio nudo abril 2009 SIC (CNE, 2009a) y el Estudio de Opciones para la matriz energética (Borregaard and Katz 2009b) [p.58] que los proyectos de expansión hidráulicos de esta tecnología, el costo de inversión se encuentra en rangos entre los 965 MW- y los 1,686 MW. Así mismo el estudio de escenarios en su anexo N° 5 establece un valor inicial de 2,500 USD/kW terminando en un intervalo de 965 – 1,686 USD/kW (Borregaard 2009a).

En función de lo anterior se selecciona un costo de inversión igual a 2,500 USD/kW para el presente. En el caso de la proyección futura, a falta de información acerca de este concepto, se establece un aumento de 600 USD/kW de la misma forma que en el caso de las centrales hidráulicas anteriormente mencionadas, quedando el costo de inversión proyectado en un valor igual a 3,100 USD/kW.

Factor de Planta

Este parámetro , según el WEC (World Energy Council 2004) [p.39] se encuentra en un promedio de 47.66% utilizando datos de dos localidades, por lo que se cree que este valor podría ser mayor.

En cuanto a lo nacional se refiere, el estudio de escenarios presenta un dato igual a un 80% (Borregaard 2009a).

De esta forma finalmente se define un factor de planta igual a 62%, el cual corresponde a un cálculo propio realizado por sobre los datos de salida del OSE2000 para el modelo utilizado en el informe de precio nudo abril 2009 (CNE, 2009a), tal como se hizo en el caso de la generación en base a los embalses.

Otros Parámetros

Adicionalmente a los parámetros de mayor importancia, mencionados anteriormente, es necesario mencionar otros parámetros menos relevantes, pero necesarios para la estimación de la operación de la tecnología de pasada. Estos valores pueden observarse en la Tabla 8.23.

Tabla 8.23 Otros parámetros tecnología hidráulica de pasada

Parámetro	Unidad	Valor
Costo de O&M	USD/kW	8.8
Costos Variables	USD/MWh	5.0
Vida útil	Años	40

Fuente: (Borregaard 2009a; CNE 2009a)

III.3.3 Generación Renovable no Convencional

Si bien este grupo es variado, por lo general se caracteriza por poseer altos costos de inversión, más altos en promedio que los costos de inversión de alternativas convencionales y con una mayor incertidumbre en la operación debido su dependencia con variables ambientales o geológicas. Sin embargo, estas energías tienden a mostrar un mejor comportamiento desde un punto de vista ambiental, debido a que poseen menores factores de emisión de gases con efecto invernadero o que dada su naturaleza distribuida, muestran un impacto menos intensivo sobre el medio ambiental local donde están emplazadas. Dentro de este tipo de energía podemos considerar principalmente la generación eólica y la generación solar. Adicionalmente es posible considerar la energía geotérmica y la energía en base a biomasa. Aquí es posible destacar por ejemplo que el costo de inversión para la energía eólica bordea entre los 1000 -2000 USD/kW y en el caso solar los 2500 – 10000 USD/kW (OECD/IEA 2008) .

Cabe destacar para el caso de la generación eólica que se considera sólo sistemas de generación terrestres, dejando fuera del estudio parques del tipo marítimo. Sin embargo se mostrarán valores para esta tecnología.

Para el caso de la generación solar se consideran tecnologías de generación del tipo fotovoltaica y del tipo térmico por concentración de calor, ya que ambas podrían tener posibilidades futuras de inclusión en la matriz energética.

La generación geotérmica puede mostrar un costo de inversión unitario por sobre 3500 USD/kW (OECD/IEA 2008). Cabe destacar que los planes de expansión para el SIC presentados por la CNE consideran futura expansión en esta tecnología principalmente ubicada en las regiones del Maule y del Biobío representando bloques de expansión igual a 40 MW y 25 MW.

Cabe destacar que otros tipos tecnologías pueden ser consideradas en esta sub-categoría. Entre ellas por ejemplo, encontramos la generación mini hidráulica de pasada y la generación mareomotriz.

III.3.3.1 Eólica

Según lo establecido en el plan de obras recomendado y el plan de obras en construcción presentados en el informe de precio nudo de la CNE (CNE, 2009a), la energía eólica se presenta como la alternativa más confiable para suministrar la energía proveniente de fuentes renovables que la ley N°20.257. Por esta razón el informe precio nudo abril 2009 para el SIC (CNE, 2009a) establece una capacidad instalada proyectada al año 2019 de 662.2 MW de capacidad.

Se presentan los resultados de la revisión bibliográfica para los parámetros de inversión y factor de planta para la tecnología eólica.

Inversión

Según el WEO (IEA 2008b) [p.165] el costo de inversión de la tecnología eólica puede oscilar entre los 1,800 a los 2,000 USD/kW evolucionando al año 2015 en un intervalo entre los 1,700 a los 1,900 USD/kW, y llegando a un valor entre los 1,600 – 1,800 USD/kW al años 2030. Por otra parte la misma entidad indica en su estudio denominado Energy Technology Perspective (IEA 2008a) [p.346] que al año 2005 el valor del costo de inversión de esta tecnología se encontraba entre los 1,100 y los 1,750 USD/kW. Además, el estudio Projected Cost of Generating Electricity (IEA 2005) [p.60], se establece que el costo de inversión para centrales entre los 30 kW y los 2 MW (IEA 2005) [p.53], de capacidad instalada pueden oscilar entre los 976 USD/kW y los 2,622 USD/kW, con un promedio para la tecnología de 1,278 USD/kW para sistemas terrestres y 1,994.75 USD/kW en el caso de la marítima (IEA 2005) [p.60], dependiendo de la tecnología utilizada. Un detalle de estos valores puede observarse en la Tabla 8.24.

Tabla 8.24 Costos de inversión año 2003 (USD/kW)

Tecnología	Rango	Promedio	Desviación estándar
Terrestre	976 – 1.634	1,278.86	177.04
Marina	1,637 – 2,622	1,994.75	431.78

Fuente: (IEA 2005)

Por otra parte el National Renewable Energy Laboratory establece que los generadores eólicos de eje horizontal en base a un costo de inversión al año 1996 de 1000 USD/kW evolucionara hasta un valor de 675 USD/kW al año 2010 y 635 al año 2030 (NREL 1997) [p.236]. Sin embargo la experiencia empírica muestra que estos valores se encuentran sub dimensionados en base a lo que hoy día se maneja como precio de mercado.

Al observar los valores manejados por las referencias nacionales se observa que según la CNE en su informe de precio nudo abril 2009 para el SIC establece un costo de inversión para la generación eólica terrestre de 1,800 USD/kW (CNE 2009a)[p.55]. Por otra parte según lo indicado en el estudio de opciones para la matriz eléctrica chilena (Borregaard and Katz 2009b) [p.75] y el estudio de contribución de energías renovables no

convencionales al SIC para el año 2025 (PRIEN and NEIM 2008a), el valor del costo de inversión puede ser considerado en 1,660 USD/kW. Finalmente, la referencia más actual disponible, contenida en el estudio de escenarios energéticos de la matriz chilena al año 2030 en su anexo 5 (Borregaard 2009a) establece un costo de inversión para tecnología eólica marítima y terrestre tal como se observa en la Tabla 8.25. Esta información se encuentra basada en lo explicitado por (IEA 2008a) para esta tecnología.

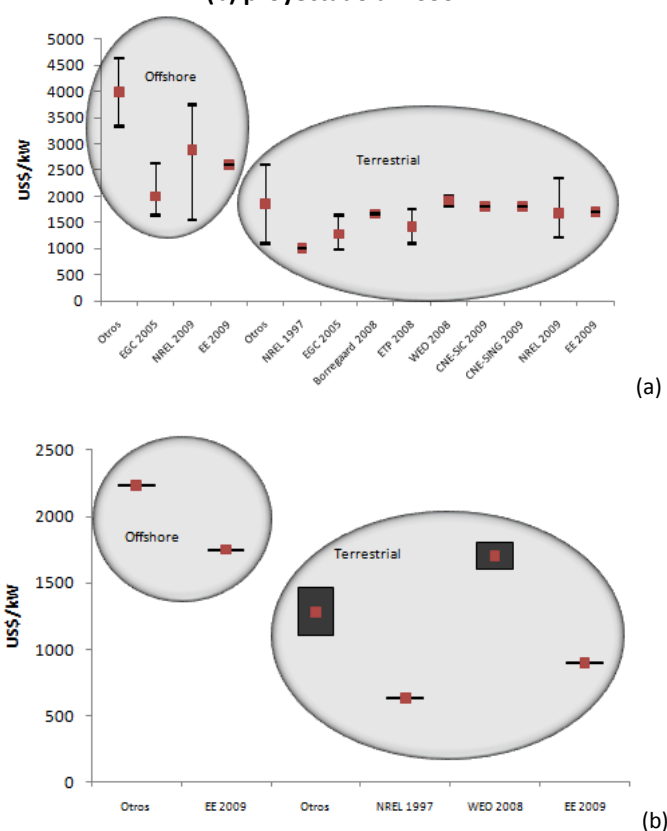
Tabla 8.25 Costos de inversión año 2003 (USD/kW)

Tecnología	2009	2015	2020	2030
Terrestre	1,707	-	900	-
Marina	2,597.5	2,250	-	1,750

Fuente: (Borregaard 2009a)

Los diferentes intervalos y promedios mencionados anteriormente pueden observarse gráficamente en la Figura 8.8

Figura 8.8 Costo de inversión según diferentes referencias para tecnología eólica: (a) Presente 2008 - 2009, (b) proyectado al 2030



Finalmente se selecciona un valor para el costo de inversión presente igual a 1.629 USD/kW, siendo este valor el promedio de los valores promedios presentados en los documentos de la IEA, World Energy Outlook 2008 y Projected Cost of Generating Energy 2005 y el documento presentado en el estudio de escenarios 2009. Por otro lado, para la proyección de costos hacia el futuro, se establece un valor de inversión de 1.300 USD/kW,

siendo este valor el promedio entre los valores promedios presentados en el World Energy Outlook 2008 y el Estudio de Escenarios 2009 (IEA 2005; IEA 2008a; Borregaard 2009a).

Factor de Planta

Según lo que se establece en el estudio Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment (World Energy Council 2004) [pp.39,52], al estudiar los factores de planta de 7 localidades se observa que con datos entre los años 1997, 2001 y 2003 se establece que un valor razonable para este parámetro de 27,33% con una desviación estándar de 5,08. Según la IEA en su estudio de costos de generación (IEA 2005) [p.54] se establece que el factor de planta puede tomar valores tal como se observa en la Tabla 8.26 para rangos de capacidad entre los 30 kW y los 2 MW de capacidad instalada (IEA 2005) [p.53].

Tabla 8.26 Factores de planta para tecnología eólica (%)

Tecnología	Rango (MW)	Promedio	Desviación estándar
Terrestre	17-38	28.2	6.1
Marina	40-45	41	4.24

Fuente: (IEA 2005)

Por otra parte, el NREL para datos referenciados entre los años 1980 y 1997 establece lo observado en la Tabla 8.27 (NREL 1997) [p.235]. El Department of Energy (DOE) del gobierno de los Estados Unidos establece en su 2008 Renewable Energy Data Book (DOE 2009)[p.14] un valor para el factor de planta oscilante entre un 27 – 43% correspondiéndose con los datos de la tabla anteriormente mencionada.

Tabla 8.27 Factor de planta para diferentes clases de viento (%)

Clase viento	2009	2010	2030
Clase 4 (promedio: 5.8 m/s)	26.6	36.2	38.3
Clase 6 (promedio: 6.7 m/s)	35.5	46.4	48.7

Fuente: (NREL 1997)

Por otra parte, en el caso de las referencias nacionales, el informe de precio nudo SIC abril 2009 (CNE 2009) [p.56] establecen factores de planta entre los 16-47 % con valores individuales para algunas localidades en particular. Dichos valores pueden observarse en la Tabla 8.28.

Tabla 8.28 Factores de planta para Coquimbo y Biobío

Localidad	Rango (MW)	Promedio	Desviación Estándar
Coquimbo	16-47	29.66	5.06
Biobío	21-37	28	10.97

Fuente: (CNE 2009a)

Por otro lado el informe de precio nudo para SING abril 2009 (CNE 2009a)[p.42] establece un valor de 30% para este parámetro. Finalmente Borregaard en su estudio de opciones para la matriz eléctrica chilena (Borregaard and Katz 2009b)[pp.73,75] en base a lo

mostrado por PRIEN and NEIM (2008a) establece este parámetro en un rango entre el 30 y el 31%. Lo anterior se corresponde con el estudio de escenarios energéticos que indica un valor de un 30% para la tecnología terrestre y un 40% para la tecnología marítima (PRIEN and NEIM 2008a).

Se selecciona como valor representativo de la tecnología, un factor de planta igual al 28% según lo establecido por el Projected Cost of Generating Electricity (IEA 2005), el cual coincide que el cálculo realizado en mediciones reales.

Otros Parámetros

Adicionalmente a los parámetros de mayor importancia, mencionados anteriormente, es necesario mencionar otros parámetros menos relevantes, pero necesarios para la estimación de la operación de la tecnología eólica. Estos valores pueden observarse en la Tabla 8.29.

Tabla 8.29 Otros parámetros tecnología eólica

Parámetro	Unidad	Valor
Costo de O&M	USD/kW	32
Costos Variables	USD/MWh	7.7
Vida útil	Años	20

Fuente: (Borregaard 2009a; CNE 2009a)

III.3.3.2 Mini Hidráulica

Uno de los mayores potenciales renovables se encuentran dentro de las centrales mini hidráulica de pasada. Sin embargo, dentro del rango de potencia que constituyen estas centrales, la CNE solo estima una capacidad instalada al año 2019 de 175.3 MW con un crecimiento de 44 MW con respecto al año 2009. Peso a lo anterior, debido a su potencial, se presentan los resultados de la revisión bibliográfica para los parámetros de inversión y factor de planta para la tecnología mini hidráulica.

Inversión

Según el estudio Energy technology perspectives de la IEA (IEA, 2008b)[p.400] se espera una proyección del costo de inversión tal como se observa en la Tabla 8.30 para la tecnología mini hidráulica.

Tabla 8.30 Proyección de costos de inversión tecnología mini hidráulica (USD/kW)

2005	2030	2050
2,500-7,000	2,200-6,500	2,000-6,000

Fuente: (IEA, 2008b)

De la misma forma, la misma entidad indica en su estudio de proyección de costos de generación eléctrica que para centrales con una vida útil en el orden de los 30 a 60 años considerando cuatro centrales, se obtiene un valor de la inversión entre los 1,602 y los 6,728 USD/kW (IEA 2005) [p.60] con un promedio de 2,271.5

Las referencias nacionales indican que calculando sobre la capacidad instalada existente y lo proyectado a futuro en el sistema chileno, específicamente en el SIC, si se consideran 8 proyectos el rango del costo de inversión es de los 1,515 USD/kW hasta los 3,428 USD/kW con un promedio de 2,027 USD/kW (CNE 2008; CNE 2009; Borregaard and Katz 2009b).

Finalmente se establece como costo de inversión un valor igual a 2,500 USD/kW lo cual es comparable a las tecnologías convencionales, puesto que si bien a este bajo nivel de potencia pueden existir economías de escala en los costos de equipamiento eléctrico, la utilización de estructuras existentes de riego y otras faenas producen ahorros que se espera compensen estos sobrecostos anteriormente mencionados. Este coincide con el valor mínimo para la tecnología expresado en el estudio Energy Technology Perspective de la IEA (IEA 2008a). Se proyecta a futuro un costo de inversión igual a 2,200 USD/kW según el mismo estudio anteriormente mencionado.

Factor de Planta

Según el Projected Cost of generating Electricity de la IEA (IEA 2005) [p.57], para centrales en el intervalo de vida útil de 30 – 60 años se espera un factor de planta de un 50%. El DOE en su informe sobre energías renovables afirma este valor, estimando el factor de planta de esta tecnología entre un 40 a un 50%.

Sin embargo, se decide finalmente establecer un factor de planta igual a 62% de la misma forma que se estableció en la tecnología hidráulica de pasada, bajo la misma metodología.

Otros Parámetros

Adicionalmente a los parámetros de mayor importancia, mencionados anteriormente, es necesario mencionar otros parámetros menos relevantes, pero necesarios para la estimación de la operación de la tecnología de mini hidráulica. Estos valores pueden observarse en la Tabla 8.31.

Tabla 8.31 Otros parámetros tecnología mini hidráulica

Parámetro	Unidad	Valor
Costo de O&M	USD/kW	8.8
Costos Variables	USD/MWh	5.0
Vida útil	Años	40

Fuente: (Borregaard 2009a; CNE 2009a)

III.3.3.3 Solar Fotovoltaica

Debido a los altos costos de inversión y a la falta de madurez de la energía solar fotovoltaica, no se espera una alta penetración de esta tecnología en el sistema. Sin embargo, debido al alto potencial del recurso solar en el país es de interés analizar los parámetros de mayor importancia para esta tecnología. Se presentan los resultados de la revisión bibliográfica para los parámetros de inversión y factor de planta para la tecnología solar fotovoltaica.

Inversión

El World Energy Outlook de la IEA establece los rangos de costos de inversión para esta tecnología (IEA 2008b) [p.165]. Dichos valores pueden verse en la Tabla 8.32.

Tabla 8.32 Proyección de costos de inversión tecnología fotovoltaica (USD/kW)

2006	2015	2030
6,400-7,500	3,500 – 4,000	2,400-3,000

Fuente: (IEA, 2008b)

Por otro lado, el Energy Technology Perspective de la IEA entre de la misma forma rangos pero en un horizonte de tiempo mayor (IEA 2008a) [p.337]. Dichos valores pueden verse en la Tabla 8.33.

Tabla 8.33 Proyección de costos de inversión tecnología fotovoltaica (USD/kW)

2006	2008	2010	2030	2050
6,250	5,000 – 5,600	3,750-4,400	2,200	1,240

Fuente: (IEA 2008a)

La IEA también establece en su estudio Projected Costs of Generating Electricity que el costo de inversión, considerando cinco centrales puede encontrarse en un rango entre los 3.363 y los 10.164 USD/kW teniendo un promedio de 5.500,4 USD/kW (IEA 2005) [p.60].

NREL por otro lado también establece sus propios rangos para este factor (NREL 1997) [cap.4.p.9,10,24]. Donde se tienen valores entre los años 1997 y 2030. Dichos valores para el costo de inversión en tecnología fotovoltaica pueden observarse en la Tabla 8.34.

Tabla 8.34 Proyección de costos de inversión tecnología fotovoltaica (USD/kW)

1997	2010	2030
9,300 – 15,500	9,100 – 10,700	3,500 – 4,100

Fuente: (NREL 1997)

Finalmente la referencia nacional está representada por el Estudio de Escenarios Energéticos la cual establece un costo de inversión al año 2009 para la tecnología fotovoltaica igual a 5.500 USD/kW y de 1.900 USD/kW (Borregaard 2009a).

Se establece un valor final para la inversión de 4,296 USD/kW, el cual corresponde al promedio de los valores presentados por el Projected Cost of Generating Electricity, el Energy Technology Perspective, el World Energy Outlook, lo mencionado por NREL en su reporte 2009 y lo mostrado en el estudio de escenarios 2009 (IEA 2005; IEA 2008a; Borregaard 2009a). El valor proyectado al 2030 para el costo de inversión es de 2,267 USD/kW. Este valor representa el promedio de lo expuesto en el Energy Technology Perspective, el World Energy Outlook y el Estudio de Escenarios 2009 (IEA 2008a; IEA 2008b; Borregaard 2009a).

Factor de Planta

El estudio de proyección de costos de generación eléctrica de la IEA establece que para sistemas con una vida útil entre 20 y 40 años el factor de planta para esta tecnología puede encontrarse en un 9 y un 24 % (IEA 2005) [p.59]. NREL por su parte establece que en una localidad con iluminación normal, el factor de planta se encuentra entre el 20.5% y el 20.7%, mientras que en una localidad con luminosidad alta el factor de planta alcanza un 26,4% (NREL 1997) [cap.4.p.9,10,23]. El Departamento de Energía (DOE) estadounidense concuerda con los valores anteriores, fijando el factor de planta de la tecnología entre un 15 y un 22% (DOE 2009) [P.14]. La referencia nacional se encuentra cercana a este valor. El estudio de escenarios energéticos al 2030 establece el factor de planta de un sistema fotovoltaico en un 24% (Borregaard 2009a).

Se selecciona como valor para el factor de planta de esta tecnología un valor de 21% proporcionado por el reporte de NREL 2009. Este valor se encuentra cercano al valor promedio de las principales referencias mencionadas al comienzo del documento y se estima como valor adecuado para la realidad nacional debido a la alta disponibilidad de energía solar que existe en Chile.

Otros Parámetros

Adicionalmente a los parámetros de mayor importancia, mencionados anteriormente, es necesario mencionar otros parámetros menos relevantes, pero necesarios para la estimación de la operación de la tecnología solar fotovoltaica. Estos valores pueden observarse en la Tabla 8.35.

Tabla 8.35 Otros parámetros tecnología solar fotovoltaica

Parámetro	Unidad	Valor
Costo de O&M	USD/kW	19
Costos Variables	USD/MWh	44.5
Vida útil	Años	25

Fuente: (Borregaard 2009a)

III.3.3.4 Termo solar

Al igual que en el caso de la tecnología solar fotovoltaica, es de interés analizar los parámetros de mayor relevancia para el caso de la tecnología termo solar. Se presentan los resultados de la revisión bibliográfica para los parámetros de inversión y factor de planta para la tecnología termo solar.

Inversión

La IEA a través de su World Energy Outlook establece los costos de inversión para tecnología concentradora solar en los valores observados en la Tabla 8.36 (IEA 2008b) [p.165].

Tabla 8.36 Proyección de costos de inversión tecnología concentradora solar (USD/kW)

2006	2015	2030
3,800 – 4,500	2,800-3,200	2,100-2,500

Fuente: (IEA, 2008b)

El estudio Energy Technology Perspectives establece un rango para el costo de inversión entre 4.000 - 9.000 USD/kW (IEA 2008a) [p.383] mientras que en su estudio sobre proyecciones de costo de generación se establece un costo de inversión de 2.775 USD/kW para este tipo de tecnología (IEA 2005) [p.60]. NREL establece también para el caso de diferentes tecnologías concentradoras de energía solar. Dicha proyección puede observarse en la Tabla 8.37 (NREL 1997) [cap.5.p.17,38,57].

Tabla 8.37 Proyección de costos de inversión tecnología concentradora solar (USD/kW)

Tecnología	1997	2010	2030
Torre Concentradora	0.365	0.605	0.523
Parabólica	0.972	0.997	0.756
Parabólica de platos	2.576	0.690	0.324

Fuente: (NREL 1997)

En las referencias nacionales se observa que Borregard (2009a) en su estudio de tecnologías para la matriz energética chilena, establece un valor de 3.000 USD/kW en base a ejemplos de centrales existentes en california (Borregaard and Katz 2009b)[p.78]. El estudio de escenarios por otro lado indicas un costo de inversión igual a 2030 USD/kW (Borregaard 2009a).

Se establece como costo de inversión un valor de 4.788 USD/kW, representando este valor el promedio del estudio sobre Proyección de costos de generación de la IEA, lo establecido en el documento sobre opciones para la matriz energética chilena de Borregaard, el World Energy Outlook del 2008, el reporte de NREL 2009, el estudio sobre Perspectivas Tecnológicas en Energía y el Estudio de Escenarios 2009 (IEA 2005; IEA 2008a; IEA 2008b; Borregaard 2009a; Borregaard and Katz 2009b). Para el caso de la

proyección se obtiene a partir del estudio de escenarios y World Energy Outlook 2009 da un valor de 1.900 USD/KW para el 2030.

Factor de Planta

NREL, para datos referenciados entre los años 1988 y 1996 establece lo observado en la Tabla 8.38 [cap.5.p.17,37,57].

Tabla 8.38 Proyección de factor de planta concentradora solar (%)

Tecnología	1997	2010	2030
Torre Concentradora	20	65	77
Parabólica	34	50	50
Parabólica de platos	12.4	50	50

Fuente: (NREL 1997)

El DOE establece un valor entre un 25% y un 75% (DOE 2009) [p.14]. Por otra parte, el valor mostrado en el estudio de escenarios se encuentra por debajo de estos valores alcanzando un 15% solamente.

Se establece un valor para el factor de planta de 29%. Este valor se obtuvo promediando la información entregada por el estudio de la Universidad de Chile y la Universidad Técnica Federico Santa María, el reporte de NREL y el Estudio de Escenarios (PRIEN and NEIM 2008b; Borregaard 2009a).

Otros Parámetros

Adicionalmente a los parámetros de mayor importancia, mencionados anteriormente, es necesario mencionar otros parámetros menos relevantes, pero necesarios para la estimación de la operación de la tecnología solar térmica. Estos valores pueden observarse en la Tabla 8.39. Dichos valores provienen íntegramente de la información entregada en el estudio de escenarios energéticos.

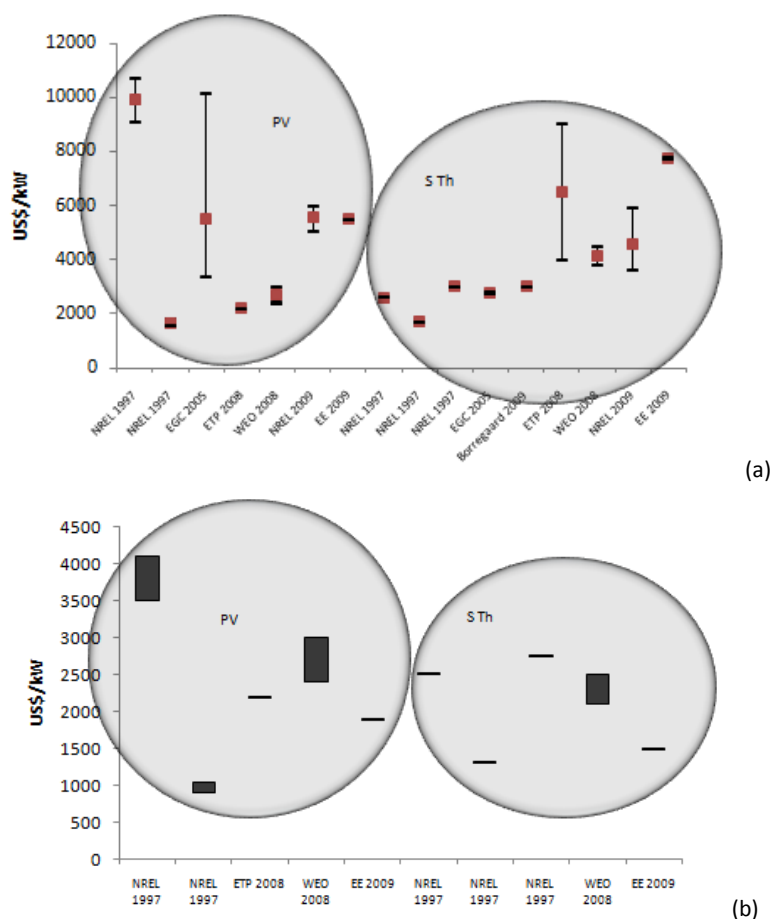
Tabla 8.39 Otros parámetros tecnología solar térmica

Parámetro	Unidad	Valor
Costo de O&M	USD/kW	19
Costos Variables	USD/MWh	44.5
Vida útil	Años	25

Fuente: (Borregaard 2009a)

Los valores discutidos anteriormente para el costo de inversión de ambas tecnologías solares pueden ser observados, tanto para su valor presente, como para su valor futuro de manera gráfica en la Figura 8.9.

Figura 8.9 Costo de inversión según diferentes referencias para tecnología solar: (a) Presente 2005, (b) proyectado al 2030



III.3.3.5 Biomasa

Hoy en día, la biomasa representa una fuente de energía para muchos clientes autoprodutores del sistema. Las aplicaciones de esta energía son variadas y los potenciales de penetración no pueden ser sub estimados. El hecho de que la biomasa represente un sumidero de carbono y por lo tanto las emisiones netas de esta tecnología sean reducidas dentro de su ciclo de vida es de importancia analizar los parámetros más relevantes de la tecnología. Se presentan los resultados de la revisión bibliográfica para los parámetros de inversión y factor de planta para la tecnología biomasa.

Inversión

La IEA a través de su World Energy Outlook establece los costos de inversión para tecnología Biomasa en los valores observados en la Tabla 8.40 (IEA 2008b) [p.165].

Tabla 8.40 Proyección de costos de inversión tecnología Biomasa (USD/kW)

2006	2015	2030
3200-3700	2900-3400	2800-3200

Fuente: (IEA 2008b)

El estudio *Energy Technology Perspectives* establece un rango para el costo de inversión entre 1,975-3,085 USD/kW (IEA 2008a) [p.312] mientras que en su análisis de costo de generación se establece un costo de inversión en el rango de 1,700-2,178 USD/kW para este tipo de tecnología, donde el promedio resulta ser 1.939 con una desviación estándar de 338 (IEA 2005) [p.72].

El estudio *Energy Technology Perspectives* también establece un rango de costos de inversión para las sub - tecnologías de combustión dual (carbón con biomasa) y BIGCC (IEA 2008a) [p.312]. Los valores se muestran en la Tabla 8.41.

Tabla 8.41 Costos de inversión de tecnología Biomasa para sub - tecnologías Combustión Dual y BIGCC (USD/kW)

Sub Tecno.	Presente	Proyección
Combustión Dual	123-1,235 ²²	
BIGCC	4,320-6,170	1,235-2,470

Fuente: (IEA 2008a)

Por su parte, NREL establece para el caso de tecnologías de Biomasa las proyecciones que se observan en la Tabla 8.42 (NREL 1997) [cap.2.p.2,13,27].

Tabla 8.42 Proyección de costos de inversión tecnología Biomasa (USD/kW)

1997	2010	2030
1,965-2,102	1,346-1,464	1,111-1,115

Fuente: (NREL 1997)

Por último, el estudio de escenarios indica un valor base de 2,252.5 USD/kW para la tecnología Biomasa y especifica los costos 679²³, 5,249.5 y 1,852.5 USD/kW (Borregaard 2009a) [Anexo 5] para las sub - tecnologías de Combustión Dual, BIGCC chica (5-10 MW) y BIGCC media (30-200 MW) respectivamente. Para estos valores, el estudio de escenarios utilizó como fuente el estudio *Energy Technology Perspectives* (IEA 2008a). Este valor es mantenido para el futuro de esta tecnología.

Finalmente el costo de inversión se establece en 679 USD/kW para biomasa de cogeneración, la cual es la más habitual en el país. Este valor es mencionado por el *Energy Technology Perspective* 2008 y por el Estudio de Escenario 2009.

²² Este valor se agrega al costo de la central a carbón.

²³ Este valor se agrega al costo de la central a carbón.

Por otra parte, para la tecnología BIGCC se establece un costo de inversión promedio de 5,245 USD/kW según el Energy Technology Perspective 2008 (IEA 2008a). Este valor se proyecta a un valor futuro al año 2030 de 1,852 USD/kW según las mismas fuentes mencionadas anteriormente. Debido a la sofisticación de esta tecnología se espera que la expansión en biomasa se dé en esta opción.

Factor de Planta

Este parámetro, según el WEC (World Energy Council 2004) [p.39] se encuentra en un promedio de 78.75% utilizando datos de cuatro localidades. Por su parte, el análisis de costos de generación (IEA 2005) [p.72] presenta el rango 83-85%, muy parecido al rango 80-85% (NREL 1997) [cap.2.p.2,13,27,41] que entrega NREL pero muy diferente a los rangos que entrega el estudio Energy Technology Perspectives (IEA 2008a) [p.312] mostrados en la Tabla 8.43.

Tabla 8.43 Proyección de factor de planta Biomasa según unidad: %

Biomasa	Combustión Dual	BIGCC
20-40	30-40	40-50

Fuente: (IEA 2008a)

En las referencias nacionales se encuentra el estudio de escenarios presentando un único valor de 34% (Borregaard 2009a) [Anexo 5] referenciado a su vez al estudio Projected Costs of Generating Electricity (IEA 2005).

Complementariamente, el DOE entrega un rango bastante amplio de 20-90% (DOE 2009) [p.14].

Se establecen los factores de planta para la tecnología de Co incineración y BIGCC en 35% y 45%, según lo establecido por el Energy Technology Perspectives (IEA 2008a).

Otros Parámetros

Adicionalmente a los parámetros de mayor importancia, mencionados anteriormente, es necesario mencionar otros parámetros menos relevantes, pero necesarios para la estimación de la operación de la tecnología solar biomasa. Estos valores pueden observarse en la Tabla 8.44. Estos valores principalmente provienen de lo establecido en el informe precio nudo abril 2009 (CNE, 2009a). En el caso de los factores de emisión se consideraron las eficiencias presentadas en dicho informe y se utilizaron valores de factores de emisión por combustible presentados por el ICCP para calcular los factores de emisión de estas tecnologías.

Tabla 8.44 Otros parámetros tecnología Biomasa

Parámetro	Unidad	Valor
Costo de O&M	USD/kW	75
Costos Variables	USD/MWh	73.8
Vida útil	Años	40

Fuente: (CNE 2009a)

III.3.3.6 Geotérmica

El potencial en energía geotérmica en Chile, dada su naturaleza sísmica y la presencia de volcanes en el país hacen pensar que en un futuro el sistema pueda mostrar expansión en este tipo de tecnología, lejos de ser competitiva en la actualidad. Por esta razón, Se presentan los resultados de la revisión bibliográfica para los parámetros de inversión y factor de planta para la tecnología Geotérmica.

Inversión

La IEA a través de su World Energy Outlook establece los costos de inversión para tecnología Geotérmica en los valores observados en la Tabla 8.45 (IEA 2008a) [p.165].

Tabla 8.45 Proyección de costos de inversión tecnología Geotérmica (USD/kW)

2006	2015	2030
3500-4100	3300-3900	3200-3600

Fuente: (IEA 2008b)

El estudio Energy Technology Perspectives establece un rango para el costo de inversión entre 1,150-5,500 USD/kW (IEA 2008a) [p.393] mientras que en su análisis de costo de generación se establece un costo de inversión de 2,160 USD/kW (IEA 2005) [p.72]. En este estudio, además establece un rango de costos de inversión para las sub - tecnologías Hidrotérmica y Roca Seca. Los valores se muestran en la Tabla 8.46 (IEA 2008a) [p.400].

Tabla 8.46 Costos de inversión de tecnología Geotérmica para sub - tecnologías Hidrotérmica y Roca Seca (USD/kW)

	2005	2030	2050
Hidrotérmica	1700-5700	1500-5000	1400-4900
Roca Seca	5000-15000	4000-10000	3000-7500

Fuente: (IEA 2008a)

Por su parte, NREL establece para el caso de tecnología Geotérmica las proyecciones que se observan en la Tabla 8.47 (NREL 1997) [cap.3.p.13,14,36].

Tabla 8.47 Proyección de costos de inversión tecnología Geotérmica para sub - tecnologías Hidrotérmica y Roca Seca (USD/kW)

	1997	2010	2030
Hidrotérmica	1444-2112	1194-1754	1036-1512
Roca Seca	5519 +23/-6%	4312 +34/-4%	2692 +51/-3%

Fuente: (NREL 1997)

En cuanto a referencias nacionales se tienen el Informe Técnico Definitivo de la CNE con un valor de 3,550 USD/kW (CNE, 2009a)[p.57], el estudio Opciones para la Matriz energética chilena con los valores 1475.6 y 2259.2 para las sub - tecnologías Hidrotérmica y Binaria respectivamente (Borregaard and Katz 2009b)[p.83] obtenidos en base a GeothermEX New geothermal site identification and qualification 2004 y, por último, el estudio de escenarios con los valores presentados en la Tabla 8.48 (Borregaard 2009a) [Anexo 5] basados en el estudio Energy technology perspectives.

Tabla 8.48 Proyección de costos de inversión tecnología Geotérmica para sub - tecnologías Hidrotérmica y Roca Seca (USD/kW)

	2009	2030
Hidrotérmica	3550	3250
Roca Seca	10000	7000

Fuente: (Borregaard 2009a)

Finalmente se estable como costo de inversión para la tecnología geotérmica – hidrotérmica un valor de 3,517 USD/kW según promedio de los valores entregados por el World Energy Outlook 2008, NREL 2009 y la Comisión Nacional de Energía. El costo de inversión proyectado al futuro se establece el valor de 3,325 USD/kW el cual corresponde al promedio de los valores entregados por el *Energy Technology Perspective* y para el *World Energy Perspective*.

Factor de Planta

NREL establece para el caso de tecnología Geotérmica las proyecciones de factor de planta que se observan en la Tabla 8.49 (NREL 1997) [cap.3.p.13,14,36].

Tabla 8.49 Proyecciones para factores de Planta tecnología Geotérmica para sub-tecnologías Hidrotérmica y Roca Seca (%)

	1997	2010	2030
Hidrotérmica	89 +-5%	95 +-5%	97 +-5%
Roca Seca	80	83	90

Fuente: (NREL 1997)

Por su parte, el Department of Energy (DOE) del gobierno de los estados unidos establece en su 2008 Renewable Energy Data Book (DOE 2009) [p.14] un valor para el factor de planta comprendido entre un 86-95% correspondiéndose con los datos de la tabla anteriormente mencionada. Así mismo, las referencias de Informe Técnico Definitivo CNE 2009 (CNE 2009a)[p.42] y el estudio de escenarios (Borregaard 2009a) [Anexo 5] entregan

valores dentro de lo mencionado por las fuentes DOE y NREL, ellos son 95 y 80% respectivamente. La fuente CNE se referencia en el estudio Projected Costs of Generating (IEA 2005).

Otros Parámetros

Adicionalmente a los parámetros de mayor importancia, mencionados anteriormente, es necesario mencionar otros parámetros menos relevantes, pero necesarios para la estimación de la operación de la tecnología geotérmica. Estos valores pueden observarse en la Tabla 8.50.

Tabla 8.50 Otros parámetros tecnología Geotérmica

Parámetro	Unidad	Valor
Costo de O&M	USD/kW	50
Costos Variables	USD/MWh	14
Vida útil	Años	40

Fuente: (NREL 2009; Borregaard 2009a)

III.3.3.7 Mareomotriz

De las tecnologías renovables no convencional, la tecnología mareomotriz es la menos desarrollada a nivel mundial. Las aproximaciones a la generación con esta tecnología son meramente experimentales hasta la fecha. Sin embargo, dada la amplitud de las costas chilenas y el potencial que podría existir es de relevancia analizar los parámetros más relevantes de esta tecnología. De esta forma, se presentan los resultados de la revisión bibliográfica para los parámetros de inversión y factor de planta para la tecnología mareomotriz.

Inversión

El estudio *Energy Technology Perspectives* establece un rango de costos de inversión para la tecnología Mareomotriz discerniendo entre las sub-tecnologías Embalse, Corrientes y Olas. Los valores se muestran en la Tabla 8.51 (IEA 2008a) [p.400].

Tabla 8.51 Costos de inversión de tecnología Mareomotriz para sub-tecnologías Embalse, Corrientes y Olas (USD/kW)

	2005	2030	2050
Embalse	2,000-4,000	1,700-3,500	1,500-3,000
Corrientes	7,000-10,000	5,000-8,000	3,500-6,000
Olas	6,000-15,000	2,500-5,000	2,000-4,000

Fuente: (IEA 2008a)

Por su parte, el estudio de escenarios indica los valores presentados en la Tabla 8.52 (Borregaard 2009a) [Anexo 5] para la tecnología mareomotriz.

Tabla 8.52 Proyección de costos de inversión tecnología Geotérmica Mareomotriz para sub-tecnologías Embalse, Corrientes y Olas (USD/kW)

	2009	2030
Embalse	3,000	2,600
Corrientes	8,500	6,500
Olas	10,500	3,750

Fuente: (Borregaard 2009a)

Finalmente se establece un valor para el costo de inversión presente en 8,500 USD/kW y para el año 2030 de 3,750 USD/kW.

Factor de Planta

El Department of Energy (DOE) del gobierno de los estados unidos establece en su 2008 Renewable Energy Data Book (DOE 2009) [p.14] un valor para el factor de planta oscilante entre un 30-40% para la sub-tecnología Mareas (Embalse y Corrientes) y de 15-40% para la sub-tecnología Olas.

Por su parte, el estudio de escenarios (Borregaard 2009a) [Anexo 5] entrega un valor dentro de lo indicado en la fuente DOE con un valor de 30%. Esta fuente se apoya en el estudio Projected Costs of Generating (IEA 2005). Finalmente se elije un valor presentado por NREL 2009 donde se muestra al mareomotriz con un factor de planta de 28 %.

III.3.4 Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS)

La captura y almacenamiento de carbono no representa una tecnología de generación en sí, sino más bien una tecnología adicional a la generación convencional con carbono orientada a reducir las emisiones de carbono que la tecnología carbonera emite. Por lo tanto interesa solo establecer el costo de inversión de la tecnología y los costos variables de la misma, ya que el resto de los parámetros desentenderán de la tecnología carbonera sobre la cual se aplique el sistema CCS. Esta tecnología no existe actualmente en el sistema y no se espera que penetre en el antes del año 2020 (IEA 2008b). Sin embargo, debido a su potencial de reducción de gases con efecto invernadero es de interés analizar sus parámetros más importantes.

Según lo establecido por la IEA en su estudio Energy Technology Perspective (IEA 2008a) (p.207), el costo de inversión al año 2010 para la tecnología CCS tiene un valor de 750 USD/kW, con una proyección de 600 US\$/kW al año 2050. Se elije este valor para ser utilizado en la modelación, el cual representa el costo adicional a la inversión de una planta de carbón al momento de ser instalada.

Por otra parte, según el estudio de escenario, la eficiencia de una planta con sistemas CCS de la tecnología del tipo CP es 9.4% menor que la de una planta sin CCS. Se observa la tecnología CP y sus eficiencias con y sin CCS, debido a que en el plan de obras

recomendado del a CNE esta tecnología representa la tecnología de expansión hacia el futuro. Considerando esta reducción de eficiencia, se observa entonces que los costos variables de la tecnología completa aumentan en un 9.4% lo cual deja el Costo variable de una central con CCS en 42.48 USD/MWh²⁴.

III.4 Evolución de Costos Tecnológicos de Producción

Considerando la anualización de los costos totales en función de los parámetros anteriormente descritos para cada tecnología y además considerando que no existen variaciones en el despacho (tal como se modela en este estudio), es entonces posible decir que el costo de producción de una tecnología determinada esta dado por la siguiente expresión:

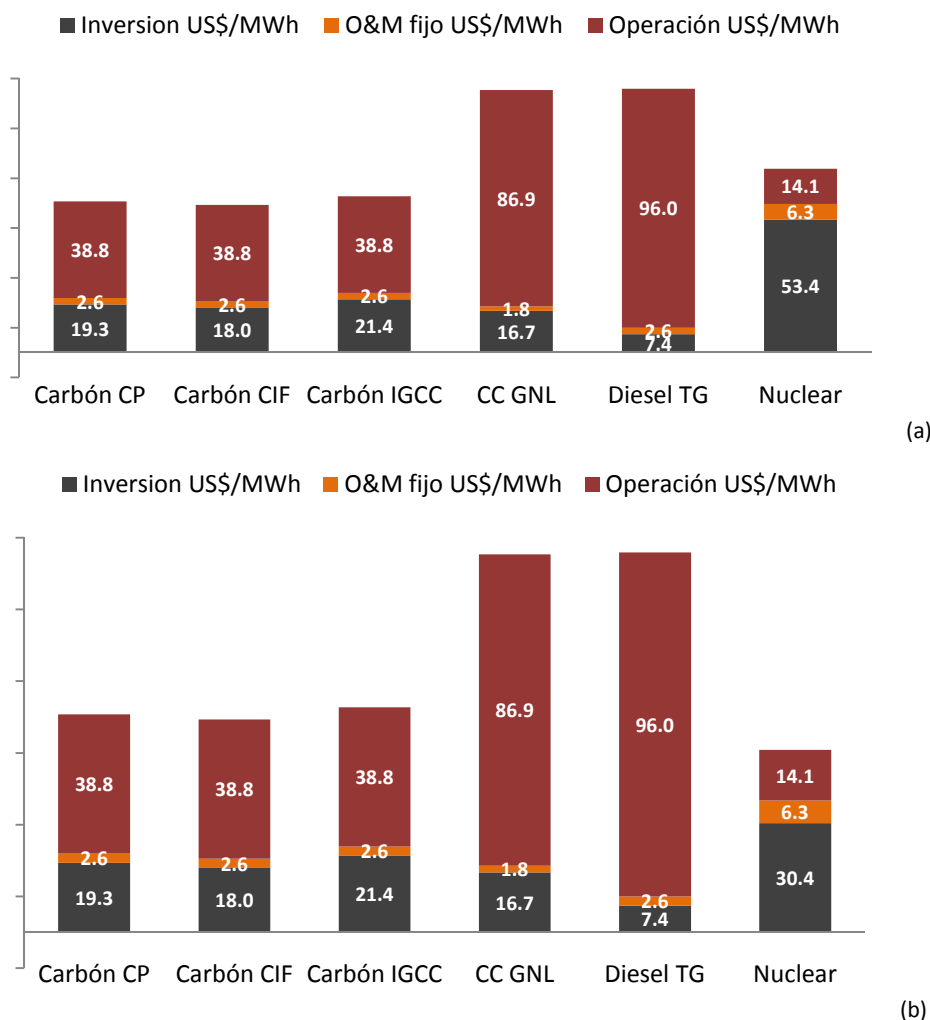
$$CTeP = \frac{fr \cdot C_i + C_{o\&M}}{f_p \cdot 8,760} + CV$$

En consideración de lo anterior y de los datos mostrados para cada una de las tecnologías en la Tabla 8.12, es posible calcular el costo tecnológico de producción (CTeP) para cada una de las tecnologías participantes del estudio.

La Figura 8.10 presenta la composición del CTeP para cada una de las tecnologías térmicas convencionales mencionadas anteriormente en el presente capítulo, indicando en color blanco el valor en USD/MWh de cada una de las componentes del CTeP, vale decir, inversión, O&M fijo y Operación, y al final de cada barra el valor total del CTeP. Se observa en la gráfica de la Figura 8.10 (a) los CTeP para el año en el cual el costo de inversión para cada una de las tecnologías fue referenciado en la Tabla 8.12, vale decir año 2005 para Carbón CP, Carbón CIF y Carbón IGCC, año 2008 para CC GNL y Nuclear y finalmente, año 2009 para Diesel TG. En estos gráficos se observa que la componente dominante del costo tecnológico de producción tanto para la Figura 8.10 (a) y la Figura 8.10 (b) son los costos variables. En el caso de las tecnologías térmicas a base de carbón, GNL y Diesel el CTeP se mantiene constante debido a que se asumió que los costos comprometidos en este valor eran constantes. No así en el caso de la energía nuclear, donde el costo de inversión se reduce en el tiempo de un valor de 3,967 USD/kW a un valor de 2,261 USD/kW, reduciendo el valor del CTeP de 79.5 USD/MWh a 54.1 USD/MWh.

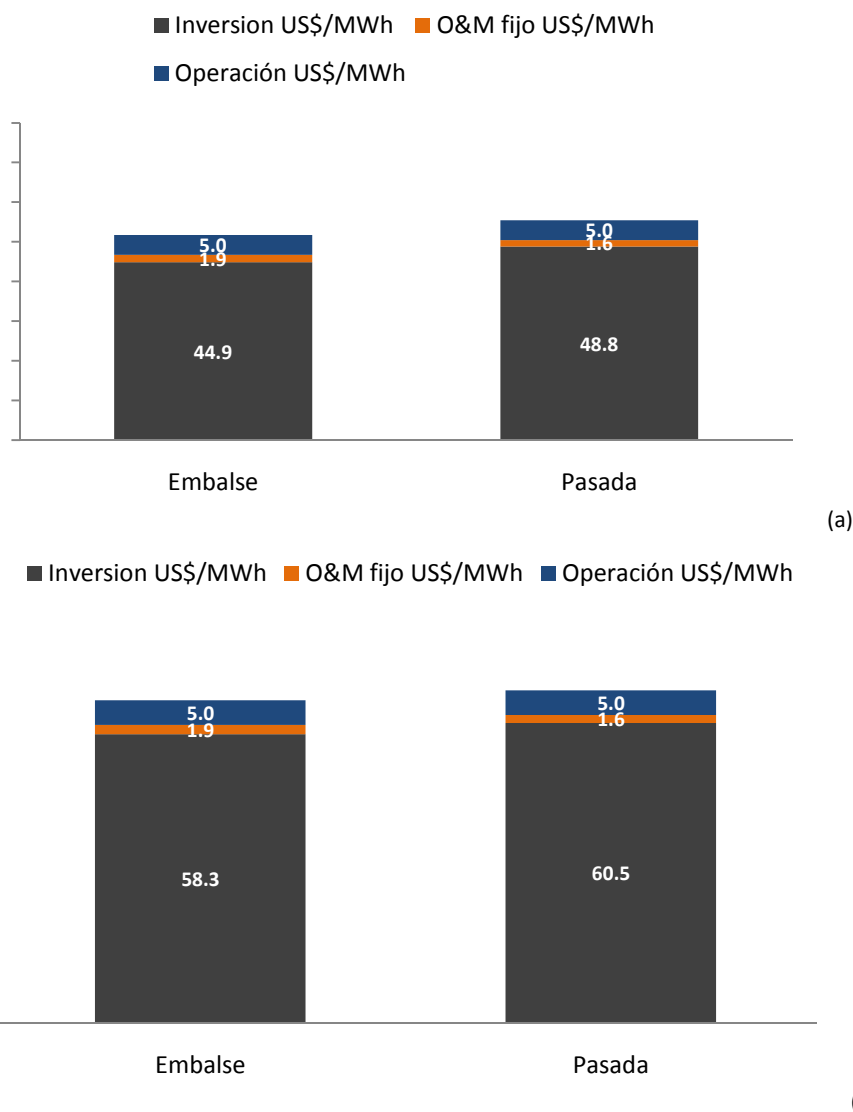
²⁴ Costo variable de referencia para tecnología CP: 38,88 USD/MWh

Figura 8.10 Evolución de costos tecnológicos de producción para tecnología térmica convencional: (a) Año de referencia según Tabla 8.12, (b) Año 2030



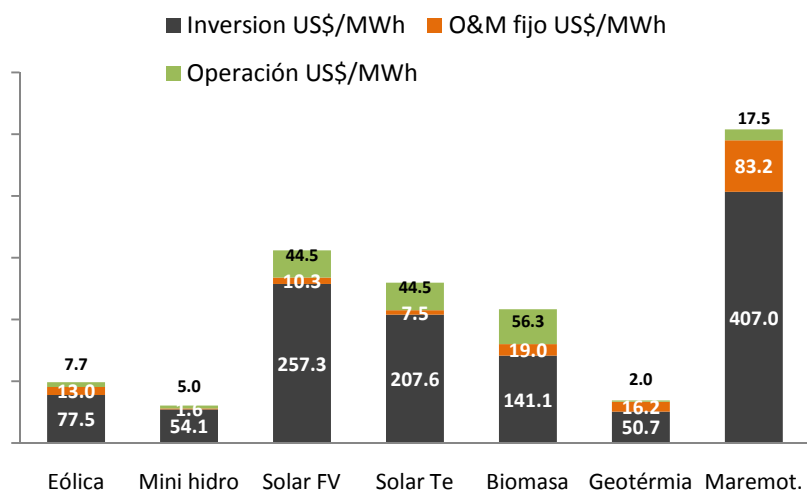
Por otra parte, la Figura 8.11 muestra lo mencionado anteriormente, pero en este caso, el cálculo se realizó para las tecnologías hidroeléctricas, excluyendo la mini hidroelectricidad debido a que esta es considerada como una energía del tipo renovable no convencional. Como se espera se observa en ambas gráficas de la Figura 8.11 que las componentes la componente más importante en el CTep de este tipo de tecnología es el Costo de Inversión en USD/MWh. Dicho costo representa casi la totalidad del CTep tal como se observa en las Figuras. Para esta tecnología, tal como se mencionó anteriormente, el costo de inversión por kW instalado aumenta en el tiempo debido a que se asume un encarecimiento de los terrenos donde deban instalarse las grandes centrales hidroeléctricas. Este efecto causa que el costo tecnológico para el año de referencia (2009 para ambos costos de inversión de las tecnologías) pase de 56.5 USD/MWh y 60.7 USD/MWh para embalse y pasada, a 71.4 USD/MWh y 73.7 USD/MWh respectivamente.

Figura 8.11 Evolución de costos tecnológicos de producción para tecnología Hidráulica: (a) Año de referencia según Tabla 8.12, (b) Año 2030

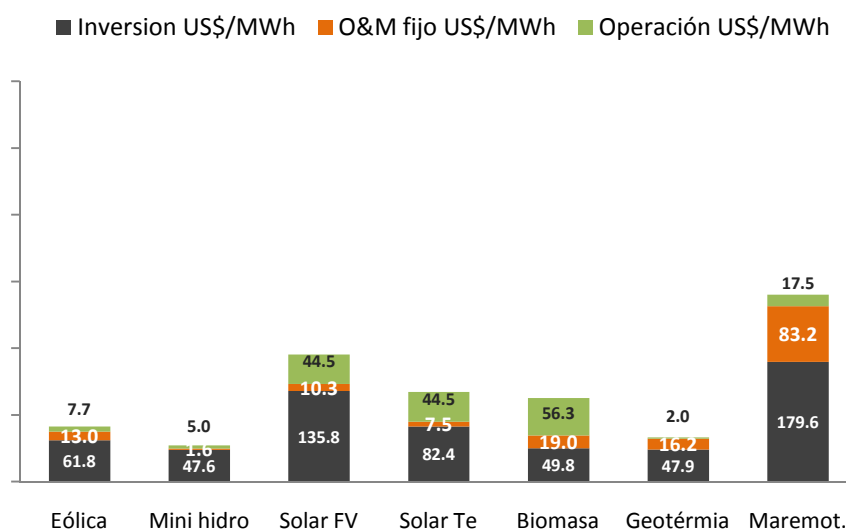


Para el caso de las energías renovables, si bien la dependencia del CT_{EP} con el costo de inversión es muy importante al igual que en el caso de la gran hidroelectricidad, esta dependencia se da en mayor o menor medida dependiendo del tipo de tecnología que se esté observando. Dicho efecto es posible de observar en la Figura 8.12, donde se observa que la tecnología más dependiente del costo de inversión es la tecnología eólica y la tecnología Mini Hidráulica, mientras que el resto muestra una menor dependencia de este parámetro. En el caso de las energías renovables mas importantes debido a sus posibilidades de expansión, vale decir, la energía eólica y la energía mini hidráulica, los costos tecnológicos de producción evolucionan desde un valor de 98.1 USD/MWh y 60.7 USD/MWh a valores de 82.5 USD/MWh y 54.2 USD/MWh respectivamente. El resto de los CT_{EP} pueden observarse al final de cada barra mostrada en la Figura 8.12 expresadas en USD/MWh.

Figura 8.12 Evolución de costos tecnológicos de producción para tecnologías renovables: (a) Año de referencia según Tabla 8.12, (b) Año 2030



(a)



(b)

III.5 Escenarios de Modelación

Para el desarrollo del presente estudio se realizarán análisis sobre supuestos que componen distintos escenarios de generación de electricidad, los cuales se abordarán en una etapa posterior teniendo como línea base de comparación el escenario base el cual muestra la evolución de los sistemas eléctricos chilenos manteniendo las condiciones actuales de expansión.

El escenario base se desarrolla a partir de las centrales existentes actualmente, en construcción y recomendadas mencionadas en el plan de obras de la CNE (CNE 2009a; CNE 2009b), completando el período hasta el año 2025 considerando los datos entregados

por POCH (POCH Ambiental 2009a) , estableciendo una tendencia de crecimiento en consideración del mismo tipo de unidades de generación de acuerdo a los proyectos pronosticados. Se mantiene una adecuada diversificación de los tipos de generación y del desarrollo de un proceso iterativo para elegir el conjunto de centrales que minimicen el valor presente de inversión, costos de operación y mantenimiento, costo de combustibles y costos variables. Se seleccionan finalmente las unidades incorporadas al sistema. También se mantiene una capacidad de reserva para considerar los mantenimientos periódicos de las unidades y la eventualidad de fallas prolongadas de algunos equipos y la posibilidad de ocurrencia de sequías (POCH Ambiental 2009a). De esta forma considerando las pérdidas por transmisión y un porcentaje en reserva de giro, se establece una pérdida final del sistema de 6.2%, la cual es utilizada en el modelo de planificación energética en el largo plazo. Por otra parte, para las nuevas centrales generadoras se consideran las tecnologías tradicionales disponibles en la actualidad donde se identifican hidroeléctricas de embalse y de pasada, eólicas, geotérmicas, de biomasa, térmicas a carbón, a gas natural o gas natural licuado, para generar un escenario de tecnología tradicional en el país de expansión de generación, considerando las características de cada sistema eléctrico, es decir, para completar la demanda, se incluyen una mezcla de centrales a carbón, ciclos combinados a gas natural licuado y diesel. En el SIC se considera la incorporación de 2,750 MW de potencia instalada en grandes proyectos hidráulicos en la región de Aysén.

Cabe destacar que para todos los escenarios se incorpora el cumplimiento de la ley Nº 20.257 de fomento a las Energías Renovables No Convencionales. Ley que fue promulgada el año 2008, para fomentar el desarrollo de las ERNC, y que obliga a los generadores de energía a acreditar que un 5% inicial y un 10% final de la energía comercializada en cada año fue inyectada a los sistemas eléctricos por nuevas ERNC.

A continuación se presentan los diferentes escenarios energéticos considerados en el presente estudio. En primera instancia se describirá el escenario base constituido por la información presentada por CNE en sus informes técnicos definitivos de fijación de precio nudo (CNE 2009a; CNE 2009b).

III.5.1 Escenario Base

Tal como se menciona con anterioridad, para la elaboración del escenario base, se utilizó la información presentada por CNE en sus informes técnicos definitivos de fijación de precio nudo abril 2009 para los dos sub sistemas más importantes del país (CNE 2009a; CNE 2009b). La información en específico fue extraída del plan de obras presentado por la CNE, tanto para las obras en construcción como para las obras recomendadas. En función de la información anterior, se elaboró una configuración del parque generador existente en el SIC y en el SING, con información acerca del parque generador existente, el parque generador futuro, sus costos variables, factores de emisión y factores de planta. Con la información anteriormente descrita, se elaboró un modelo de planificación energética

utilizando el programa LEAP, con lo cual se logró configurar un caso base que permite estudiar la tendencia de operación y expansión existente en la actualidad en el sistema eléctrico nacional chileno.

Es de importancia mencionar que para la modelación de ambos sistemas se está considerando un despacho de las tecnologías en función de una lista de orden de mérito construida en base a los costos de las diferentes tecnologías en su operación. En dicha lista se establece la tecnología más barata y primeramente despachada como la tecnología hidráulica y la tecnología más cara como la operante en función de Diesel. En la Tabla 8.53 se observa dicha lista de mérito.

Tabla 8.53 Lista de Mérito considerada

Tecnología	Orden de mérito
Hidroelectricidad Embalse	1
Hidroelectricidad Pasada	
Mini Hidroelectricidad	
Solar FV	
Solar Te	
Maremotriz	
Nuclear	2
Eólica	
Biomasa	
Geotérmica	
Carbonera	
CC GNL	6
CA GNL	
Diesel CC	7
Diesel CA	
Diesel TG	

Fuente: Elaboración Propia

III.5.1.1 Sistema Interconectado Central

En la Tabla 8.54 es posible observar las centrales pertenecientes al parque generador existente a finales del año 2008 según CNE para el SIC. En esta tabla se observan las centrales distribuidas en grupos dependiendo de la tecnología a la que pertenecen y la eficiencia que presentan. No se individualizan tecnologías específicas reales, sino más bien se agrupa la base existente sobre la cual el parque generador deberá crecer para satisfacer la demanda futura.

En la Tabla 8.55 se observa el parque generador futuro estimado según el plan de obras del a CNE desde el año 2009 hasta el año 2019. En el caso de esta tabla, se especifican algunas tecnologías específicas, como en el caso de las centrales de carbón, donde se explicita la tecnología de las centrales de expansión (Carbón pulverizado (CP) y Lecho fluidizado (CIF)).

Como se observa entonces, debido a que el presente estudio tiene como objetivo estudiar el efecto de diferentes medidas de mitigación sobre el sistema energético chileno dentro del intervalo 2009-2025, es necesario expandir el parque generador más allá del año 2019.

Dado que no existe información de conocimiento público que permita estimar esta expansión, se utilizó como referencia lo expuesto sobre la expansión del parque de generación por POCH en su estudio de mitigación de GEI (POCH Ambiental 2009a) Se estableció entonces la tendencia de crecimiento del parque planteado por POCH. Dicha tendencia se aplicó al parque proyectado al año 2019 según CNE y se estableció un crecimiento anual por tecnología de la capacidad instalada, de manera de expandir el parque de generación tal como se mencionó anteriormente. Dicha tendencia de crecimiento puede observarse en la Tabla 8.56 para el SIC.

Tabla 8.54 Parque generador SIC existente a diciembre 2008

Tipo	Subtipo	Centrales
Embalse	Embalse	Ralco (640 MW), Penhuenche (500 MW), Pangue (467 MW), El Toro (400 MW), Colbún (400 MW), Rapel (350 MW), Antuco (300 MW), Canutillar (145 MW), Cipreses (101.4 MW), Machicura (90 MW)
Pasada	Pasada	Alfalfal (160 MW), Sauzal (76.8 MW) Peuchén (75 MW), Aconcagua (72.9 MW), Hornitos (65 MW), Mampil (49 MW), Pullinque (48.6 MW), Queltehues (41.07 MW), Los Quilos (39.3 MW), Pilmaiquén (39 MW), Maitenes (30.8), Florida (28 MW), Chacabuco (25.5 MW),.
	Mini Hidro	Chiburgo (19.4 MW), Los Molles (16 MW), Puntilla (14.7 MW), Volcán (13 MW), Coya (11 MW), Capullo (10.7 MW), Carbomet (10.4 MW), Sauzalito (9.5 MW), Ojos de Agua (9 MW), Autoproductores (6.5 MW), Puclaro (5.4 MW), Eyzaguirre (1.5 MW), S. Andes (1.104), El Rincón (0.3 MW).
	Pasada serie	Rucúe (170 MW), Abanico (136 MW), Curillínque (85 MW), Quileco (70.8 MW), Isla (68 MW), Loma Alta (38 MW), San Ignacio (37 MW), Palmucho (32 MW)
Diesel TG	Diesel TG Eficiente	Nueva Renca FA GLP (30 MW).
	Diesel TG Semieficiente	Los Vientos (132 MW), Olivos (96 MW), Espinos (96 MW), Nehuenco 9B 01 Diesel (92 MW), Trapen (81 MW), Huasco TG (58 MW), Campanario 02 Diesel (56 MW), Campanario 03 Diesel (56 MW), Colmito (55 MW), Petropower (54.2 MW), Antihue TG 02 (50.9 MW), Antihue TG 01 (50.3 MW), Coronel TG Diesel (46.7 MW), Degañ (36 MW), San Francisco de Mostazal (25 MW), Laguna Verde TG (17.9 MW), Nueva Aldea 02 Diesel (10 MW), Quellon 02 (10 MW), Montepatria (9 MW), Punitaqui (9 MW), Quellón (5.4 MW), Ancud (3.3 MW), Placilla (3 MW), Quintay (3 MW), Totoral (3 MW), Con Con (2.3 MW), Las Vegas (2.1 MW) Esperanza 02 (1.8 MW), Esperanza 03 (1.6 MW) Linares (0.4 MW), San Gregorio (0.4 MW).
	Diesel TG ineficiente	Renca (92MW), Diego de Almagro TG (46 MW), EV25 (25 MW), Horcones TG Diesel (24.3 MW), Esperanza 01 (18.8 MW), Nehuenco 9B 02 Diesel (16 MW), Constitución Electragen (9 MW), Chiloé (9 MW), Maule (6 MW), Curacautín (2.95 MW), Collipulli (2.8 MW), Curauma (2.502 MW), Los Sauces (2.5 MW), Esperanza 1 (1.8 MW), Cañete (1.7 MW), Lebu (1.7 MW), Casablanca (1.6 MW)
Diesel CC	Diesel CC Eficiente	Nehuenco 02 Diesel (391.5 MW), San Isidro Diesel (370 MW), San isidro 02 CC Diesel (350 MW), Nueva Renca (312 MW), Nehuenco 01 Diesel (310 MW)
	Diesel CC semi eficiente	Taltal 02 Diesel (123.4 MW), Taltal 01 Diesel (121.5 MW)
Diesel CA	Diesel CA semi eficiente	Candelaria CA 01 Diesel (125.3 MW), Candelaria CA 02 Diesel (128.6 MW), Campanario 01 Diesel (56 MW), San Isidro 02 FA GNL (19 MW)
Carbonera	Carbonera eficiente	Guacolda 01 (142.9 MW), Guacolda 02 (142.9 MW).
	Carbonera semi eficiente	Ventanas 02 (207.9 MW), Bocamina (121 MW), Ventanas 01 (112.8 MW)
	Carbonera ineficiente	Laguna Verde (52.7 MW), Huasco Vapor (16 MW)
Biomasa	Biomasa	Valdivia 03 (30.2 MW), valdivia 02 (21.5 MW), Arauco 01a (20.6 MW), Nueva Aldea 03 A (20 MW), Nueva Aldea 01 (14), Fopaco 01 (12 MW).
	Co Firing	Valdivia 01 (9.3 MW), Arauco 02 (7 MW), Nueva Aldea 03 B (5 MW), cholguan 01 (4 MW), Celco 01 (3 MW), Celco 03 (3 MW), licanten 01 (3 MW), Arauco 01 (3 MW) Fopaco 02 (2.2 MW), Celco 02 (2 MW), licanten 00 (1 MW)
	BIGCC	Constitución (9.7 MW), Cholguan 00 (9 MW), Central Des.For. VII Region 01 (9 MW), Central Des.For. VII Region 02 (8 MW), Constitucion (7 MW), Laja (7 MW), Fopaco 02 (2.2 MW).
Eólica	Eólica	Eolica Canela 01 (18.2 MW)

Fuente: (CNE 2009a)

Tabla 8.55 Parque generador SIC 2009-2019

Tipo	Subtipo	Centrales
Embalse	Embalse	Los Condores (150 MW)
Pasada	Pasada	Módulo Hidroeléctrico 02 (500 MW), Módulo Hidroeléctrico 03 (460 MW), Módulo Hidroeléctrico 05 (360 MW), La Higuera (155 MW), Confluencia (155 MW), Hidroeléctrica XIV Región 01 (144 MW), Hidroeléctrica XIV Región 02 (139 MW), Hidroeléctrica VIII Región 01 (136 MW), Chacayes (106 MW), Rucatayo (60 MW), Hidroeléctrica VI Región 01 (30.9), Hidroeléctrica VI Región 02 (29.6 MW), Hidroeléctrica VII Región 03 (25.4 MW), Hidroeléctrica VIII Región 04 (20 MW), Hidroeléctrica VII Región 04 (20 MW), Lican (17 MW).
	Mini Hidro	Hidroeléctrica X Región 01 (15 MW), Hidroeléctrica X Región 02 (9.4 MW), Hidroeléctrica VII Región 01 (5.4 MW).
Diesel TG	Diesel TG eficiente	Los Pinos (97 MW).
	Diesel TG semi eficiente	Termopacífico (96 MW), Emelda (76 MW), TG TermoChile (60 MW), Chuyaca (20 MW), Calle-Calle (20 MW), Cenizas (17.1 MW), Punta Colorada 01 Fuel (16.3 MW).
	Motor Diesel	Tierra Amarilla (142 MW), Santa Lidia (132 MW), Newen (15 MW).
Diesel CA	Diesel CA eficiente	Campanario 04 CA Diesel (60 MW)
	Diesel CA semi eficiente	Quintero 01 CA Diesel (240 MW), Campanario 04 Diesel (42 MW), Teno (50 MW).
Carbonera	CP	Santa María (343 MW), Bocamina 02 (342 MW), Campiche (242 MW), Carbón V Región 01 (200 MW), Carbón Maitencillo 01 (139 MW), Guacolda 04 (139 MW).
	CIF	Nueva Ventanas (240 MW), Carbón Pan de Azúcar 01 (200 MW), Guacolda 03 (135 MW).
GNL CC	GNL CC eficiente	Nehuenco 02 GNL (384.2 MW), Taltal CC GNL (360 MW), San Isidro 02 GNL (350 MW), San Isidro GNL (350 MW), Quintero 01 CC GNL (350 MW), Neuhenco 01 GNL (340.1 MW), Nueva Renca GNL (320.1 MW)
	GNL CC semi eficiente	Taltal 02 GNL (123.4 MW), Taltal 01 GNL (121.5 MW), Nueva Renca int GNL (49.8 MW), Quintero 01 CC FA GNL (35 MW), Neuhenco 01 FA GNL (21.4 MW), San Isidro FA GNL (20 MW)
GNL CA	GNL CA semi eficiente	Candelaria CA 02 GNL (128.6 MW), Candelaria CA 01 GNL (125.3 MW)
Biomasa	Biomasa	Arauco 01a (20.6 MW), Central Des.For. VIII Region 01 (15 MW), Arauco 02a (11.4 MW), Central Des.For. VIII Region 02 (10 MW).
	BIGCC	Central Des.For. VII Region 01 (9 MW), Central Des.For. VII Region 02 (8 MW).
Eólica	Eólica	Eolica Canela 02 (60 MW), Eolica Totoral (46 MW), Eolica IV Region 01 (40 MW), Eolica Concepcion 01 (40 MW), Eolica IV Region 02 (40 MW), Eolica Concepcion 02 (40 MW), Eolica IV Region 03 (40 MW), Eolica IV Region 04 (40 MW), Eolica Concepcion 03 (40 MW), Eolica IV Region 05 (40 MW), Eolica IV Region 06 (40 MW), Eolica IV Region 07 (40 MW), Eolica Concepcion 04 (40 MW), Eolica Concepcion 05 (40 MW), Monte Redondo (38 MW), Eolica Punta Colorada (20 MW).
Geotérmica	Hidrotérmica	Geotermica Calabozo 01 (40 MW), Geotermica Calabozo 02 (40 MW), Geotermica Calabozo 03 (40 MW), Geotermica Calabozo 04 (40 MW), Geotermica Chillan 01 (25 MW), Geotermica Chillan 02 (25 MW), Geotermica Chillan 03 (25 MW), Geotermica Chillan 04 (25 MW)

Fuente: (CNE 2009a)

Tabla 8.56 Criterio de expansión SIC periodo 2019 -2025

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pasada	19%	-3%	70%	90%	1%	0%	0%
Eólica	0%	23%	10%	17%	8%	0%	7%
Biomasa	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Geotermica	17%	24%	19%	24%	5%	22%	22%
Carbón	20%	0%	17%	15%	13%	0%	0%
GNL CC	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: Elaboración Propia en base a (POCH Ambiental 2009a)

En función de lo anterior entonces es posible observar la expansión en capacidad instalada [MW] del parque de generación bajo la tendencia del escenario base. En la Tabla 8.57 se observa la capacidad instalada en el SIC para finales del año 2009 y finales del 2025, con valores iguales a 10,152.4 MW y 18,865.7 MW de capacidad instalada respectivamente. Aquí se observa que el mayor incremento de capacidad instalada se suscita en la tecnología de carbón, siguiendo la tendencia de inversión observada hoy en día por parte del sector privado en el sistema. Así mismo se observa un cambio sustancial en el sector hidráulico, principalmente debido al aumento de centrales de pasada, en donde se consideran las grandes hidroeléctricas de pasada proyectadas a ser instaladas en el río Backer y el río Pascua, en la Patagonia austral. Se destaca también la reducción a cero de la capacidad instalada en Diesel CC, debido al recambio de dicha capacidad instalada a generación mediante el uso de gas natural licuado (GNL), ya que se proyecta una futura disponibilidad del recurso en cuestión.

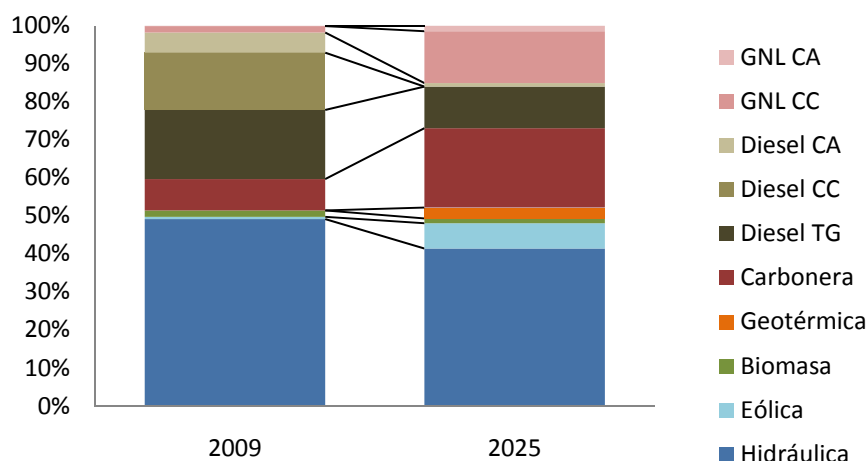
Tabla 8.57 Capacidad Instalada (MW) SIC para años 2009 y 2025

Capacidad Instalada	2009	2025	Cambio
Hidráulica	4,990	7,828	2,838
Eólica	60	1,244	1,184
Biomasa	172	237	65
Geotérmica	0	544	544
Carbonera	841	3,935	3,093
Diesel TG	1,843	2,059	216
Diesel CC	1,528	0	-1,528
Diesel CA	533	166	-367
GNL CC	175	2,581	2,406
GNL CA	10	273	263
TOTAL	10,152.4	18,865.7	8,713.3

Fuente: (CNE 2009a) y (POCH Ambiental 2009a)

En la Figura 8.13 se observas la evolución de la capacidad para los dos años anteriormente mencionados, donde es notorio el aumento de capacidad instalada en Carbón y GNL y la reducción importante en capacidad instalada de generación a base de Diesel. Así mismo se observa un aumento en energías renovables, principalmente concentradas en proyectos del tipo eólico.

Figura 8.13 Capacidad Instalada (%) SIC para años 2009 y 2025



Fuente: (CNE 2009a) y (POCH Ambiental 2009a)

El detalle de la capacidad instalada para los años 2009, 2010, 2015, 2020 y 2025, tanto en MW instalados como en escala porcentual puede observarse en la Tabla 8.58 y la Tabla 8.59. Es de importancia destacar el crecimiento que la capacidad hidráulica muestra en un aumento de 2.838 MW de capacidad instalada, principalmente representada por centrales de pasada. Así mismo el aumento en energías renovables es destacable, mostrándose el aumento más importante en la energía eólica con un valor de capacidad instalada al año 2025 de 1.244 MW

Tabla 8.58 Expansión capacidad Instalada (MW) SIC para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025

Capacidad instalada	2009	2010	2015	2020	2025
Hidráulica	4,990	5,165	5,833	7,303	7,828
Eólica	60	196	542	782	1,244
Biomasa	172	197	237	237	237
Geotérmica	0	0	16	236	544
Carbonera	841	1,424	2,449	3,057	3,935
Diesel TG	1,843	2,089	2,059	2,059	2,059
Diesel CC	1,528	1,258	702	0	0
Diesel CA	533	460	295	166	166
GNL CC	175	628	1,835	2,581	2,581
GNL CA	10	19	144	273	273
TOTAL	10,152	11,435	14,112	16,694	18,866

Fuente: (CNE 2009a) y (POCH Ambiental 2009a)

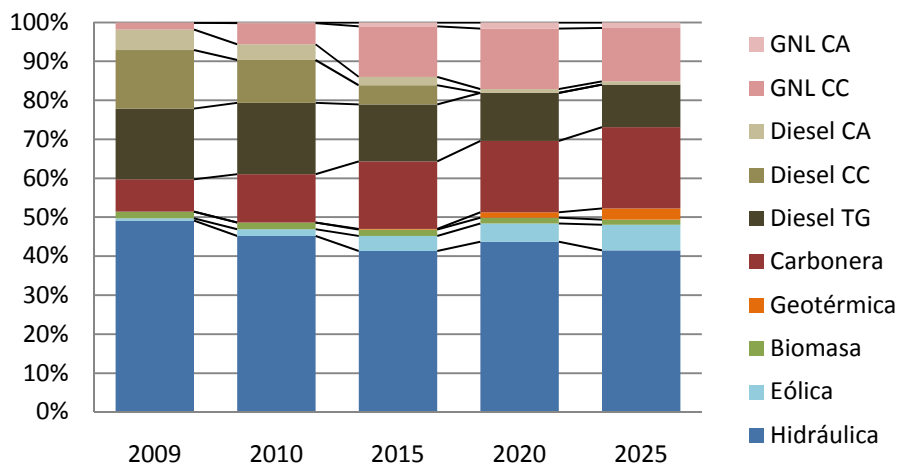
Tabla 8.59 Expansión capacidad instalada (%) SIC para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025

Capacidad instalada	2009	2010	2015	2020	2025
Hidráulica	49.2%	45.2%	41.3%	43.7%	41.5%
Eólica	0.6%	1.7%	3.8%	4.7%	6.6%
Biomasa	1.7%	1.7%	1.7%	1.4%	1.3%
Geotérmica	0.0%	0.0%	0.1%	1.4%	2.9%
Carbonera	8.3%	12.4%	17.4%	18.3%	20.9%
Diesel TG	18.2%	18.3%	14.6%	12.3%	10.9%
Diesel CC	15.0%	11.0%	5.0%	0.0%	0.0%
Diesel CA	5.3%	4.0%	2.1%	1.0%	0.9%
GNL CC	1.7%	5.5%	13.0%	15.5%	13.7%
GNL CA	0.1%	0.2%	1.0%	1.6%	1.4%
100% [MW]	10,152	11,435	14,112	16,694	18,866

Fuente: (CNE 2009a) y (POCH Ambiental 2009a)

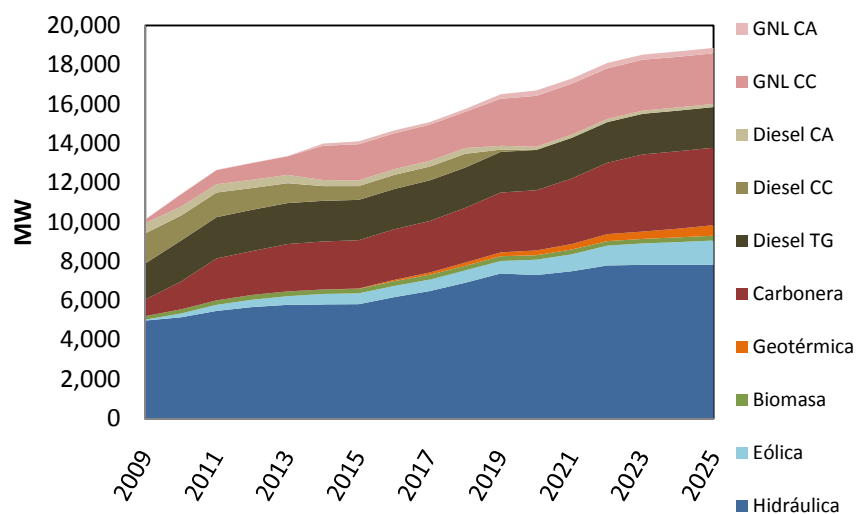
La información anteriormente mencionada puede observarse en la Figura 8.14 donde se observa la ya mencionada transición a generación a base de carbón y la reducción de la capacidad diesel en términos porcentuales en referencia al total anual. El aumento en energía eólica también es evidente pasando de representar un 0.6 % en el año 2009 a representar un 6.6% de la capacidad total al final del periodo de estudio. De modo complementario a lo anterior puede observarse la Figura 8.15.

Figura 8.14 Expansión capacidad instalada SIC para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025



Fuente: (CNE 2009a) y (POCH Ambiental 2009a)

Figura 8.15 Expansión capacidad instalada SIC para periodo 2009 - 2025



Fuente: (CNE 2009a) y (POCH Ambiental 2009a)

Por otra parte la Tabla 8.60 muestra el resumen de la información proporcionada por la CNE en sus informes de precio nudo (CNE 2009a; CNE 2009b) acerca de los costos variables de operación de las centrales térmicas, presentes, en construcción y propuestos. Aquí se muestra el costo de las principales centrales representativas de cada una de las tecnologías. Así mismo se indica el intervalo de costos para cada tecnología y el costo promedio para las mismas, según sea el caso. De la misma forma, en la Tabla 8.61 se presenta el detalle de los factores de emisión de toneladas de dióxido de carbono equivalente. Dichos valores están distribuidos por tecnología y se utilizaron para alimentar el modelo de LEAP mencionado anteriormente para poder modelar las emisiones del sistema existente. Estos factores fueron calculados en base a las eficiencias térmicas y los consumos específicos de las centrales en cuestión, entregados por la CNE en su informe de precio nudo abril 2009 (CNE, 2009a). El resto de los factores fueron determinados en base a las referencias establecidas.

Es de importancia destacar que el parque existente fue catalogado según sus eficiencias en tres categorías principales, determinando esta clasificación tres tipos de sub-tecnología, quedando en tecnología eficiente, semi eficiente e ineficiente. La primera clasificación de tecnologías se realizó en base a los establecido por el informe POCH 2009 (POCH Ambiental 2009a) y el tipo de combustible establecido en el informe de precio nudo abril 2009. La sub- clasificación de tecnología, en el caso de la generación térmica, se realizó considerando para la carbón con una clasificación de tecnología eficiente para valores de los costos variables menores de 50 USD/MWh, tecnología semi eficiente entre 50 USD/MWh y 100 USD/MWh y tecnología ineficiente por sobre los 100 USD/MWh. Para el caso de la tecnología diesel se considero una clasificación de tecnología similar, quedando esta en sub-tecnología eficiente para valores de costos variables menores a 100 USD/MWh, tecnología semi eficiente entre 100 USD/MWh y 150 USD/MWh y tecnología ineficiente para valores superiores a 150 USD/MWh.

Tabla 8.60 Costos variables parque generador térmico SIC y principales centrales por sub-tecnología

Tecnología	Subtecnología	Costo Min [US\$/MWh]	Costo Max [US\$/MWh]	Costo Promedio [US\$/MWh]	Centrales
Diesel TG	Diesel TG eficiente	95.44	96.58	96.01	Los Pinos (95.44 US\$/MWh), Nueva Renca FA GLP (96.58 US\$/MWh)
	Diesel TG semi eficiente	89.4	156.26	128.71	Tierra Amarilla (89.4 US\$/MWh), Los Vientos (132.39 US\$/MWh), Santa Lidia (123.01 US\$/MWh)
	Diesel TG ineficiente	154.58	178.89	164.03	Renca (177.12 US\$/MWh), Diego de Almagro TG (163.61 US\$/MWh), EV25 (155.78 US\$/MWh)
Diesel CC	Diesel CC eficiente	81.5	82.85	82.2	Nehuenco 02 Diesel (81.5 US\$/MWh), San Isidro Diesel (82.85 US\$/MWh), San Isidro 02 CC Diesel (82.85 US\$/MWh), Nueva Renca (82.20 US\$/MWh), Nehuenco 01 Diesel (81.62 US\$/MWh)
	Diesel CC semi eficiente	139.79	139.79	139.79	Taltal 02 Diesel (139.79 US\$/MWh), Taltal 01 Diesel (139.79 US\$/MWh)
Diesel CA	Diesel CA eficiente	104.66	104.66	104.66	Campanario 04 CA Diesel (104.66 US\$/MWh)
	Diesel CA semi eficiente	122.82	137.07	133.48	Quintero 01 CA Diesel (122.82 US\$/MWh), Candelaria CA 01 Diesel (133.41 US\$/MWh), Candelaria CA 02 Diesel (133.41 US\$/MWh)
Carbonera	Carbonera eficiente	35.52	46	38.84	Santa María (38.24 US\$/MWh), Bocamina 02 (38.24 US\$/MWh), Campiche (46 US\$/MWh), Nueva Ventanas (46 US\$/MWh), Carbón Pan de Azúcar 01 (38.43 US\$/MWh), Carbón V Región 01 (38.43 US\$/MWh)
	Carbonera semi eficiente	55.61	69.14	61.2	Ventanas 02 (55.01 US\$/MWh), Bocamina (69.14 US\$/MWh), Ventanas 01 (58.87 US\$/MWh)
	Carbonera ineficiente	137.92	137.92	137.92	Laguna Verde (137.92 US\$/MWh)
Biomasa	Biomasa	0	176.9	56.26	valdivia 03 (122.8 US\$/MWh), valdivia 02 (18 US\$/MWh), Arauco 01a (40.3 US\$/MWh), Nueva Aldea 03 A (0 US\$/MWh)
GNL CC	GNL CC eficiente	78.48	95.5	89.9	Nehuenco 02 GNL (86.03 US\$/MWh), Taltal CC GNL (88.58 US\$/MWh), San Isidro 02 GNL (78.49 US\$/MWh), San Isidro GNL (87.52 US\$/MWh), Quintero 01 CC GNL (79.14 US\$/MWh), Nehuenco 01 GNL (95.85 US\$/MWh), Nueva Renca GNL (92.7 US\$/MWh)
	GNL CC semi eficiente	105.78	142.82	126.9	Quintero 01 CA GNL (131.86 US\$/MWh), Taltal 02 GNL (141.9 US\$/MWh), Taltal 01 GNL (141.96 US\$/MWh)
GNL CA	GNL CA semi eficiente	127.84	127.84	135.21	Candelaria CA 02 GNL (138.9), Candelaria CA 01 GNL (138.9)

Fuente: (CNE, 2009a)

Tabla 8.61 Factores de emisión CO₂e parque generador térmico SIC y principales centrales por sub-tecnología

Tecnología	Subtecnología	f. emisión CO ₂ Min [tCO ₂ e/MWh]	f. emisión CO ₂ Max [tCO ₂ e/MWh]	f. emisión CO ₂ Promedio [tCO ₂ e/MWh]	Centrales
Diesel TG	Diesel TG eficiente	0.58	0.62	0.59	Los Pinos (0.62 tCO ₂ e/MWh), Nueva Renca FA GLP 0.58 tCO ₂ e/MWh)
	Diesel TG semi eficiente	0.67	1.1	0.77	Tierra Amarilla (0.78 tCO ₂ e/MWh), Los Vientos (0.83 tCO ₂ e/MWh), Santa Lidia (0.79 tCO ₂ e/MWh)
	Diesel TG ineficiente	0.83	1.13	1.007	Renca (1.13 tCO ₂ e/MWh), Diego de Almagro TG (1.05 tCO ₂ e/MWh), EV25 (0.958 tCO ₂ e/MWh)
Diesel CC	Diesel CC eficiente	0.51	0.53	0.52	Nehuenco 02 Diesel (0.51 tCO ₂ e/MWh), San Isidro Diesel (0.52 tCO ₂ e/MWh), San Isidro 02 CC Diesel (0.53 tCO ₂ e/MWh), Nueva Renca (0.53 tCO ₂ e/MWh), Nehuenco 01 Diesel (0.52 tCO ₂ e/MWh)
	Diesel CC semi eficiente	0.87	0.87	0.87	Taltal 02 Diesel (0.87 tCO ₂ e/MWh), Taltal 01 Diesel (0.87 tCO ₂ e/MWh)
Diesel CA	Diesel CA eficiente	0.6	0.6	0.6	Campanario 04 CA Diesel (0.6 tCO ₂ e/MWh)
	Diesel CA semi eficiente	0.8	0.88	0.83	Quintero 01 CA Diesel (0.8 tCO ₂ e/MWh), Candelaria CA 01 Diesel (0.88 tCO ₂ e/MWh), Candelaria CA 02 Diesel (0.88 tCO ₂ e/MWh)
Carbonera	Carbonera eficiente	0.98	1.04	1.01	Santa María (0.98 tCO ₂ e/MWh), Bocamina 02 (0.98 tCO ₂ e/MWh), Campiche (1.04 tCO ₂ e/MWh), Nueva Ventanas (1.04 tCO ₂ e/MWh), Carbón Pan de Azúcar 01 (1.04 tCO ₂ e/MWh), Carbón V Región 01 (1.04 tCO ₂ e/MWh)
	Carbonera semi eficiente	1.05	1.1	1.1	Ventanas 02 (1.1 tCO ₂ e/MWh), Bocamina (1.05 tCO ₂ e/MWh), Ventanas 01 (1.1 tCO ₂ e/MWh)
	Carbonera ineficiente	2.35	2.35	2.35	Laguna Verde (2.35 tCO ₂ e/MWh)
Biomasa	Biomasa	1.14	1.14	1.14	valdivia 03 (1.14 tCO ₂ e/MWh), valdivia 02 (1.14 tCO ₂ e/MWh), Arauco 01a (1.14 tCO ₂ e/MWh), Nueva Aldea 03 A (1.14 tCO ₂ e/MWh)
GNL CC	GNL CC eficiente	0.4	0.44	0.42	Nehuenco 02 GNL (0.4 tCO ₂ e/MWh), Taltal CC GNL (0.4 tCO ₂ e/MWh), San Isidro 02 GNL (0.41 tCO ₂ e/MWh), San Isidro GNL (0.41 tCO ₂ e/MWh), Quintero 01 CC GNL (0.42 tCO ₂ e/MWh), Nehuenco 01 GNL (0.44 tCO ₂ e/MWh), Nueva Renca GNL (0.42 tCO ₂ e/MWh)
	GNL CC semi eficiente	0.4	0.44	0.6	Quintero 01 CA GNL (0.72 tCO ₂ e/MWh), Taltal 02 GNL (0.66 tCO ₂ e/MWh), Taltal 01 GNL (0.66 tCO ₂ e/MWh)
GNL CA	GNL CA semi eficiente	0.64	0.7	0.7	Candelaria CA 02 GNL (0.64 US\$/MWh), Candelaria CA 01 GNL (0.64 US\$/MWh)

Es de esta forma, que con la información anteriormente mencionada, fue posible crear un modelo de planificación energética mediante el programa LEAP. Dicho modelo considero la información representativa de las tecnologías anteriormente mencionadas, así como la expansión del parque generador mencionado también anteriormente. En función de lo anterior y una lista de orden de mérito constituida por una base compuesta por generación en base a agua, carbón, energías renovables y gas natural, adicionado a una generación de punta constituida por generación hidráulica de embalse y generación diesel mediante turbina de gas.

En la Tabla 8.62 es posible observar el despacho en unidad porcentual para los años 2009, 2010, 2015, 2020 y 2025 para cada una de las tecnologías mencionadas anteriormente para el SIC.

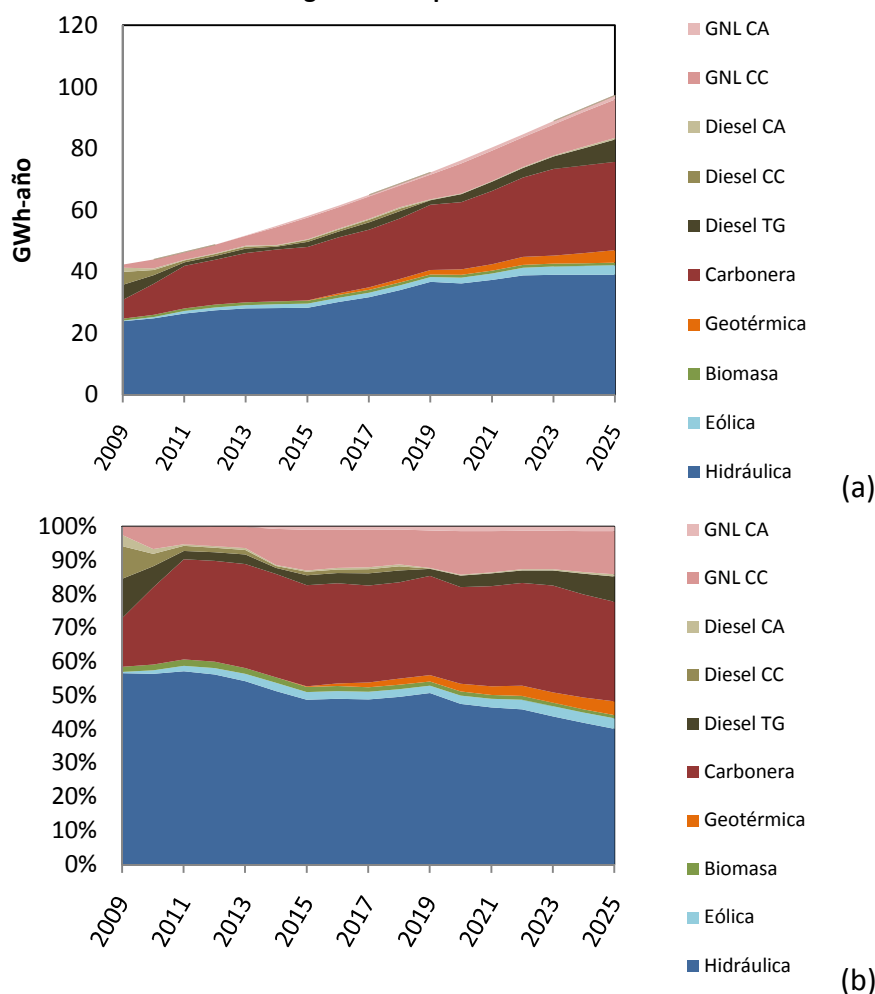
Tabla 8.62 Generación porcentual SIC por tecnología para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025

Generación [GW-Año]	2009	2010	2015	2020	2025
Hidráulica	57%	57%	50%	48%	41%
Eólica	0%	1%	2%	2%	3%
Biomasa	1%	2%	2%	1%	1%
Geotérmica	0%	0%	0%	2%	4%
Carbonera	14%	22%	29%	28%	29%
Diesel TG	12%	6%	3%	3%	7%
Diesel CC	9%	4%	1%	0%	0%
Diesel CA	3%	1%	0%	0%	1%
GNL CC	2%	6%	12%	13%	13%
GNL CA	0%	0%	1%	1%	1%
100% (GW-año)	43	45	59	77	98

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

Los valores observados en la tabla anterior pueden ser complementados con la información entregada por la Figura 8.16, donde se observa la predominancia de la hidroelectricidad y el carbón en todo el intervalo de tiempo con una participación del despacho del 41% y del 29% respectivamente para el año 2025. Así mismo es posible observar además una penetración más lenta de gas natural licuado a la matriz. Dichos cambios son especialmente claros en la Figura 8.16 (a), donde se observa una tendencia clara de expansión en el sistema.

Figura 8.16 Evolución generación SIC por tecnología periodo 2009-2025: (a) generación en GW-año, (b) generación porcentual



Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

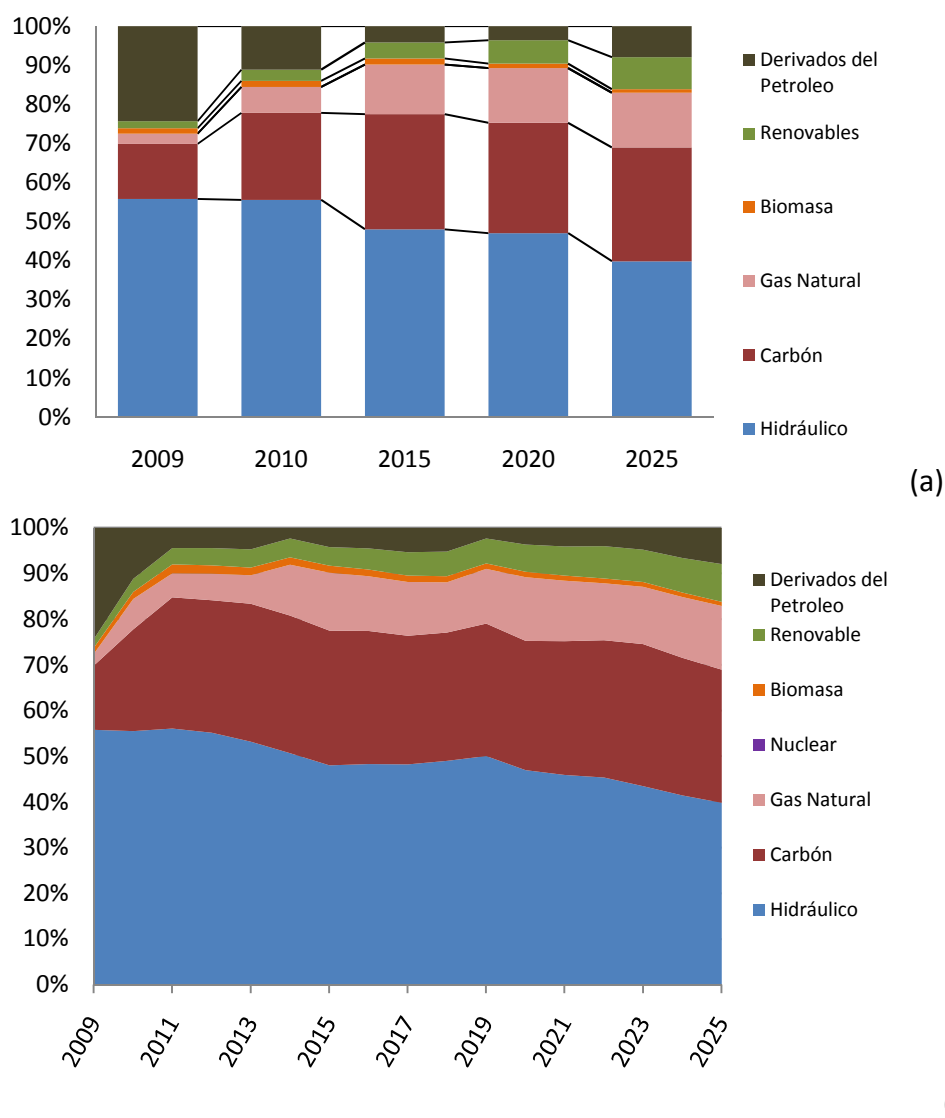
Tabla 8.63 Generación SIC (%) por combustible para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025

Generación	2009	2010	2015	2020	2025
Carbón	14%	22%	29%	28%	29%
Renovables	2%	3%	4%	6%	8%
Derivados del Petróleo	24%	11%	4%	4%	8%
Gas Natural	3%	7%	13%	14%	14%
Hidráulico	56%	56%	48%	47%	40%
Biomasa	1%	2%	2%	1%	1%
Nuclear	0%	0%	0%	0%	0%
100% (kGWh)	43	45	59	77	98

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

Así mismo es de importancia destacar la generación de energía agrupada en función de los combustibles utilizados. En la Tabla 8.63, es posible observar las generaciones por combustible, apreciándose nuevamente la preponderancia de la energía hidráulica convencional y el carbón como tecnologías de expansión. En la Figura 8.17 se observa la composición del perfil de generación según el combustible utilizado. La Figura 8.17(a), muestra la generación por combustible para los años 2009, 2010, 2015, 2020 y 2025, mientras que la Figura 8.17(b) muestra el total de la generación para el intervalo 2009-2025. Se observa claramente como la expansión esta principalmente concentrada en fuentes de energía hidráulica y fuentes fósiles como el carbón y el gas natural licuado, aunque es importante destacar nuevamente el aumento de la penetración de las energías renovables que considerando la biomasa alcanza a un 10% durante el año 2025.

Figura 8.17 Generación porcentual SIC por combustible: (a) Año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025, (b) Evolución periodo 2009-2025



Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

Por otra parte, es de interés observar lo mostrado en la Tabla 8.64 acerca de cómo las diferentes tecnologías están siendo despachadas. Se observa que los valores para los factores de planta de esta tabla son cercanos a los valores observados en Tabla 8.64, observándose la generación hidráulica con un valor del 59%, la generación en carbón con un factor de planta de 83% y la generación eólica con un factor de planta igual al 28%, siendo estas las principales capacidades de importancia ya que las dos primeras representan la principal fuente de generación y la última la generación renovable más importante dentro del sistema.

Tabla 8.64 Factores de planta reales SIC por tecnología para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025 según modelo LEAP

Factores de planta [pu]	2009	2010	2015	2020	2025
Hidráulica	0.57	0.57	0.58	0.58	0.59
Eólica	0.19	0.29	0.27	0.28	0.28
Biomasa	0.40	0.41	0.43	0.43	0.43
Geotérmica	0.00	0.00	0.70	0.82	0.84
Carbonera	0.83	0.80	0.81	0.81	0.83
Diesel TG	0.31	0.15	0.09	0.14	0.40
Diesel CC	0.31	0.15	0.10	0.00	0.00
Diesel CA	0.30	0.15	0.08	0.14	0.41
GNL CC	0.65	0.53	0.44	0.43	0.55
GNL CA	1.20	0.60	0.40	0.42	0.54
fp SIC	0,49	0,45	0,48	0,53	0,60

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

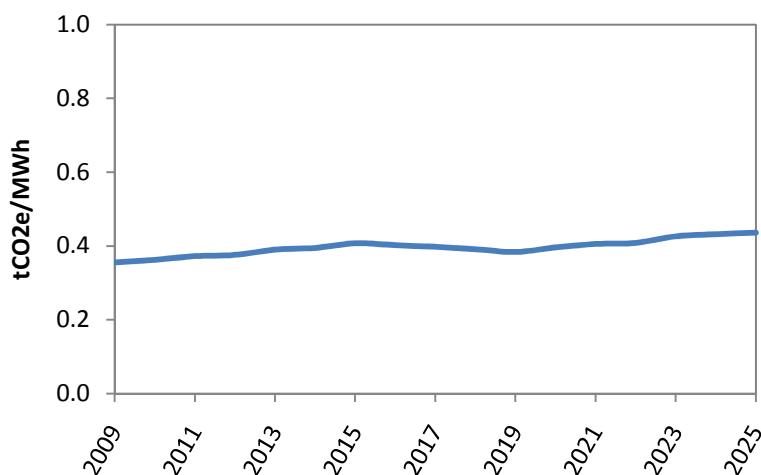
Finalmente en esta materia, es de importancia mencionar la Figura 8.18 donde se observa una gráfica del factor de emisión y su evolución, concordando con lo observado en la Tabla 8.65. Aquí se observa que el factor de emisión total del sistema, el cual comienza en un valor de 0.36 Ton CO₂e/MWh evoluciona hasta un valor de 0.44 Ton CO₂e/MWh, demostrando el hecho de la existencia de una carbonización de la matriz energética chilena, lo cual representa el principal aumento en el factor de emisión del SIC

Tabla 8.65 Factores de emisión CO₂e SIC por tecnología para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025

Factores de Emisión [TCO ₂ e/MW]	2009	2010	2015	2020	2025
Hidráulica	0	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0	0
Biomasa	0	0	0	0	0
Geotérmica	0	0	0	0	0
Carbonera	1.16	1.10	1.07	1.06	1.04
Diesel TG	0.76	0.75	0.76	0.81	0.78
Diesel CC	0.59	0.63	0.50	0.00	0.00
Diesel CA	0.86	0.67	1.00	0.50	0.67
GNL CC	0.40	0.41	0.43	0.43	0.44
GNL CA	0.00	1.00	1.00	0.90	0.85
Factor Emisión SIC	0.34	0.35	0.40	0.39	0.43

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

Figura 8.18 Factor de emisión CO₂e SIC



Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

III.5.1.2 Sistema Interconectado del Norte Grande

De la misma forma que el SIC, es posible observar los antecedentes más relevantes del parque generador del SING y discutir brevemente sus principales características y puntos de importancia a la hora de modelar el sistema.

La Tabla 8.66 muestra el parque de generación actual existente en el SING según CNE. Por otra parte la Tabla 8.67 muestra las centrales futuras del sistema. Es posible observar entonces que existe una preponderancia, tal como se esperaba, de capacidad térmica, representando esta casi la totalidad del sistema mismo.

Tabla 8.66 Parque generador SING existente a diciembre 2008

Tipo	Subtipo	Centrales
Pasada	Pasada	CHAP (10.1 MW), CHAYA (2.6 MW)
Diesel TG	Semi Eficiente	U10 (36.0 MW), U11 (36.0 MW), MIMB (27.9 MW), TG2 (24.8 MW), TG1 (24.6 MW), TGTAR (23.7 MW), TGIQ (23.6 MW), GMAR (8.40 MW), MSIQ (5.9 MW), MAIQ (5.6 MW), ZOFRI_2 (5.2 MW), SUIQ (4.1 MW), M1AR (2.90 MW), M2AR (2.80 MW), MIIQ (2.8 MW), DEUTZ (2.0 MW), ZOFRI_1 (0.9 MW), CUMMINS (0.70 MW).
Diesel CC	Eficiente	CCd SALTA (632.71 MW), U16d (393.0 MW), CC1d (389.5 MW), CC2d (378.3 MW), CTM3d (243.2 MW)
	Semi Eficiente	TG3d (37.2 MW)
Carbonera	Eficiente	CTM2 (164 MW), CTM1 (154.9 MW)
	Semi Eficiente	CTTAR (148.5 MW), NTO2 (131.9 MW), U14 (127.7 MW), NTO1 (127.4 MW), U15 (122 MW), U13 (79.8MW), U12 (79.6 MW)
GNL CC	Eficiente	CC SALTA (632.71 MW), U16 (393 MW), CC1 (398.5 MW), CC2 (378.3 MW), CTM3 (243.227 MW).

Fuente: (CNE 2009b)

Tabla 8.67 Parque generador SING futuro 2009-2019

Tipo	Subtipo	Diesel TG
Diesel TG	Eficiente	TAMAYA (95 MW)
	Semi Eficiente	ZOFRI_3 (4.8 MW).
Carbonera	Eficiente	TARAPACA III (200 MW), MEJILLONES II (200 MW).
	Semi Eficiente	AMGAMOS I (230 MW), ANGAMOS II (230 MW), MEJILLONES (200 MW), TARAPACA I (200 MW), TARAPACA II (200 MW), CT ANDINA (150 MW), HORNITOS (150 MW).
GNL CC	Eficiente	U16 GNL (393 MW), CC1 GNL (389.5 MW), CC2 GNL (378.3 MW), CTM3 GNL (243.2 MW), CC1 GNL EG (207.03 MW), CTM3 GNL EG (160 MW)
Eólica	Eólica	EOLICO SING II (100 MW), EÓLICO SING I (40 MW), EOLICO SING III (40 MW)
Geotérmica	Geotérmica	GEOTERMICA SING I (40 MW), GEOTERMICA SING II (40 MW)

Fuente: (CNE 2009b)

Al igual que en el caso del SIC, en la Tabla 8.68 es posible observar los criterios de expansión utilizados según lo establecido por(POCH Ambiental 2009a), donde se muestran los porcentajes de crecimiento con respecto al año anterior para cada una de las tecnologías. Se observa, tal como se espera, un aumento de la capacidad instalada en la energía proveniente del carbón y la energía eólica. En el caso de la generación de base como la tecnología carbonera y a gas natural, la expansión se dará en las tecnologías más eficientes del sistema, siendo estas representadas por centrales del tipo CP y CIF. En el caso de la tecnología diesel, la expansión estará concentrada principalmente en las centrales de punta, siendo estas del tipo semi eficiente, según la clasificación anteriormente descrita al comienzo del capítulo.

Tabla 8.68 Criterio de expansión SING periodo 2019 -2025 según POCH

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pasada	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Eólica	0%	0%	29%	29%	18%	16%	20%
Geotérmica	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Carbon	16%	10%	14%	30%	10%	60%	10%
GN CC	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Motor Diesel	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: (POCH Ambiental 2009a)

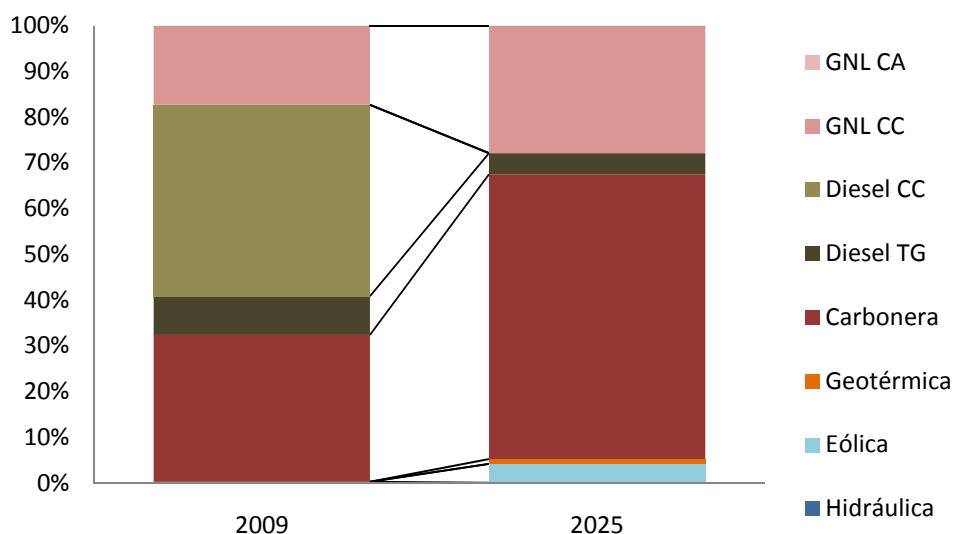
De esta forma, en función de los criterios de expansión y el plan de obras anteriormente mencionado, es posible establecer la expansión del sistema en capacidad instalada. En la Tabla 8.69 se observa la capacidad instalada al año 2009 y el año 2025, indicándose el cambio de capacidad en cada una de las tecnologías consideradas. Se observa que principalmente se da un aumento en los sistemas a base a carbón, como se menciono anteriormente, así como el recambio de capacidad desde ciclos combinados diesel, a ciclos combinados en base a Gas natural licuado. También se prevé un desarrollo en energías renovables, tal como se dijo anteriormente. Lo anterior también puede observarse de manera gráfica en la Figura 8.19. Es de importancia destacar que el crecimiento más importante se da en las centrales de carbón, alcanzando una diferencia entre el año 2025 y 2009 de 3,383 MW de capacidad instalada, pasando de un total de capacidad instalada del sistema de 3,569.1 a uno de 7.359,8. Tal como se dijo, lo anterior se ilustra claramente en la gráfica de la Figura 8.19.

Tabla 8.69 Capacidad Instalada SING para años 2009 y 2025

Capacidad instalada [MW]	2009	2025	Cambio
Hidráulica	12.7	12.7	0
Eólica	0	300	300
Geotérmica	0	80	80
Carbonera	1,173	4,556	3,383
Diesel TG	309	338	29
Diesel CC	1,441	37	-1,404
GNL CC	633	2,037	1,404
TOTAL	3,569	7,360	3,791

Fuente: (CNE 2009b) y (POCH Ambiental 2009a)

Figura 8.19 Capacidad Instalada SING para años 2009 y 2025



Fuente: (CNE 2009b) y (POCH Ambiental 2009a)

El detalle de la expansión en capacidad instalada para los años 2009, 2010, 2020 y 2025 puede observarse en la Tabla 8.70 en MW instalados y en la Tabla 8.71 como un valor porcentual del total de la matriz. Dicha expansión puede observarse en detalle de manera gráfica en la Figura 8.20. Se observa la tendencia de crecimiento mencionada anteriormente en carbón, pero así mismo se ve la salida de capacidad de ciclo combinado Diesel en pos de la instalación y recambio a centrales de ciclo combinado en base a GNL como combustible, pasando la capacidad diesel CC de representar un 40.4 % de la capacidad total el año 2009 a un 0,4 % al año 2025.

Tabla 8.70 Expansión capacidad (MW) instalada SING para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025

Capacidad instalada	2009	2010	2015	2020	2025
Hidráulica	13	13	13	13	12.7
Eólica	0	23	140	180	299.5
Geotérmica	0	0	40	80	80
Carbonera	1,173	1,398	1,929	2,930	4556
Diesel TG	309	337	338	338	337.7
Diesel CC	1,441	416	37	37	37.2
GNL CC	633	1,393	2,037	2,037	2036,7
TOTAL	3,569	3,581	4,533	5,615	7,359.8

Fuente: (CNE 2009b) y (POCH Ambiental 2009a)

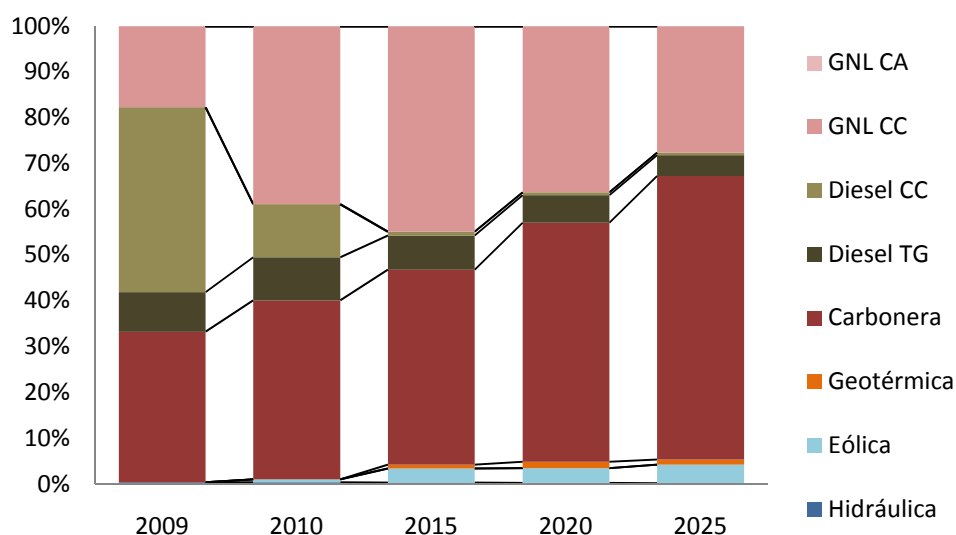
Tabla 8.71 Expansión capacidad instalada (%) SING para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025

Capacidad instalada	2009	2010	2015	2020	2025
Hidráulica	0.4%	0.4%	0.3%	0.2%	0.2%
Eólica	0.0%	0.7%	3.1%	3.2%	4.1%
Geotérmica	0.0%	0.0%	0.9%	1.4%	1.1%
Carbonera	32.9%	39.1%	42.6%	52.2%	61.9%
Diesel TG	8.7%	9.4%	7.4%	6.0%	4.6%
Diesel CC	40.4%	11.6%	0.8%	0.7%	0.5%
GNL CC	17.7%	38.9%	44.9%	36.3%	27.7%
100% [MW]	3,569	3,581	4533,4	5,615	7,360

Fuente: (CNE 2009b) y (POCH Ambiental 2009a)

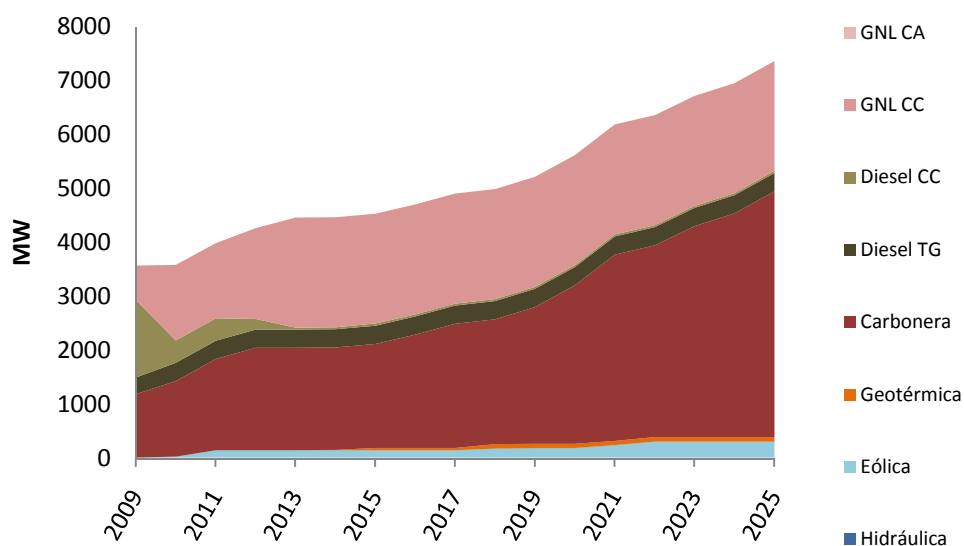
A modo complementario se muestra la grafica de expansión en todo el espectro de tiempo del estudio en la Figura 8.21.

Figura 8.20 Expansión capacidad instalada SING para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025



Fuente: (CNE 2009b) y (POCH Ambiental 2009a)

Figura 8.21 Expansión capacidad instalada SING para el periodo 2009 - 2025



Fuente: (CNE 2009b) y (POCH Ambiental 2009a)

Por otra parte, de manera complementaria a la descripción del sistema anteriormente realizada, se presentan los costos variables de las centrales térmicas y los factores de emisión según (CNE 2009b). Es de importancia destacar que los factores de emisión fueron calculados en función las eficiencias térmicas de las plantas de generación y factores de emisión típicas por combustibles establecidos por el ICCP. Dichos valores pueden observarse en la Tabla 8.72 y la Tabla 8.73 respectivamente.

Tabla 8.72 Costos variables parque generador térmico SING y principales centrales por sub-tecnología

Tecnología	Subtecnología	Costo Min [US\$/MWh]	Costo Max [US\$/MWh]	Costo Promedio [US\$/MWh]	Centrales
Diesel TG	Diesel TG eficiente	71.7	71.7	71.7	TAMAYA (71.7 [US\$/MWh])
	Diesel TG semi eficiente	84	165.9	127.63	U10 (95.4 US\$/MWh), U11 (95.4 US\$/MWh)
Diesel CC	Diesel CC eficiente	95.6	217.9	135.44	CCd Salta (217.9 US\$/MWh), U16d (165.4 US\$/MWh), CC1d (95.6 US\$/MWh), CC2d (95.6 US\$/MWh), CTM3d (102.1 US\$/MWh)
	Diesel CC semi eficiente	119.6	119.6	119.6	TG3d (119.6 US\$/MWh)
Carbonera	Carbonera eficiente	40.9	48.1	46.5	TARAPACA III (40.9 US\$/MWh), MEJILLONES II (50.5 US\$/MWh), CTM2 (46.5 US\$/MWh), CTM1 (48.1 US\$/MWh)
	Carbonera semi eficiente	39.4	61.2	47.45	AMGAMOS I (40.8 US\$/MWh), AMGAMOS II (40.8 US\$/MWh), MEJILLONES (50.5 US\$/MWh), TARAPACA I (40.9 US\$/MWh), TARAPACA II (40.9 US\$/MWh), CT ANDINA (51.4 US\$/MWh), HORNITOS (51.4 US\$/MWh), CTTAR (44 US\$/MWh), NTO2 (39.4 US\$/MWh), U14 (53. US\$/MWh), NTO1 (39.8 US\$/MWh), U15 (51.4 US\$/MWh)
GNL CC	GNL CC eficiente	74.3	93.6	77.07	CC SALTA (0.5 US\$/MWh), U16 (74.3 US\$/MWh), U16 GNL (74.3 US\$/MWh), CC1 (93.6 US\$/MWh), CC1 GNL (93.6 US\$/MWh), CC2 (93.6 US\$/MWh), CC2 GNL (93.6 US\$/MWh), CTM3 (76.9 US\$/MWh), CTM3 GNL (76.9 US\$/MWh), CC1 GNL EG (93.6 US\$/MWh), CTM3 GNL EG (76.9 US\$/MWh)
	GNL CC semi eficiente	133.8	133.8	133.8	TG3 GNL (133.8 US\$/MWh)

Fuente: (CNE 2009b)

Tabla 8.73 Factores de emisión CO₂e parque generador térmico SING y principales centrales por sub-tecnología

Tecnología	Subtecnología	f. emisión CO ₂ Min [tCO ₂ e/MWh]	f. emisión CO ₂ Max [tCO ₂ e/MWh]	f. emisión CO ₂ Promedio [tCO ₂ e/MWh]	Centrales
Diesel TG	Diesel TG eficiente	0.62	0.62	0.62	TAMAYA (0.62 [tCO ₂ e/MWh])
	Diesel TG semi eficiente	0.7	1.17	0.89	U10 (0.88 tCO ₂ e/MWh), U11 (0.88 tCO ₂ e/MWh)
Diesel CC	Diesel CC eficiente	0.59	0.67	0.64	CCd Salta (0.6 tCO ₂ e/MWh), U16d (0.62 tCO ₂ e/MWh), CC1d (0.65 tCO ₂ e/MWh), CC2d (0.67 tCO ₂ e/MWh), CTM3d (0.67 tCO ₂ e/MWh)
	Diesel CC semi eficiente	0.92	0.92	0.92	TG3d (0.92 tCO ₂ e/MWh)
Carbonera	Carbonera eficiente	1.01	1.2	1.14	TARAPACA III (1.1 tCO ₂ e/MWh), MEJILLONES II (1.1 tCO ₂ e/MWh), CTM2 (1.1 tCO ₂ e/MWh), CTM1 (1.2 tCO ₂ e/MWh)
	Carbonera semi eficiente	1.1	1.42	1.17	AMGAMOS I (1.1 tCO ₂ e/MWh), ANGAMOS II (1.1 tCO ₂ e/MWh), MEJILLONES (1.1 tCO ₂ e/MWh), TARAPACA I (1.1 tCO ₂ e/MWh), TARAPACA II (1.1 tCO ₂ e/MWh), CT ANDINA (1.1 tCO ₂ e/MWh), HORNITOS (1.1 tCO ₂ e/MWh), CTTAR (1.23 tCO ₂ e/MWh), NTO2 (1.1 tCO ₂ e/MWh), U14 (1.25 tCO ₂ e/MWh), NTO1 (1.11 tCO ₂ e/MWh), U15 (1.2 tCO ₂ e/MWh)
GNL CC	GNL CC eficiente	0.4	0.45	0.43	CC SALTA (0.45 tCO ₂ e/MWh), U16 (0.4 tCO ₂ e/MWh), U16 GNL (0.4 tCO ₂ e/MWh), CC1 (0.45 tCO ₂ e/MWh), CC1 GNL (0.45 tCO ₂ e/MWh), CC2 (0.45 tCO ₂ e/MWh), CC2 GNL (0.45 tCO ₂ e/MWh), CTM3 (0.42 tCO ₂ e/MWh), CTM3 GNL (0.42 tCO ₂ e/MWh), CC1 GNL EG (0.45 tCO ₂ e/MWh), CTM3 GNL EG (0.42 tCO ₂ e/MWh)
	GNL CC semi eficiente	0.73	0.73	0.73	TG3 GNL (0.73 tCO ₂ e/MWh)

Fuente: (CNE 2009b)

Por otra parte la Tabla 8.74 muestra la distribución de combustibles según las centrales del sistema, explicitando las principales centrales y el combustible utilizado por esta.

Tabla 8.74 Combustibles para las principales centrales térmicas del parque generador SING

Tecnología	Subtecnología	Combustible
Diesel TG	Diesel TG eficiente	TAMAYA (Fuel Oil)
	Diesel TG semi eficiente	U10 (Fuel Oil), U11 (Fuel Oil)
Diesel CC	Diesel CC eficiente	CCd SALTA (Petróleo Diesel), U16d (Petróleo Diesel), CC1d (Petróleo Diesel), CC2d (Petróleo Diesel), CTM3d (Petróleo Diesel)
	Diesel CC semi eficiente	TG3d (Petróleo Diesel)
Carbonera	Carbonera eficiente	TARAPACA III (Carbón Bituminoso), MEJILLONES II (Carbón Bituminoso), CTM2 (Mezcla Carbón - Petcoke), CTM1 (Mezcla Carbón - Petcoke)
	Carbonera semi eficiente	AMGAMOS I (Carbón Bituminoso), ANGAMOS II (Carbón Bituminoso), MEJILLONES (Carbón Bituminoso), TARAPACA I (Carbón Bituminoso), TARAPACA II (Carbón Bituminoso), CT ANDINA (Carbón Bituminoso), HORNITOS (Carbón Bituminoso), CTTAR (Carbón Bituminoso), NTO2 (Carbón Bituminoso), U14 (Mezcla Carbón - Petcoke), NTO1 (Carbón Bituminoso), U15 (Mezcla Carbón - Petcoke)
GNL CC	GNL CC eficiente	CC SALTA (Gas Natural), U16 (Gas Natural), U16 GNL (Gas Natural), CC1 (Gas Natural), CC1 GNL (Gas Natural), CC2 (Gas Natural), CC2 GNL (Gas Natural), CTM (Gas Natural), CTM3 GNL (Gas Natural), CC1 GNL EG (Gas Natural), CTM3 GNL EG (Gas Natural)
	GNL CC semi eficiente	TG3 GNL (Gas Natural)

Fuente: (CNE 2009b)

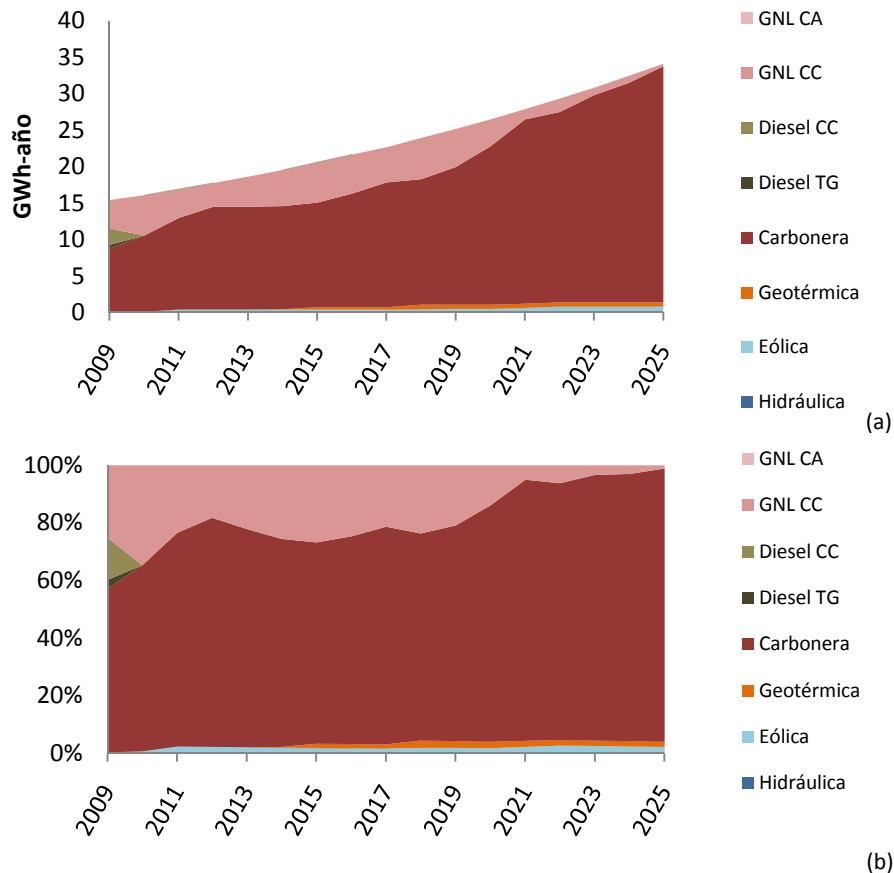
Es de esta forma, que en función de lo anterior, se estableció el modelo LEAP de igual forma que se hizo para el caso del SIC, respetando el mismo orden de merito mencionado anteriormente. Al simular el sistema, considerando los valores de los parámetros mostrados en este estudio se obtuvo información acerca del despacho de la generación y las emisiones que el sistema emite bajo este escenario. En la Tabla 8.75 se observa el despacho de generación, donde se ve que el principal contribuyente a la generación total está representado por centrales térmicas del tipo carbón llegando a representar el 95% de la generación al año 2025. Lo anterior se corrobora con lo observado en la Figura 8.22.

Tabla 8.75 Generación porcentual SING por tecnología para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025

Generación [GW-Año]	2009	2010	2015	2020	2025
Hidráulica	0.6%	0.6%	0.5%	0.4%	0.3%
Eólica	0%	0.6%	1.9%	1.9%	2.3%
Biomasa	0%	0%	0%	0%	0%
Geotérmica	0%	0%	1.5%	2.3%	1.8%
Carbonera	57.8%	66.0%	71.4%	84.2%	95%
Diesel TG	2.6%	0%	0%	0%	0%
Diesel CC	13.6%	0%	0%	0%	0%
Diesel CA	0%	0%	0%	0%	0%
GNL CC	25.3%	32.7%	24.8%	11.3%	0.6%
GNL CA	0%	0%	0%	0%	0%
Solar	0%	0%	0%	0%	0%
Mareomotriz	0%	0%	0%	0%	0%
Nuclear	0%	0%	0%	0%	0%
CCS	0%	0%	0%	0%	0%
100% (GW-año)	15.4	16.2	20.6	26.5	34.2

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

Figura 8.22 Evolución generación SING por tecnología periodo 2009-2025: (a) generación en GW-año, (b) generación porcentual



Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

El análisis de la distribución de la generación por combustible muestra conclusiones similares, observándose un aumento sostenido en el consumo de carbón y si bien en un comienzo, aumentando el consumo de gas natural licuado, luego esta tecnología queda completamente desplazada por el carbón, el cual se convierte en el principal sostén del sistema. Lo anterior es posible de ser observado en la Tabla 8.76.

Tabla 8.76 Generación (%) SING por combustible para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025

Generación	2009	2010	2015	2020	2025
Carbón	58%	66%	71%	84%	95%
Renovables	0%	1%	3%	4%	4%
Derivados del Petróleo	16%	0%	0%	0%	0%
Gas Natural	25%	33%	25%	11%	1%
Hidráulico	1%	1%	0%	0%	0%
Biomasa	0%	0%	0%	0%	0%
Nuclear	0%	0%	0%	0%	0%
100% (kGWh)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

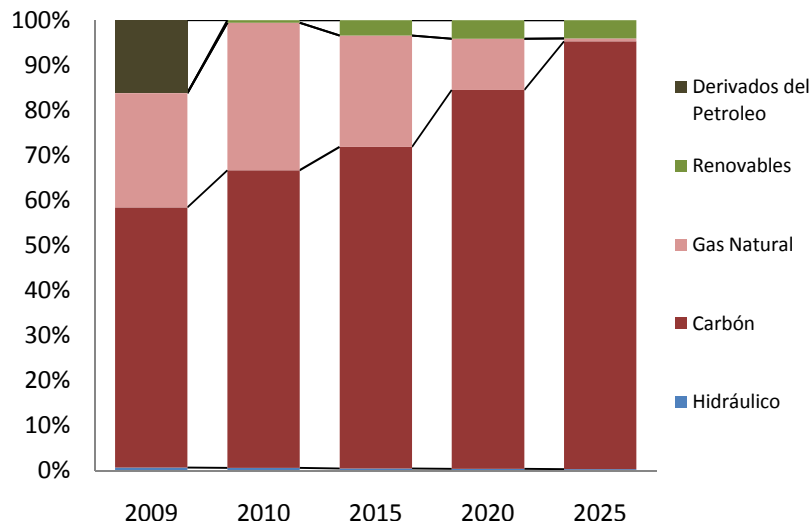
Por otro lado, la Tabla 8.77 muestra los factores de planta calculados en base a la información de salida del modelo. Se observa que dichos factores de planta son cercanos a lo especificado anteriormente para cada una de las tecnologías, por lo que se esperan resultados correctos en cuando al despacho de generación se refiere. En específico se observa que el carbón esta en un valor de 81 % al año 2025, dejando el factor de planta total del sistema en 53 %.

Tabla 8.77 Factores de planta reales SING por tecnología para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025

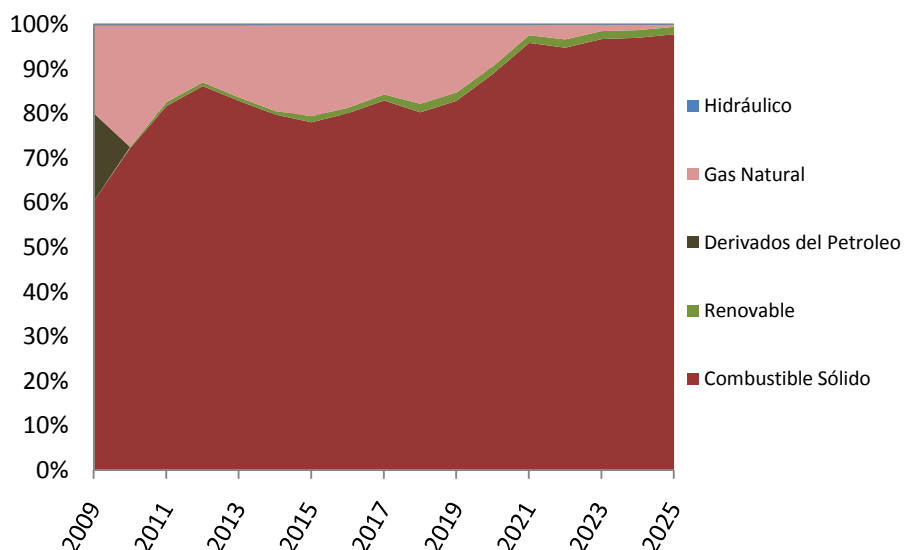
Factores de planta [pu]	2009	2010	2015	2020	2025
Hidráulica	0.9	0.57	0.58	0.9	0.9
Eólica	0	0.29	0.27	0.32	0.3
Geotérmica	0	0	0.7	0.86	0.86
Carbonera	0.87	0.8	0.81	0.87	0.81
Diesel TG	0.15	0.15	0.09	0	0
Diesel CC	0.17	0.15	0.1	0	0
GNL CC	0.7	0.53	0.44	0.17	0.01
fp SING	0.49	0.45	0.48	0.54	0.53

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

Figura 8.23 Generación porcentual SING por combustible: (a) Año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025, (b) Evolución periodo 2009-2025



(a)



(b)

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

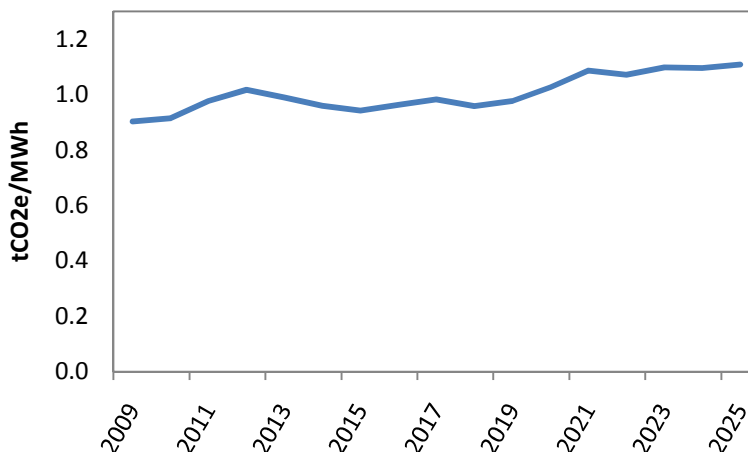
En función de lo anterior, es posible entonces determinar el factor de emisión del sistema y de las diferentes tecnologías operantes en él. En primera instancia se observa que los valores están dentro de los rangos dados por la Tabla 8.73. Así mismo se observa que su valor evoluciona de 0.9 Ton CO₂e/MWh hasta 1.11 TCO₂e, mostrando al igual que el SIC una tendencia a la carbonización de la matriz de manera muy prominente. La Tabla 8.78 y la gráfica de la Figura 8.24 muestran lo anteriormente mencionado, donde se observa que el principal aporte de emisiones es entregado por la capacidad instalada en carbón con un factor de emisión igual a 1,16 Ton CO₂e/MWh.

Tabla 8.78 Factores de Emisión SING por tecnología para año base 2009 y periodos de 5 años hasta 2025 según modelo LEAP

Factores de Emisión [TCO ₂ e/MW]	2009	2010	2015	2020	2025
Hidráulica	0	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0	0
Geotérmica	0	0	0	0	0
Carbonera	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Diesel TG	1.	0	0	0	0
Diesel CC	0.6	0	0	0	0
GNL CC	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5
Factor Emisión SING	0.9	0.9	0.9	1.0	1.1

Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

Figura 8.24 Factor de emisión CO₂e SING



Fuente: Elaboración Propia en base a resultados LEAP

En conclusión, se observa que la tendencia actual del sistema, tanto en el SIC como en el SING, es la expansión mayoritariamente utilizando capacidad en carbono y en segunda instancia, si es que existe, capacidad hidráulica. Así también se observa una beta de expansión hacia las energías renovables, impulsada por la imposición legal de generar energía eléctrica mediante medios no convencionales.

III.5.1.3 Validación Escenario Base

Para validar el escenario base empleado, se utilizó la información proporcionada por los datos de salida del modelo OSE2000 utilizado por la CNE en su elaboración de precio nudo abril 2009 para el SIC y el SING (CNE 2009a; CNE 2009b). Dicha validación se orientó para determinar la validez del escenario base utilizado y descartar errores que pudieran causar diferencias entre la información de entrada considerada en el presente estudio con la información mostrada en OSE2000. A continuación se presenta una validación del modelo LEAP en base a comparación de datos para el Sistema interconectado central.

Para mostrar que los resultados entregados por el programa LEAP son correspondientes a lo esperado se presenta a continuación una comparación entre la salida de LEAP y OSE. La primera discrepancia se observa en la Tabla 8.79 en que, para el año 2009, las capacidades OSE son mayores a LEAP. Estas discrepancias se deben a que OSE utiliza diferentes valores de potencia máxima con el fin de equilibrar efectos secundarios del mismo programa. Otras razones es que algunas centrales presentadas en OSE2000 no se mencionan en el IPN y viceversa. Las magnitudes de estas diferencias en MW se muestran en la Tabla 8.80.

Tabla 8.79 Crecimiento de la capacidad instalada del sistema SIC. Unidades: [MW]

Combustible [MW]	OSE			ITD CNE Abril 2009			Diferencias		
	2009	2014	2018	2009	2014	2018	2009	2014	2018
Hidro	5,297.2	6,115.6	6,814.6	4,990	5,808.4	6,909	307.2	307.2	-94.4
Diesel	3,825	3,281.2	2,824.6	3,904.2	3,133.4	3,055.5	-79.2	147.8	-230.9
Carbón	764.6	2,294.5	2,659	841.2	2,437.2	2,776.2	-76.6	-142.7	-117.2
Biomasa	157	219.4	219.4	172.1	236.9	236.9	-15.1	-17.5	-17.5
Renovable	60.3	532.2	780.7	60.4	532.2	798	-0.1	-0.1	-17.3
GNL	180.6	1,464	1,927.2	184.5	1,855.4	1,979.2	-3.9	-391.4	-52
Total	10,284.8	13,906.8	15,225.5	10,152.4	14,003.5	15,754.8	132.4	-96.7	-529.3

Fuente: ITD CNE y OSE2000

Tabla 8.80 Diferencias en capacidad OSE – ITD CNE ABRIL 2009. Unidades: [MW]

Resumen Diferencias OSE- ITD CNE ABRIL 2009	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Centrales OSE y ITD CNE ABRIL 2009	132.6	336.2	240.9	150.4	-132.0	-96.6	-11.4	-88.9	-283.2	-529.3
Centrales presentes en ITD CNE ABRIL 2009	103.4	83.6	-69.2	-159.3	-324.2	-171.3	-117.8	-473.6	-757.9	-1,143.0
Centrales presentes sólo OSE	29.2	252.6	310.1	309.7	192.2	74.7	106.4	384.7	474.7	613.7

Fuente: ITD CNE y OSE2000

Otra discrepancia se encuentra en la generación. LEAP presenta valores mayores para todos los años. Ello se debe a que las pérdidas determinadas por el LEAP son del 6.2% mientras que el OSE tiene un promedio del 3.2%. Esta diferencia se debe a que la modelación de las pérdidas incluyen las reservas de giro, las cuales se determinan en un 3%. Esto se realizó en base a lo establecido por POCH en su informe (POCH Ambiental 2009a). Lo anteriormente dicho afecta el factor de planta del sistema modelado en LEAP. Una generación mayor con una capacidad total instalada menor que en OSE produce un factor de planta mayor. Esta situación sólo se equilibra gracias al aumento más acelerado de la capacidad instalada de LEAP lo cual sucede sólo cuando llega a ser 500 MW mayor que en OSE.

Por otra parte, la menor capacidad hidráulica instalada en LEAP, produce un desplazamiento de la generación hacia los combustibles Diesel y GNL. Es por esto que LEAP presenta menor generación hidráulica y mayor generación Diesel y GNL. La Tabla 8.81 muestra el efecto que tiene una disminución de la demanda sobre el despacho del modelo LEAP. Como era de esperarse, LEAP mantiene la generación de las tecnologías hidráulicas, renovables o de bajo costo, desplazando carbón, GNL y mayormente, Diesel.

Tabla 8.81 Generación por combustible. Unidad: miles GWh.

Combustible [miles GWh]	OSE			LEAP			Diferencias OSE-LEAP		
	2009	2014	2018	2009	2014	2018	2009	2014	2018
Hidro	26.91	30.38	33.78	24.8	29.3	35.2	2.82	1.91	-0.53
Diesel	6.77	0.57	0.62	10.5	1.3	3.6	-3.29	-0.68	-2.79
Carbón	5.34	15.93	21.25	6.10	16.8	19.6	-0.54	-0.35	2.05
Biomasa	0.92	1.35	1.46	0.6	0.9	0.9	0.32	0.46	0.56
Renovable	0.19	1.30	2.55	0.1	1.3	2.8	0.09	0.04	-0.18
GNL	1.15	4.58	8.39	1.1	6.2	7.7	0.09	-1.38	0.86
Total	41.28	54.11	68.04	43.2	55.8	69.8	-0.5	0.01	-0.02

Fuente: OSE2000 y LEAP

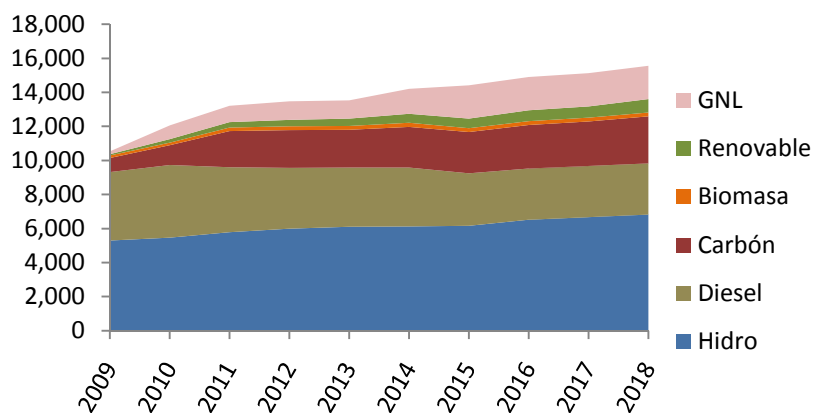
Los efectos de la disminución de la demanda son evidentes. Como se mantuvo la misma capacidad instalada que el caso base, el factor de planta disminuye. Así mismo, el factor de emisión disminuye al generarse menor cantidad de energía con tecnologías contaminantes.

Por último, existe una diferencia de emisiones para las tecnologías de Biomasa. Ello se debe a que el modelo LEAP toma en cuenta un factor de emisiones de 0.038 mientras que OSE2000 tiene un factor de 1.14, muy superior a lo esperado para esta tecnología.

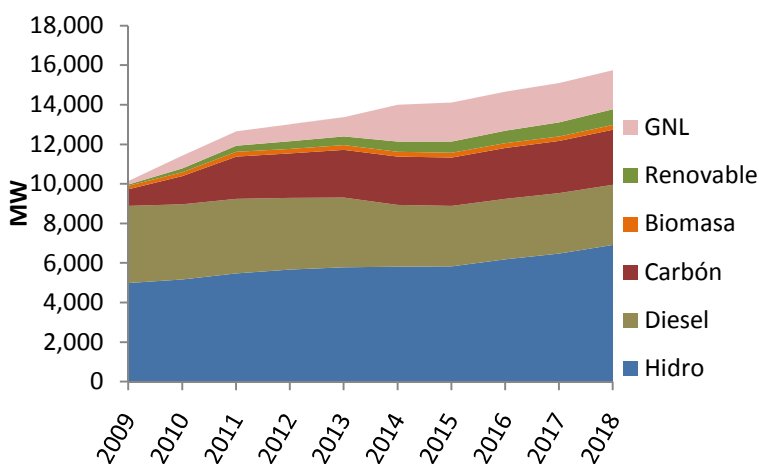
Es posible decir entonces que todas las discrepancias se deben a diferencias entre valores de entrada para las capacidades y, particularmente para el caso de las tecnologías Biomasa, de factores de emisión. Fuera de ello, el modelo LEAP muestra seguir métodos correctos y entregar resultados coherentes.

Pese a la existencia de diferencias en el detalle, al considerar el modelo agrupado, los despachos realizados por LEAP son muy apegados a lo esperado y mostrado por el modelo OSE. Esto puede constatarse fácilmente si se observan las graficas de matriz para cada una de las tecnologías. Lo anterior puede constatarse en la Figura 8.25, donde se observa la similitud entre los despachos realizados por el modelo OSE2000 y LEAP.

Figura 8.25 Gráfica comparativa de generación entre OSE2000 (a) y LEAP (b) periodo 2009 – 2018 para SIC



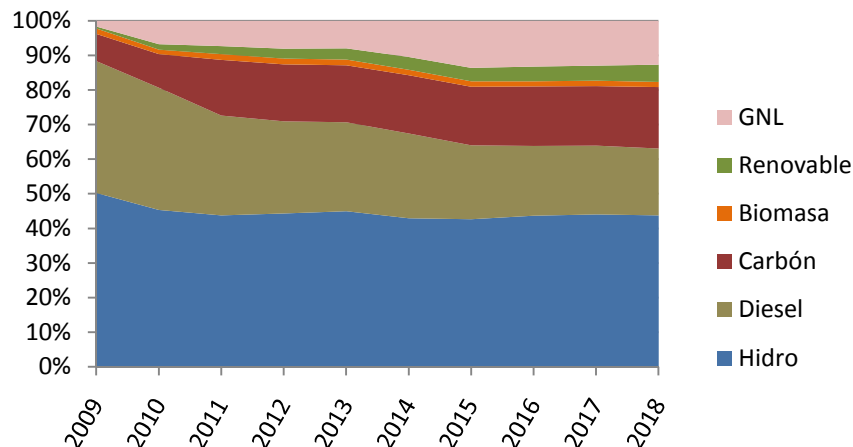
(a)



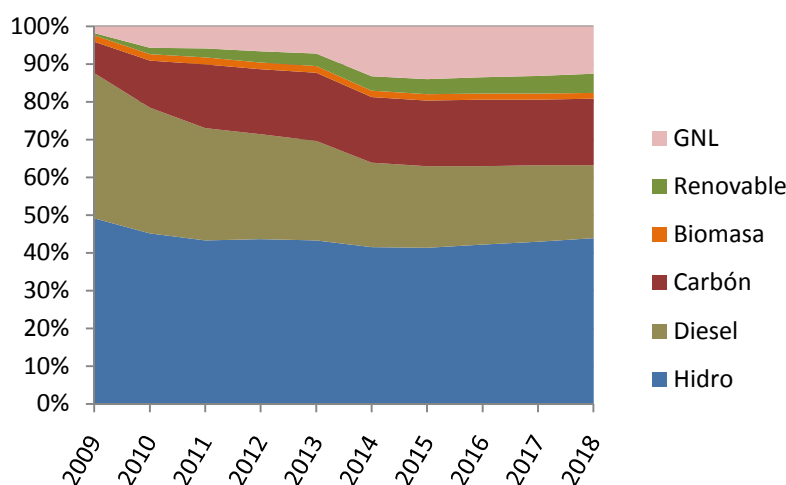
(b)

Lo anterior puede corroborarse y observarse con mayor exactitud en una versión porcentual de la grafica anteriormente mostrada. Si se observa en la Figura 8.25, se puede apreciar la similitud entre los despachos realizados por el modelo OSE2000 utilizado para la elaboración de los informes técnicos definitivos de precio nudo de la CNE y el modelo LEAP, utilizado en el presente estudio.

Figura 8.26 Gráfica comparativa porcentual de generación entre OSE2000 (a) y LEAP (b) periodo 2009 – 2018 para SIC



(a)



(b)

III.5.2 Escenarios de Mitigación

Una vez descrito el escenario base sobre el cual se realizará el estudio de planificación energética, es necesario describir los escenarios planteados, indicando las medidas de mitigación. Para dicho efecto es necesario, en primera instancia, definir las medidas a ser analizadas y los potenciales de penetración que dichas medidas pueden poseer. En este estudio, se entiende por potencial de penetración la cantidad de MW de capacidad instalada que cualquier tecnología, por intermedio de una medida de implementación, puede tener en la expansión futura del sistema.

Así mismo, es necesario definir escenarios que permitan la modelación de diferentes grados de penetración que una medida pueda mostrar, de manera de poseer un grado de sensibilización al respecto de la penetración de los potenciales de cada una de las medidas

planteadas en el presente estudio. En función de lo anterior, se analizaron diferentes estudios internacionales y el estudio presentado por la Universidad de Chile y la Universidad Federico Santa María respecto de la penetración de energías renovables no convencionales al sistema chileno hasta el año 2025 (PRIEN and NEIM 2008b). De esta forma, conociendo la línea base del sistema, y utilizando criterio experto en base a la información planteada, tanto en las tendencias expresadas en los informes internacionales como en el informe nacional mencionado anteriormente, se determinó un potencial de penetración por sobre esta línea base. Para el período comprendido entre 2026 y 2030 se proyectaron las penetraciones siguiendo tendencia de los últimos años. Se definieron los siguientes escenarios para el sector eléctrico:

- **Escenario Normal:** No existe modificación del Plan de Obras. A partir del año 2020 se modela la entrada de nuevas centrales ERNC. Escenario basado en penetraciones del escenario conservador de PRIEN y NEIM (2008b).
- **Escenario Alto:** Escenario basado en penetraciones del escenario conservador de PRIEN y NEIM (PRIEN and NEIM 2008b), permitiendo la modificación del plan de obras.
- **Escenario Máximo:** Escenario basado en penetraciones del escenario dinámico-plus de PRIEN y NEIM (PRIEN and NEIM 2008b), permitiendo la modificación del plan de obras.

La Tabla 8.82 muestra la penetración modelada para cada uno de los escenarios en el SIC al año 2025.

Tabla 8.82 Potencial de penetración de medidas de mitigación sector eléctrico – año 2025

Medida	Escenario		
	Normal	Alto	Máximo
Energías Renovables			
Mini Hidráulica	480	1,206	1,635
Geotérmica	200	266	856
Eólica	240	600	1,000
Biomasa BIGCC	104	224	666
Solar-Th	130	210	250
Solar-PV	80	100	150
Mareomotriz	100	100	100
Total MW	1,334	2,706	4,657
Porcentaje SIC	6%	12%	21%
Energías Convencionales			
Hidráulica	1,000	1,000	1,000
Nuclear	1,000	1,000	1,000
CCS	1,200	1,200	1,200
Total MW	3,200	3,200	3,200
Porcentaje SIC	14%	14%	14%

Fuente: Elaboración Propia en base a (PRIEN and NEIM 2008b)

La Tabla 8.83 y la Tabla 8.84 muestran el detalle y los supuestos de las medidas, así como los criterios de expansión que se utilizaron en ellas, para los escenarios Alto y Máximo. En el caso del escenario Normal, se utilizan los mismos criterios y supuestos que en el escenario Alto, pero restringiendo la entrada de centrales ERNC nuevas, por no permitir la modificación del plan de obras.

Tabla 8.83 Detalles y supuestos para las medidas de mitigación planteadas escenario Alto

Medida	Supuestos
Aumento capacidad eólica	Se instalan en el horizonte de tiempo 2010 -2025 600 MW adicionales de capacidad en energía eólica. Esta capacidad se expande en el horizonte de tiempo mediante módulos de 60 [MW]
Instalación central embalse	Debido al alto costo de inversión, el tiempo requerido para la instalación y las implicancias ambientales de un embalse no se espera la instalación de capacidad de este tipo hasta el año 2020. Se plantean dos módulos de 500 MW, uno para el año 2020 y otro para el año 2025.
Instalación centrales mini hidráulica	Se espera la penetración de centrales mini hidráulicas a contar del año 2010 con una unidad de penetración de 20 MW, hasta alcanzar un total de 1200 MW al año 2025
Instalación capacidad solar fotovoltaica	Se estima penetración de centrales solares fotovoltaicas a contar del año 2010 en módulos de 2 MW. Dado que esta tecnología posee un menor desarrollo que otras, se estimó una expansión de la capacidad instalada utilizando una interpolación logarítmica de manera de modelar la resistencia inicial de penetración. Se ajusto dicha interpolación a bloques con valores múltiplos de 2 MW, para alcanzar un total de 100 MW instalados al año 2025.
Instalación capacidad solar térmica	Se estima penetración de tecnología solar térmica a contar del año 2010 en módulos de 20 MW. Dado que esta tecnología posee un menor desarrollo que otras, se estimo una expansión de la medida utilizando una interpolación logarítmica de manera de modelar la resistencia inicial de penetración. Se ajusto dicha interpolación a bloques con valores múltiplos de 20 MW, para alcanzar un total de 210 MW instalados al año 2025.
Instalación capacidad BIGCC	Se espera la penetración de centrales de biomasa a contar del año 2015 con una unidad de penetración de 30 MW. Para la expansión de la medida se utilizo una interpolación lineal entre el 2015 y el 2025 y se ajusto dicha interpolación a bloques múltiplos de 30 MW.
Instalación capacidad geotérmica	Se espera penetración de centrales geotérmicas a contar del año 2010 en módulos de 20 MW. Dado que esta tecnología posee un menor desarrollo que otras, se estimo una expansión de la medida utilizando una interpolación logarítmica de manera de modelar la resistencia inicial de penetración. Se ajusto dicha interpolación a bloques múltiplos de 20 MW, alcanzando una capacidad instalada de 1200 MW al año 2025.
Instalación capacidad mareomotriz	Dado el poco desarrollo de la tecnología se presenta una entrada inicial de 100 MW al año 2025
Instalación capacidad nuclear	Debido a los requerimientos de desarrollo político legislativo, regulatorio, tecnológico y científico que la e energía nuclear requiere para su instalación se plantean 1000 MW al año 2025 y no antes.
Instalación sistemas CCS	Se espera que a contar del año 2020 comience la instalación de sistema de captura de carbono en nuevas centrales del sistema. Se estima una unidad de penetración de 300 MW igual a la capacidad promedio de una planta de carbón. Se presenta la entrada de 300 MW el año 2020, 2022, 2024 y 2025

Fuente: Elaboración Propia en base a (PRIEN and NEIM 2008b)

Tabla 8.84 Detalles y supuestos para las medidas de mitigación planteadas escenario de penetración Máxima

Medida	Supuestos
Aumento capacidad eólica	Se instalan en el horizonte de tiempo 2010 -2030 1300 MW adicionales de capacidad en energía eólica. Esta capacidad se expande en el horizonte de tiempo mediante módulos de 60 MW.
Instalación central embalse	Debido al alto costo de inversión, el tiempo requerido para la instalación y las implicancias ambientales a un embalse no se espera la instalación de capacidad de este tipo hasta el año 2020. Se plantean dos módulos de 500 MW uno para el año 2020 y otro para el año 2025.
Instalación centrales mini hidráulica	Se espera la penetración de centrales mini hidráulicas a contar del año 2010 con una unidad de penetración de 20 MW. Para la expansión de la medida se utilizo una interpolación lineal entre el 2010 y el 2025 y se ajusto dicha interpolación a bloques múltiplos de 20 MW tomando 1,635 MW al final
Instalación capacidad fotovoltaica	Se estima penetración de centrales solares fotovoltaicas a contar del año 2010 en módulos de 2 MW. Dado que esta tecnología posee un menor desarrollo que otras, se estimo una expansión de la medida utilizando una interpolación logarítmica de manera de modelar la resistencia inicial de penetración. Se ajusto dicha interpolación a bloques con valores múltiplos de 2 MW, considerando 150 MW al año 2025.
Instalación capacidad solar térmica	Se estima penetración de tecnología solar térmica a contar del año 2010 en módulos de 20 MW. Dado que esta tecnología posee un menor desarrollo que otras, se estimo una expansión de la medida utilizando una interpolación logarítmica de manera de modelar la resistencia inicial de penetración. Se ajusto dicha interpolación a bloques con valores múltiplos de 20 MW, considerando 250 MW al 2025.
Instalación capacidad BIGCC	Se espera la penetración de centrales de biomasa a contar del año 2015 con una unidad de penetración de 30 MW. Para la expansión de la medida se utilizo una interpolación lineal entre el 2015 y el 2025 y se ajusto dicha interpolación a bloques múltiplos de 30 MW con 856 MW al año 2025
Instalación capacidad geotérmica	Se espera penetración de centrales geotérmicas a contar del año 2010 en módulos de 20 MW. Dado que esta tecnología posee un menor desarrollo que otras, se estimo una expansión de la medida utilizando una interpolación logarítmica de manera de modelar la resistencia inicial de penetración. Se ajusto dicha interpolación a bloques con valores múltiplos de 20 MW, considerando 666 MW al 2025
Instalación capacidad mareomotriz	Dado el poco desarrollo de la tecnología se presenta una entrada inicial de 100 MW al año 2025
Instalación capacidad nuclear	Debido a los requerimientos de desarrollo político legislativo, regulatorio, tecnológico y científico que la e energía nuclear requiere para su instalación se plantean 1000 MW al año 2025 y no antes.
Instalación sistemas CCS	Se espera que a contar del año 2020 comience la instalación de sistema de captura de carbono en nuevas centrales del sistema. Se estima una unidad de penetración de 300 MW igual a la capacidad promedio de una planta de carbón. Se presenta la entrada de 300 MW el año 2020, 2022, 2024 y 2025

Fuente: Elaboración Propia en base a (PRIEN and NEIM 2008b)

En la Tabla 8.85 se observa la distribución y expansión de las medidas en el periodo 2010 – 2030. Como se mencionó anteriormente, hasta el año 2025 se contrasta la capacidad instalada de la línea base, con las penetraciones presentadas en (PRIEN and NEIM 2008b) para los escenarios conservador y dinámico-plus. Para el caso de las tecnologías probadas, tales como la energía eólica, la energía mini hidráulica y la energía de biomasa, conociendo los potenciales de penetración se realizó una interpolación lineal entre el valor a la fecha inicial y el valor al año 2025. Luego, dicha interpolación fue ajustada a bloques consecutivos en múltiplos de la unidad de penetración. Para el caso de las tecnologías emergentes y nuevas, como la tecnología solar y la energía geotérmica, se realizó un ajuste exponencial a contar del año inicial, de manera de modelar la dificultad inicial que dichas tecnologías presentan al intentar penetrar en el sistema para luego ajustar dicha curva por intermedio de bloques múltiplos de la unidad de penetración, tal como se hizo en el grupo de tecnologías consolidadas. Finalmente se agregó la capacidad de las medidas que requieren un impacto mayor sobre el sistema, como la energía hidráulica de embalse, la energía nuclear, etc. Para el período comprendido entre los años 2026 y 2030 se aumentó la penetración de las siguientes tecnologías: CCS, Biomasa, Eólica, Mini hidráulicas, Solar Fotovoltaica y Solar Térmica, siguiendo la tendencia de los últimos años.

La penetración de las tecnologías anteriormente descritas influirá tanto en los costos de operación y de inversión del sistema, así como en las emisiones emitidas durante el periodo 2009 - 2030. En el primer caso, la diferencia de costo se deberá al desplazamiento de generación por parte de la tecnología entrante, la cual principalmente desplazará a las nuevas centrales en base a carbón. De la misma forma, la penetración de las diferentes tecnologías establecerá un desplazo de inversión de tecnologías convencionales que sumado a las diferencias en los costos de inversión de las nuevas tecnologías, definirán finalmente las diferencias de costos totales al final de cada año del periodo. Se modeló el desplazamiento de inversión calculando el equivalente a carbón desplazado por las diferentes medidas, utilizando el factor de planta de las tecnologías entrante y saliente para obtener la equivalencia, según la siguiente fórmula:

$$C_s = C_e \cdot \frac{fp_s}{fp_e}$$

Con:

C_s : Capacidad tecnología saliente

C_e : Capacidad tecnología entrante

fp_s : Factor de planta tecnología saliente

fp_e : Factor de planta tecnología entrante

Tabla 8.85 Expansión medidas de mitigación SIC

Escenario	Medida	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Normal	Convencional-Carbón CCS											300	300	600	600	900	1200	1200	1500	1500	1800	1800
	Convencional-Embalse											500	500	500	500	500	1000	1000	1000	1000	1000	1000
	Convencional-Nuclear																1000	1000	1000	1000	1000	1000
	ERNC-Biomasa BIGCC												40	40	70	70	104	104	130	130	160	160
	ERNC-Eólica											60	60	120	120	180	240	240	300	300	360	360
	ERNC-Geotérmica											30	60	90	120	150	200	200	200	200	200	200
	ERNC-Mareomotriz																100	100	100	100	100	100
	ERNC-Mini Hidro											80	160	240	320	400	480	560	640	720	800	880
	ERNC-Solar-PV											6	14	26	38	56	80	100	120	140	160	180
	ERNC-Solar-Th											20	40	40	60	100	130	130	160	160	190	190
Alto	Convencional-Carbón CCS											300	300	600	600	900	1200	1200	1500	1500	1800	1800
	Convencional-Embalse											500	500	500	500	500	1000	1000	1000	1000	1000	1000
	Convencional-Nuclear																1000	1000	1000	1000	1000	1000
	ERNC-Biomasa BIGCC	30	30	30	60	60	90	90	120	120	120	120	160	160	190	190	224	224	250	250	280	280
	ERNC-Eólica	60	60	120	120	180	240	240	300	300	360	420	420	480	480	540	600	600	660	660	720	720
	ERNC-Geotérmica						30	30	30	60	60	90	120	150	180	210	270	270	270	270	270	270
	ERNC-Mareomotriz																100	100	100	100	100	100
	ERNC-Mini Hidro	20	100	160	240	320	400	480	560	640	720	800	880	960	1040	1120	1200	1280	1360	1440	1520	1600
	ERNC-Solar-PV	2	2	2	4	6	8	10	12	16	20	26	34	46	58	76	100	120	140	160	180	200
	ERNC-Solar-Th	20	20	20	20	40	40	40	60	60	80	100	120	120	140	180	210	210	240	240	270	270
Max	Convencional-Carbón CCS											300	300	600	600	900	1200	1200	1500	1500	1800	1800
	Convencional-Embalse											500	500	500	500	500	1000	1000	1000	1000	1000	1000
	Convencional-Nuclear																1000	1000	1000	1000	1000	1000
	ERNC-Biomasa BIGCC	30	60	90	120	180	240	270	300	360	400	440	470	530	560	620	660	700	740	800	850	900
	ERNC-Eólica	60	120	180	240	300	360	400	460	520	580	640	700	760	880	940	1000	1060	1120	1180	1240	1300
	ERNC-Geotérmica						30	30	60	60	120	150	210	330	450	630	850	850	850	850	850	850
	ERNC-Mareomotriz																100	100	100	100	100	100
	ERNC-Mini Hidro	20	120	230	340	450	550	660	770	880	980	1090	1200	1310	1420	1520	1635	1740	1850	1960	2070	2170
	ERNC-Solar-PV	2	2	4	4	6	8	12	14	20	26	36	46	62	84	112	150	180	210	240	270	300
	ERNC-Solar-Th	20	20	20	20	40	40	40	60	60	80	100	120	140	160	200	250	300	350	400	450	500

Fuente: Elaboración Propia en base a (PRIEN and NEIM 2008b)

III.5.3 Análisis de Medidas de Mitigación en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Para completar el análisis se plantean dos medidas a ser estudiadas en el SING. Debido al alto potencial solar existente en la zona y lo reducido del tamaño de dicho sistema, se plantean solo dos medidas de mitigación en el ámbito de la energía solar, considerando tanto energía solar fotovoltaica como energía solar térmica. Se plantea una penetración de 50 MW de capacidad instalada en ambas medidas. De acuerdo al working paper de Watts (Watts 2009c), los niveles de penetración de energía solar en el SIC y SING modelados pueden ser acomodados sin mayores problemas de respaldo. Debido a la mayor presencia de sol en la zona, se estima un factor de planta mayor que en el SIC para estas tecnologías, disponiendo de un valor de un 24% para el caso de la energía solar fotovoltaica y un factor de planta de 28% para el caso de la energía solar térmica. La Tabla 8.86 muestra los supuestos asociados a cada uno de las medidas anteriormente mencionadas. Lo anteriormente descrito se modeló considerando un periodo de evaluación financiero igual a la vida útil de ambas tecnologías y considerando la evolución de costos dentro del horizonte de estudio.

Tabla 8.86 Detalles y supuestos para las medidas de mitigación planteadas SING

Medida	Supuestos
Instalación capacidad solar fotovoltaica	Se estima penetración de centrales FV a contar del año 2010 en módulos de 2 MW. Dado que esta tecnología posee un menor desarrollo que otras, se estimo una expansión de la medida utilizando una interpolación logarítmica de manera de modelar la resistencia inicial de penetración. Se ajusto dicha interpolación a bloques con valores múltiplos de 2 MW, considerando 50 MW al año 2025
Instalación capacidad solar térmica	Se instala una planta de 50 MW al año 2013 de acuerdo a la experiencia internacional en la materia y los potenciales de energía solar térmica existente en la zona

Fuente: Elaboración Propia en base a (Watts 2009c)

Se considera que la penetración de estas medidas tal cual se hizo en los análisis anteriores realizados para el SIC, deberá desplazar inversión en carbón. La Tabla 8.87 muestra la expansión y distribución de las medidas para el SING.

Tabla 8.87 Expansión medidas de mitigación SING

Escenario	Medida	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Normal	Solar-PV											4	8	16	26	38	38	38	38	38	38	38
	Solar-Th											50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Alto	Solar-PV			2	2	4	4	4	6	8	12	16	20	28	38	50	50	50	50	50	50	50
	Solar-Th				50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Max	Solar-PV			2	2	4	4	4	6	8	12	16	20	28	38	50	50	50	50	50	50	50
	Solar-Th				50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

Fuente: Elaboración Propia en base a (Watts 2009c)

Estimaciones de Costo y Potencial de Abatimiento de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero para Diferentes Escenarios Futuros

Estudio realizado para el Ministerio de Hacienda

**Centro de Cambio Global
Pontificia Universidad Católica de Chile**

ANEXOS FICHA DE MEDIDAS ANALIZADAS
Informe Final

Tabla de Contenidos

Tabla de Contenidos	2
Lista de Tablas	7
1. ANEXOS	10
Anexo I. Fichas de Medidas – Sector Energía	11
I.1 Instalación Capacidad Hidro Embalse	12
I.1.1 Descripción.....	12
I.1.2 Potencial de Reducción	12
I.1.3 Costos	12
I.1.4 Resultados	13
I.1.5 Referencias y Fuentes de datos.....	13
I.2 Instalación Capacidad Mini Hidro	15
I.2.1 Descripción.....	15
I.2.2 Potencial de Reducción	15
I.2.3 Costos	16
I.2.4 Resultados	16
I.2.5 Referencias y Fuentes de datos.....	17
I.3 Instalación Capacidad Solar Fotovoltaica	18
I.3.1 Descripción.....	18
I.3.2 Potencial de Reducción	18
I.3.3 Costos	19
I.3.4 Resultados	19
I.3.5 Referencias y Fuentes de datos.....	20
I.4 Instalación Capacidad Solar Térmica	21
I.4.1 Descripción.....	21
I.4.2 Potencial de Reducción	21
I.4.3 Costos	22
I.4.4 Resultados	22
I.4.5 Referencias y Fuentes de datos.....	23
I.5 Instalación Capacidad a Biomasa	24
I.5.1 Descripción.....	24
I.5.2 Potencial de Reducción	24
I.5.3 Costos	25
I.5.4 Resultados	25
I.5.5 Referencias y Fuentes de datos.....	26
I.6 Instalación Capacidad Geotérmica.....	27
I.6.1 Descripción.....	27
I.6.2 Potencial de Reducción	27
I.6.3 Costos	28
I.6.4 Resultados	28
I.6.5 Referencias y Fuentes de datos.....	29
I.7 Instalación Capacidad Mareomotriz	30
I.7.1 Descripción.....	30
I.7.2 Potencial de Reducción	30
I.7.3 Costos	30
I.7.4 Resultados	31
I.7.5 Referencias y Fuentes de datos.....	31
I.8 Instalación Sistemas CCS	32
I.8.1 Descripción.....	32
I.8.2 Potencial de Reducción	32

I.8.3	Costos	32
I.8.4	Resultados	33
I.8.5	Referencias y Fuentes de datos.....	33
I.9	Instalación Capacidad Eólica	34
I.9.1	Descripción.....	34
I.9.2	Potencial de Reducción	34
I.9.3	Costos	35
I.9.4	Resultados	35
I.9.5	Referencias y Fuentes de datos.....	36
I.10	Instalación Central Nuclear	37
I.10.1	Descripción.....	37
I.10.2	Potencial de Reducción	37
I.10.3	Costos	37
I.10.4	Resultados	38
I.10.5	Referencias y Fuentes de datos.....	38
Anexo II.	Fichas de Medidas – Sector CPR.....	39
II.1	Iluminación Residencial Eficiente	40
II.1.1	Descripción.....	40
II.1.2	Potencial de Reducción	41
II.1.3	Costos	42
II.1.4	Resumen de Parámetros.....	43
II.1.5	Resultados Unitarios	44
II.1.6	Referencias y Fuentes de Datos	45
II.2	Calderas de Condensación	46
II.2.1	Descripción.....	46
II.2.2	Potencial de Reducción	46
II.2.3	Costos	47
II.2.4	Resumen de Parámetros.....	47
II.2.5	Resultados Unitarios y agregados	48
II.2.6	Referencias y Fuentes de Datos	49
II.3	Calentadores Eficientes	50
II.3.1	Descripción.....	50
II.3.2	Potencial de Reducción	50
II.3.3	Costos	51
II.3.4	Resumen de Parámetros.....	51
II.3.5	Resultados Unitarios y agregados	52
II.3.6	Referencias y Fuentes de Datos	53
II.4	Refrigeración Residencial Eficiente	54
II.4.1	Descripción.....	54
II.4.2	Potencial de Reducción	54
II.4.3	Costos	55
II.4.4	Resumen de Parámetros.....	55
II.4.5	Resultados unitarios y agregados.....	56
II.4.6	Referencias y Fuentes de Datos	56
II.5	Lavadoras Eficientes.....	57
II.5.1	Descripción.....	57
II.5.2	Potencial de Reducción	57
II.5.3	Costos	58
II.5.4	Resumen de Parámetros.....	58
II.5.5	Resultados Unitarios y agregados	59
II.5.6	Referencias y Fuentes de Datos	60
II.6	Lavavajillas Eficientes	61
II.6.1	Descripción.....	61

II.6.2	Potencial de Reducción	61
II.6.3	Costos	62
II.6.4	Resumen de Parámetros.....	62
II.6.5	Resultados Unitarios y agregados	63
II.6.6	Referencias y Fuentes de Datos	64
II.7	Microondas Eficientes	65
II.7.1	Descripción.....	65
II.7.2	Potencial de Reducción	65
II.7.3	Costos	66
II.7.4	Resumen de Parámetros.....	66
II.7.5	Resultados unitarios y agregados.....	67
II.7.6	Referencias y Fuentes de Datos	68
II.8	Reducción Perdidas Standby	69
II.8.1	Descripción.....	69
II.8.2	Potencial de Reducción	69
II.8.3	Costos	70
II.8.4	Resumen de Parámetros.....	70
II.8.5	Resultados Unitarios y agregados	71
II.8.6	Referencias y Fuentes de Datos	72
II.9	Refrigeración Comercial Eficiente	73
II.9.1	Descripción.....	73
II.9.2	Potencial de Reducción	73
II.9.3	Costos	74
II.9.4	Resumen de Parámetros.....	74
II.9.5	Resultados Unitarios	75
II.9.6	Referencias y Fuentes de Datos	75
II.10	Secadoras Eficientes	76
II.10.1	Descripción.....	76
II.10.2	Potencial de Reducción	76
II.10.3	Costos.....	77
II.10.4	Resumen de Parámetros.....	77
II.10.5	Resultados Unitarios	78
II.10.6	Referencias y Fuentes de Datos	78
II.11	Aislación Térmica de Viviendas	80
II.11.1	Descripción.....	80
II.11.2	Potencial de Reducción	80
II.11.3	Costos.....	81
II.11.4	Resumen de Parámetros.....	81
II.11.5	Resultados Unitarios y Agregados	83
II.11.6	Referencias y Fuentes de Datos	84
Anexo III.	Fichas de Medidas – Sector Transporte.....	85
III.1	Conducción eficiente buses comerciales, camiones en flota y vehículos livianos	86
III.1.1	Descripción.....	86
III.1.2	Potencial de Reducción	86
III.1.3	Buenas Prácticas Eco Driving	88
III.1.4	Costos	88
III.1.5	Resumen de Parámetros.....	88
III.1.6	Resultados Unitarios	89
III.1.7	Supuestos.....	90
III.1.8	Referencias y Fuentes de Datos	90
III.2	Expansión Líneas de Metro	92
III.2.1	Descripción.....	92
III.2.2	Potencial de Reducción	92

III.2.3	Costos	93
III.2.4	Resumen de Parámetros.....	93
III.2.5	Resultados Unitarios.....	94
III.2.6	Referencias y Fuentes de Datos	95
III.3	Impuesto a combustibles	96
III.3.1	Descripción.....	96
III.3.2	Potencial de Reducción	96
III.3.3	Costos	97
III.3.4	Resultados	97
III.3.5	Referencias y Fuentes de Datos	98
III.4	Carga en Ferrocarril.....	99
III.4.1	Descripción.....	99
III.4.2	Consumo de Energía	99
III.4.3	Penetración de la medida	100
III.4.4	Costos	100
III.4.5	Resultados	101
III.4.6	Escenarios	102
III.4.7	Referencias y Fuentes de Datos	103
III.5	Subvención Transporte Público.....	104
III.5.1	Descripción.....	104
III.5.2	Potencial de Reducción	104
III.5.3	Costos	105
III.5.4	Resultados	105
III.5.5	Referencias y Fuentes de Datos	105
III.6	Chatarrización Vehículos Livianos	106
III.6.1	Descripción.....	106
III.6.2	Potencial de Reducción	106
III.6.3	Costos	107
III.6.4	Resultados	107
III.6.5	Referencias y Fuentes de Datos	108
III.7	Chatarrización Camiones	109
III.7.1	Descripción.....	109
III.7.2	Potencial de Reducción	109
III.7.3	Costos	110
III.7.4	Resultados	110
III.7.5	Referencias y Fuentes de Datos	111
III.8	Vehículos Livianos y Taxis Colectivos Híbridos	112
III.8.1	Descripción.....	112
III.8.2	Potencial de Reducción	112
III.8.3	Costos	113
III.8.4	Resumen de Parámetros.....	113
III.8.5	Resultados Unitarios Vehículos Livianos Particulares.....	114
III.8.6	Resultados Unitarios Taxis Colectivos.....	115
III.8.7	Referencias y Fuentes de Datos	116
III.9	Buses Híbridos	117
III.9.1	Descripción.....	117
III.9.2	Potencial de Reducción	117
III.9.3	Costos	117
III.9.4	Resumen de Parámetros.....	118
III.9.5	Resultados Unitarios.....	118
III.9.6	Referencias y Fuentes de Datos	119
III.10	Vehículos Livianos Híbridos Plug-in	120
III.10.1	Descripción.....	120
III.10.2	Potencial de Reducción	120

III.10.3	Costos.....	121
III.10.4	Resumen de Parámetros.....	121
III.10.5	Resultados Unitarios.....	121
III.10.6	Referencias y Fuentes de Datos	123
Anexo IV.	Análisis de medidas – Sector Industrial	124
IV.1	Motores Nuevos Eficientes.....	125
IV.1.1	Descripción.....	125
IV.1.2	Potencial de Reducción	125
IV.1.3	Costos	127
IV.1.4	Resultados	128
IV.1.5	Referencias y Fuentes de Datos	128
IV.2	Adelanto Recambio Motores Eficientes	129
IV.2.1	Descripción.....	129
IV.2.2	Potencial de Reducción	129
IV.2.3	Costos	130
IV.2.4	Resultados	130
IV.2.5	Referencias y Fuentes de Datos	131
IV.3	Cogeneración.....	132
IV.3.1	Descripción.....	132
IV.3.2	Potencial de Reducción	133
IV.3.3	Costos	133
IV.3.4	Resumen de Parámetros.....	134
IV.3.5	Resultados Unitarios.....	134
IV.3.6	Referencias y Fuentes de Datos	136

Lista de Tablas

Tabla 1.1 Parámetros Económicos Hidráulica de Embalse	13
Tabla 1.2 Resultados Agregados Tecnología Hidráulica de Embalse	13
Tabla 1.3 Potencial de reducción (tCO ₂ e/año) Capacidad Mini Hidráulica – Año 2030	15
Tabla 1.4 Parámetros Económicos Mini Hidráulica	16
Tabla 1.5 Resultados Agregados Tecnología Mini Hidráulica	17
Tabla 1.6 Potencial de reducción (tCO ₂ e/año) Capacidad Solar Fotovoltaica – Año 2030	19
Tabla 1.7 Parámetros Económicos Tecnología Solar Fotovoltaica	19
Tabla 1.8 Resultados Agregados Tecnología Solar Fotovoltaica	20
Tabla 1.9 Potencial de reducción (tCO ₂ e/año) Capacidad Termo Solar – Año 2030	22
Tabla 1.10 Parámetros Económicos Tecnología Termo Solar	22
Tabla 1.11 Resultados Agregados Tecnología Termo Solar	23
Tabla 1.12 Potencial de reducción (tCO ₂ e/año) Capacidad Biomasa – Año 2030	25
Tabla 1.13 Parámetros Económicos Tecnología a Biomasa	25
Tabla 1.14 Resultados Agregados Tecnología Biomasa	26
Tabla 1.15 Potencial de reducción (tCO ₂ e/año) Capacidad Geotérmica – Año 2030	28
Tabla 1.16 Parámetros Económicos Tecnología Geotérmica	28
Tabla 1.17 Resultados Agregados Tecnología Geotérmica	29
Tabla 1.18 Parámetros Económicos Tecnología Mareomotriz	31
Tabla 1.19 Resultados Agregados Tecnología Mareomotriz	31
Tabla 1.20 Parámetros Económicos Tecnología Carbón con CCS	33
Tabla 1.21 Resultados Agregados Tecnología Carbón con CCS	33
Tabla 1.22 Potencial de reducción (tCO ₂ e/año) Capacidad Eólica - Año 2030	35
Tabla 1.23 Parámetros Económicos Tecnología Eólica	35
Tabla 1.24 Resultados Agregados Tecnología Eólica	36
Tabla 1.25 Parámetros Económicos Tecnología Nuclear	38
Tabla 1.26 Resultados Agregados Tecnología Nuclear	38
Tabla 1.27 Sistemas de Iluminación Instalados al año 2008	40
Tabla 1.28 Participación tecnologías de iluminación según escenarios al 2030	42
Tabla 1.29 Potencial de Reducción (MtCO ₂ e/año) Iluminación Residencial Eficiente – Año 2030	42
Tabla 1.30 Precios L-Prize	42
Tabla 1.31 Precios de inversión LED	43
Tabla 1.32 Costos de Energía por Tecnología	43
Tabla 1.33 Indicadores de Consumo Unitarios – Año 2030	44
Tabla 1.34 Indicadores de Penetración Escenario Normal	44
Tabla 1.35 Indicadores de Penetración escenario Alto	45
Tabla 1.36 Indicadores de Penetración Escenario Máximo	45
Tabla 1.37 Potenciales de Reducción (tCO ₂ e/año) Calderas de Condensación – Año 2030	47
Tabla 1.38 Indicadores unitarios por caldera que utiliza Gas Natural al año 2030	48
Tabla 1.39 Indicadores unitarios por caldera que utiliza Gas Natural al año 2030	48
Tabla 1.40 Indicadores agregados para el escenario máximo – Calderas de Condensación	48
Tabla 1.41 Potencial de reducción (tCO ₂ e/año) Estanques Calentadores de Agua – Año 2030	51
Tabla 1.42 Costos por Estanques calentadores de agua	51
Tabla 1.43 Indicadores Unitarios por estanque calentador de agua	52
Tabla 1.44 Indicadores Agregados Estanques calentadores de agua	52
Tabla 1.45 Potencial de reducción Refrigeración Residencial Eficiente – Año 2030	55
Tabla 1.46 Diferencia de inversión con respecto a un refrigerador categoría B	55
Tabla 1.47 Disminución en costos de operación anuales con respecto a un refrigerador categoría B	55
Tabla 1.48 Indicadores unitarios por unidad de refrigeración	56
Tabla 1.49 Indicadores Agregados Refrigeración Residencial Eficiente	56
Tabla 1.50 Potencial de reducción (tCO ₂ e/año) Lavadoras Eficientes – Año 2030	58
Tabla 1.51 Costos por Lavadora	58
Tabla 1.52 Indicadores Unitarios por lavadora al año 2030	59

Tabla 1.53 Indicadores Agregados Lavadoras Eficientes.....	59
Tabla 1.54 Potencial de reducción (tCO ₂ e/año) Lavavajillas Eficientes – Año 2030.....	62
Tabla 1.55 Costos por Lavavajilla.....	62
Tabla 1.56 Indicadores Unitarios por lavavajilla.....	63
Tabla 1.57 Indicadores Agregados Lavavajillas.....	63
Tabla 1.58 Potencial de reducción (tCO ₂ e/año) Microondas Eficientes – Año 2030.....	66
Tabla 1.59 Costos por Microonda.....	66
Tabla 1.60 Indicadores Unitarios por Microonda.....	67
Tabla 1.61 Indicadores Agregados Microondas.....	67
Tabla 1.62 Consumo por stand-by según artefacto eléctrico.....	69
Tabla 1.63 Potencial de reducción (tCO ₂ /año) según escenarios al 2030	70
Tabla 1.64 Equipos por vivienda y presencia en los hogares	71
Tabla 1.65 Indicadores unitarios por vivienda reduciendo perdidas por stand-by al 2030	71
Tabla 1.66 Indicadores Agregados Reducción Pérdidas por Standby – Escenario Alto.....	72
Tabla 1.67 Potencial de reducción (tCO ₂ e/año) Refrigeración Comercial Eficiente – Año 2030.....	74
Tabla 1.68 Indicadores unitarios por tonelada de refrigerante.....	75
Tabla 1.69 Indicadores Agregados Refrigeración Comercial Eficiente – Escenario Máximo.....	75
Tabla 1.70 Potencial de reducción Secadoras Eficientes según escenarios al 2030.....	77
Tabla 1.71 Costos por Secadora	77
Tabla 1.72 Indicadores Unitarios por secadora	78
Tabla 1.73 Indicadores Agregados Secadoras	78
Tabla 1.74 Potencial de reducción según escenarios al 2030	81
Tabla 1.75 Costos totales según escenarios al 2030	81
Tabla 1.76 Porcentaje de las viviendas totales según zonificación	82
Tabla 1.77 Descripción tipologías utilizadas para la evaluación.....	82
Tabla 1.78 Inversión incremental en aislación de muros	82
Tabla 1.79 Inversión incremental en aislación de pisos	83
Tabla 1.80 Inversión incremental en aislación de cielos	83
Tabla 1.81 Inversión incremental en ventanas con termo panel.....	83
Tabla 1.82 Costo promedio de combustible para calefacción según zonificación para el año 2010.	83
Tabla 1.83 Indicadores unitarios por vivienda mejorada (tipología 15, zona3)	84
Tabla 1.84 Indicadores Agregados Escenario Normal	84
Tabla 1.85 Indicadores Agregados para el año 2030.....	84
Tabla 1.86 Reducción en consumo de combustible por conductor para diferentes países o proyectos.....	86
Tabla 1.87 Indicadores Unitarios por conductor capacitado.....	89
Tabla 1.88 Indicadores Agregados Camiones en Flota	89
Tabla 1.89 Indicadores Agregados Buses	89
Tabla 1.90 Indicadores Agregados Taxis y Colectivos.....	90
Tabla 1.91 Indicadores Agregados Vehículos Livianos	90
Tabla 1.92 Km de línea de metro adicional y reducción de emisiones, al año 2030.....	93
Tabla 1.93 Datos unitarios de costos de inversión y operación de metro para el año 2008.....	93
Tabla 1.94 Costos de inversión y operación anualizados por km y vida útil.	94
Tabla 1.95 Beneficios asociados a la reducción de tiempo de viaje	94
Tabla 1.96 Datos unitarios de emisiones promedio 2010-2030 y km construidos al 2030, escenario normal	95
Tabla 1.97 Indicadores de la medida de ampliación de metro para el total de km proyectados	95
Tabla 1.98: Parámetros y supuestos considerados	97
Tabla 1.99. Indicadores agregados, Gasolina + Diesel – Vehículos Livianos.....	97
Tabla 1.100. Indicadores agregados, Diesel - Camiones.....	98
Tabla 1.101 Consumo de energía ferrocarriles (MJ/Ton-km).....	99
Tabla 1.102 Consumo de energía camiones (MJ/Ton-km)	100
Tabla 1.103 Costos sociales por tipo de camión (CLP(2007)/Ton-km)	101
Tabla 1.104 Penetración al 2030 (Mton-km).....	101

Tabla 1.105 Resumen resultados por año para escenario normal de penetración.....	102
Tabla 1.106 Resumen resultados por año para escenario alto de penetración	103
Tabla 1.107 Resumen resultados por año para escenario máximo de penetración	103
Tabla 1.108. Parámetros y supuestos considerados Subvención Transporte Público	104
Tabla 1.109 Indicadores agregados Subvención Transporte Público	105
Tabla 1.110. Reducciones de emisiones (gCO ₂ e /km).....	106
Tabla 1.111. Diferencia del valor presente del daño esperado de un vehículo del año 1983 versus un vehículo del año 2009 (USD)	107
Tabla 1.112. Indicadores unitarios chatarrización de un vehículo liviano, particular y gasolinero al año 2010.....	108
Tabla 1.113. Indicadores Agregados para una penetración normal.....	108
Tabla 1.114. Indicadores unitarios chatarrización de un camión mediano al año 2010	110
Tabla 1.115. Indicadores Agregados para una penetración normal.....	110
Tabla 1.116 Indicadores unitarios por vehículo liviano particular	114
Tabla 1.117 Indicadores agregados vehículos livianos particulares para escenario normal.....	114
Tabla 1.118 Indicadores unitarios por taxi colectivo.....	115
Tabla 1.119 Indicadores agregados taxis colectivos para escenario normal.....	115
Tabla 1.120 Indicadores unitarios por bus	118
Tabla 1.121 Indicadores agregados buses para escenario normal.....	119
Tabla 1.122 Indicadores unitarios por vehículo	122
Tabla 1.123 Indicadores agregados vehículos para escenario normal	122
Tabla 1.124. Eficiencia de motores según potencia (%)	125
Tabla 1.125. Reducciones unitarias por potencia (HP) y norma al año 2020 (tCO ₂ e/año)	126
Tabla 1.126. Número de motores nuevos por potencia (HP) y norma acumulado al año 2020	126
Tabla 1.127. Costos de Inversión de un motor convencional y un motor eficiente, con y sin VSD según potencia (HP) (USD del 2008).....	128
Tabla 1.128. Indicadores Agregados.....	128
Tabla 1.129. Número de motores recambiados por potencia (HP) y norma al año 2020.....	130
Tabla 1.130. Indicadores Agregados.....	131
Tabla 1.131 Datos Planta 20 MW	134
Tabla 1.132 Indicadores unitarios por Planta de 20 MW	135
Tabla 1.133 Indicadores Agregados Escenario Normal	135
Tabla 1.134 Indicadores Agregados Escenario Máximo	136

1. ANEXOS

Anexo I. Fichas de Medidas – Sector Energía

I.1 Instalación Capacidad Hidro Embalse

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Energía	Generación Eléctrica		Combustibles Alternativos

I.1.1 Descripción

La tecnología hidráulica de embalse representa un bloque importante en la capacidad instalada en el sistema, alcanzando un valor de capacidad instalada igual a 3.390 MW en el SIC para el año 2009. Debido a sus características cumple funciones tanto de generación de base como generación de punta, representando la fuente de energía menos costosa en el largo plazo en el sistema.

La medida contempla remplazar capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía proveniente de hidráulica de embalse.

I.1.2 Potencial de Reducción

Aunque las medidas del sector generación de electricidad se han evaluado bajo 3 escenarios de penetración, para el caso de la tecnología hidráulica de embalse se ha considerado solo un escenario.

Debido al alto costo de inversión, el tiempo requerido para la instalación y las implicancias ambientales a un embalse, no se espera la instalación de capacidad de este tipo hasta el año 2020. Se analizó la entrada de dos módulos de 500 MW, uno en el año 2020 y el segundo en el año 2025.

Con esto, el potencial de reducción para el año 2030 es de 4.18 MtCO₂e/año.

I.1.3 Costos

Se ha seleccionado como valor para el costo de inversión de esta tecnología un costo de 2000 USD/kW (año 2009) tal como se indica en el Estudio de Escenarios 2009 (Borregaard, 2009). Así mismo, la proyección del costo de inversión se establece en un valor de 2600 USD/kW. Debido a que a medida que pase el tiempo, la construcción de un gran embalse se irá volviendo más cara debido al encarecimiento de la tierra y al aumento de las exigencias ambientales asociadas a estos proyectos, se ha estimado que un aumento de 600 USD/kW en el costo de inversión por este concepto es aceptable. Este valor fue proporcionado por el World Energy Outlook (IEA, 2008).

El factor de planta que se ha considerado para este estudio es de un 54%. Este valor fue calculado en base a los datos de salida del modelo OSE 2000 disponible en la página web de

la CNE. Este valor coincide con lo establecido en el informe de PROGEA (PROGEA(UCHILE), 2008).

Por último se han considerado otros parámetros que son necesarios para estimar los costos de operación de la tecnología de embalse. Estos se muestran en la siguiente tabla, junto con el costo tecnológico de producción tanto para la medida considerada y la tecnología desplazada (carbón).

Tabla 1.1 Parámetros Económicos Hidráulica de Embalse

Parámetro	Unidad	2010		2030	
		Embalse	Carbón	Embalse	Carbón
Inversión	USD/kW	2,029	1,358	2,600	1,358
Costo de O&M	USD/kW	8.8	19	8.8	19
Costos Variables	USD/MWh	5	35.8	5	49.4
Vida útil	Años	40	20	40	20
Factor de Planta	%	54	85	54	85
CTeP	USD/MWh	34.6	50.9	42.4	64.57

Fuente: Elaboración Propia

I.1.4 Resultados

La siguiente tabla contiene los resultados agregados para la tecnología hidráulica de embalse correspondiente a los años 2020, 2025 y 2030.

Tabla 1.2 Resultados Agregados Tecnología Hidráulica de Embalse

Escenario	2020	2025	2030
Capacidad Instalada (MW)	500	1000	1000
Reducción Emisiones (MtCO ₂ e/año)	2.09	4.18	4.18
Costos Totales (MUSD/año)	-46.42	-97.3	-97.3
Costo Medio (USD/tCO ₂ e)	-22.2	-23.3	-23.3

Fuente: Elaboración Propia

I.1.5 Referencias y Fuentes de datos

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Plan de Obras

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Tablas y referencias

Borregaard, N. and R. Katz (2009). Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión., Futuro Latinoamericano, Avina.

CNE (2009). Fijación de precios de nudo abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo.

IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity.

IEA (2008) Energy Technology Perspective.

I.2 Instalación Capacidad Mini Hidro

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Energía	Generación Eléctrica	ERNC	Combustibles Alternativos

I.2.1 Descripción

Uno de los mayores potenciales renovables se encuentran dentro de las centrales mini hidráulica de pasada. Sin embargo, dentro del rango de potencia que constituyen estas centrales, la CNE solo estima una capacidad instalada al año 2019 de 175.3 MW con un crecimiento de 44 MW con respecto al año 2009.

La medida contempla remplazar capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía proveniente de mini hidráulicas.

I.2.2 Potencial de Reducción

Se han analizado tres escenarios de evaluación, el primero, un escenario normal que considera que no es posible modificar el plan de obras (que se encuentra disponible hasta el año 2019), lo que implica que la capacidad adicional generada por estas tecnologías recién serán participes al año 2020. Por otro lado un escenario alto, que corresponde a un escenario de compromiso político medio, y por ultimo un escenario máximo, para un escenario de compromiso político alto.

Para el escenario normal, se contempla la entrada de 80 MW al año 2020, finalizando al año 2030 con 880 MW acumulados de capacidad mini hidráulica.

Para el caso del escenario alto se ha considerado la penetración a contar del año 2010 con una unidad de 20MW. Para la expansión de la medida se utilizó una interpolación lineal entre el 2010 y el 2030 y se ajusto esa interpolación a bloques múltiples de 20 MW llegando a 1600 MW al año 2030.

El escenario máximo se analizo similarmente al escenario alto con la diferencia de que al año 2030 la penetración es de 2170 MW.

La siguiente tabla muestra el potencial de reducción de cada uno de los escenarios evaluados.

Tabla 1.3 Potencial de reducción (tCO₂e/año) Capacidad Mini Hidráulica – Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Capacidad Instalada (MW)	880	1,600	2,170
Potencial de Reducción (MtCO ₂ e/año)	4.22	7.68	10.41

Fuente: Elaboración Propia

I.2.3 Costos

Se ha establecido como costo de inversión un valor igual a 2.500 USD/kW (año 2009) lo cual es comparable a las tecnologías convencionales, puesto que si bien a este bajo nivel de potencia pueden existir economías de escala en los costos de equipamiento eléctrico, la utilización de estructuras existentes de riego y otras faenas producen ahorros que se espera compensen estos sobre costos anteriormente mencionados. Este coincide con el valor mínimo para la tecnología expresado en el estudio Energy Technology Perspective de la IEA (IEA, 2008). Se proyecta a futuro (2030) un costo de inversión igual a 2.200 USD/kW según el mismo estudio anteriormente mencionado.

Se ha decidido establecer un factor de planta igual a 62% de la misma forma que se estableció en la tecnología hidráulica de pasada, bajo la misma metodología.

Por último se han considerado otros parámetros que son necesarios para estimar los costos de operación de la tecnología de mini hidráulica. Estos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.4 Parámetros Económicos Mini Hidráulica

Parámetro	Unidad	2010		2030	
		Mini Hidro	Carbón	Mini Hidro	Carbón
Inversión	USD/kW	2452	1358	2200	1358
Costo de O&M	USD/kW	8.8	19	8.8	19
Costos Variables	USD/MWh	5	35.8	5	49.4
Vida útil	Años	40	20	40	20
Factor de Planta	%	62	85	62	85
CTeP	USD/MWh	35.8	50.9	32.8	64.6

Fuente: Elaboración Propia

I.2.4 Resultados

La siguiente tabla contiene los resultados agregados para la tecnología mini hidráulica correspondiente a los años 2020, 2025 y 2030 para el escenario de evaluación alto.

Tabla 1.5 Resultados Agregados Tecnología Mini Hidráulica

Escenario	2020	2025	2030
Capacidad Instalada (MW)	800	1200	1600
Reducción Emisiones (MtCO ₂ e/año)	3.84	5.76	7.68
Costos Totales (MUSD/año)	-88.42	-146.29	-212.34
Costo Medio (USD/tCO ₂ e)	-23.04	-25.41	-27.66

Fuente: Elaboración Propia

I.2.5 Referencias y Fuentes de datos

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Plan de Obras

Borregaard, N. and R. Katz (2009). Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión., Futuro Latinoamericano, Avina.

CNE (2008). Fijación de precios de nudo octubre 2008 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Informe Técnico Definitivo.

CNE (2009). Fijación de precios de nudo abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo.

IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity.

IEA (2008) Energy Technology Perspective.

I.3 Instalación Capacidad Solar Fotovoltaica

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Energía	Generación Eléctrica	ERNC	Combustibles Alternativos

I.3.1 Descripción

Debido a los altos costos de inversión y a la falta de madurez de la energía solar fotovoltaica, no se espera una alta penetración de esta tecnología en el sistema.

A pesar de lo último, Chile posee un alto potencial del recurso solar por lo que la medida contempla remplazar capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón, pertenecientes al SING, por energía proveniente de la tecnología solar fotovoltaica.

I.3.2 Potencial de Reducción

Se han analizado tres escenarios de evaluación, el primero, un escenario normal que considera que no es posible modificar el plan de obras (que se encuentra disponible hasta el año 2019), lo que implica que la capacidad extra generada por estas tecnologías recién serán participes al año 2020. Por otro lado un escenario alto, que corresponde a un escenario de compromiso político medio, y por el otro lado un escenario máximo, para un escenario de compromiso político alto.

Para el escenario normal, se contempla la entrada de 10 MW al año 2020 finalizando al año 2030 con 218 MW acumulados de capacidad solar fotovoltaica.

Para el caso del escenario alto se ha considerado la penetración de centrales fotovoltaicas a contar del 2010 en módulos de 2 MW. Dado que esta tecnología posee menos desarrollo que las otras, se estimo una expansión de la medida utilizando una interpolación logarítmica a manera de modelar la resistencia inicial de penetración. Así, se ajusto dicha interpolación a bloques con valores múltiplos a 2 MW considerando 250 MW al año 2030.

El escenario máximo considera la instalación en el horizonte de tiempo 2010-2030 de 350 MW adicionales. La manera de distribuirlos en el tiempo es similar a la del escenario alto con la diferencia de que la capacidad instalada al 2030 es de 350 MW.

La siguiente tabla muestra el potencial de reducción de cada uno de los escenarios evaluados.

Tabla 1.6 Potencial de reducción (tCO₂e/año) Capacidad Solar Fotovoltaica – Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Capacidad Instalada (MW)	218	250	350
Potencial de Reducción (MtCO ₂ e/año)	0.35	0.41	0.57

Fuente: Elaboración Propia

I.3.3 Costos

Se establece un valor final para la inversión de 4.296 USD/kW (año 2005), el cual corresponde al promedio de los valores presentados por el Projected Cost of Generating Electricity, el Energy Technology Perspective, el World Energy Outlook, lo mencionado por NREL en su reporte 2009 y lo mostrado en el estudio de escenarios 2009 (IEA, 2005; IEA, 2008; IEA, 2008; Borregaard, 2009). El valor proyectado al 2030 para el costo de inversión es de 2.267 USD/kW. Este valor representa el promedio de lo expuesto en el Energy Technology Perspective, el World Energy Outlook y el Estudio de Escenarios 2009 (IEA, 2008; IEA, 2008; Borregaard, 2009).

Se selecciona como valor para el factor de carga de esta tecnología un valor de 21% proporcionado por el reporte de NREL 2009. Se estima que este valor es adecuado para la realidad nacional debido a la alta disponibilidad de energía solar que existe en Chile.

Por último se han considerado otros parámetros que son necesarios para estimar los costos de operación de la tecnología solar voltaica. Estos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.7 Parámetros Económicos Tecnología Solar Fotovoltaica

Parámetro	Unidad	2010		2030	
		Solar FV	Carbón	Solar FV	Carbón
Inversión	USD/kW	3890	1358	2267	1358
Costo de O&M	USD/kW	19	19	19	19
Costos Variables	USD/MWh	0.45	35.8	0.45	35.8
Vida útil	Años	25	20	25	20
Factor de Planta	%	21	85	21	85
CTeP	USD/MWh	176.2	50.9	107.7	64.6

Fuente: Elaboración Propia

I.3.4 Resultados

La siguiente tabla contiene los resultados agregados para la tecnología solar fotovoltaica correspondiente a los años 2020, 2025 y 2030 para el escenario de evaluación alto.

Tabla 1.8 Resultados Agregados Tecnología Solar Fotovoltaica

Escenario	2020	2025	2030
Capacidad Instalada (MW)	42	150	350
Reducción Emisiones (MtCO ₂ e/año)	0.07	0.24	0.41
Costos Totales (MUSD/año)	7.38	21.2	30.5
Costo Medio (USD/tCO ₂ e)	108.21	86.98	75.08

Fuente: Elaboración Propia

I.3.5 Referencias y Fuentes de datos

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Plan de Obras

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Tablas y referencias

Borregaard, N. and R. Katz (2009). Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión., Futuro Latinoamericano, Avina.

CNE (2009). Fijación de precios de nudo abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo.

IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity.

IEA (2008) Energy Technology Perspective.

IEA (2008) World Energy Outlook.

NREL (2009). "Data Report."

PROGEA(UCHILE) (2008) Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Chile: Antecedentes para el desarrollo de un marco regulatorio y evaluación de instrumentos de reducción

UCHILE (2009) Aporte potencial de Energías Renovables no convencionales y eficiencia energética a la matriz Eléctrica 2008 - 2025. 53-58

I.4 Instalación Capacidad Solar Térmica

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Energía	Generación Eléctrica	ERNC	Combustibles Alternativos

I.4.1 Descripción

Debido a los altos costos de inversión y a la falta de madurez de la energía solar fotovoltaica, no se espera una alta penetración de esta tecnología en el sistema.

A pesar de lo último, Chile posee un alto potencial del recurso solar por lo que la medida contempla remplazar capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón, pertenecientes al SING, por energía proveniente de la tecnología solar térmica.

I.4.2 Potencial de Reducción

Se han analizado tres escenarios de evaluación, el primero, un escenario normal que considera que no es posible modificar el plan de obras (que se encuentra disponible hasta el año 2019), lo que implica que la capacidad extra generada por estas tecnologías recién serán participes al año 2020. Por otro lado un escenario alto, que corresponde a un escenario de compromiso político medio, y por el otro lado un escenario máximo, para un escenario de compromiso político alto.

Para el escenario normal, se contempla la entrada de 70 MW al año 2020, finalizando al año 2030 con 240 MW acumulados de capacidad solar fotovoltaica. Para hacer la interpolación entre los años 2020 y 2030 se ha considerado una interpolación logarítmica para así modelar la resistencia inicial de penetración debido a que esta tecnología posee menos desarrollo que las otras evaluadas.

Para el caso del escenario alto se ha considerado la penetración de centrales termo solares a contar del 2010 en módulos de 20 MW. Se ajustó la interpolación logarítmica considerando 320 MW al año 2030.

El escenario máximo considera la instalación en el horizonte de tiempo 2010-2030 de 550 MW adicionales. La manera de distribuirlos en el tiempo es similar a la del escenario alto con diferencia en la capacidad instalada al 2030.

La siguiente tabla muestra el potencial de reducción de cada uno de los escenarios evaluados.

Tabla 1.9 Potencial de reducción (tCO₂e/año) Capacidad Termo Solar – Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Capacidad Instalada (MW)	240	320	550
Potencial de Reducción (MtCO ₂ e/año)	0.54	0.72	1.23

Fuente: Elaboración Propia

I.4.3 Costos

Se establece como costo de inversión un valor de 4.788 USD/kW, representando este valor el promedio del estudio sobre Proyección de costos de generación de la IEA, lo establecido en el documento sobre opciones para la matriz energética chilena de Borregaard, el World Energy Outlook del 2008, el reporte de NREL 2009, el estudio sobre Perspectivas Tecnológicas en Energía y el Estudio de Escenarios 2009 (IEA, 2005; IEA, 2008; IEA, 2008; Borregaard, 2009; Borregaard y Katz, 2009b). Para el caso de la proyección se obtiene a partir del estudio de escenarios y World Energy Outlook 2009 da un valor de 1.900 USD/KW para el 2030.

Se estableció un valor para el factor de carga de 29%. Este valor se obtuvo promediando la información entregada por el estudio de la Universidad de Chile y la Universidad Técnica Federico Santa María, el reporte de NREL y el Estudio de Escenarios (Borregaard, 2009; UCHILE, 2009).

Por último se han considerado otros parámetros que son necesarios para estimar los costos de operación de la tecnología termo solar. Estos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.10 Parámetros Económicos Tecnología Termo Solar

Parámetro	Unidad	2010		2030	
		Solar Th	Carbón	Solar Th	Carbón
Inversión	USD/kW	4525	1358	1900	1358
Costo de O&M	USD/kW	19	19	19	19
Costos Variables	USD/MWh	0.45	35.8	0.45	49.4
Vida útil	Años	25	20	25	20
Factor de Planta	%	29	85	29	85
CTeP	USD/MWh	147.3	50.9	66.43	64.6

Fuente: Elaboración Propia

I.4.4 Resultados

La siguiente tabla contiene los resultados agregados para la tecnología termo solar correspondiente a los años 2020, 2025 y 2030 para el escenario de evaluación alto.

Tabla 1.11 Resultados Agregados Tecnología Termo Solar

Escenario	2020	2025	2030
Capacidad Instalada (MW)	150	260	320
Reducción Emisiones (MtCO ₂ e/año)	0.34	0.58	0.72
Costos Totales (MUSD/año)	27.42	36.26	37.94
Costo Medio (USD/tCO ₂ e)	81.48	62.16	52.84

Fuente: Elaboración Propia

I.4.5 Referencias y Fuentes de datos

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Plan de Obras

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Tablas y referencias

Borregaard, N. and R. Katz (2009). Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión., Futuro Latinoamericano, Avina.

DOE (2008) 2008 Renewable Energy Data Book.

IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity.

IEA (2008) Energy Technology Perspective.

IEA (2008) World Energy Outlook.

NREL (1997) Renewable Energy Technology Characterization.

UCHILE (2009) Aporte potencial de Energías Renovables no convencionales y eficiencia energética a la matriz Eléctrica 2008 - 2025. 53-58

I.5 Instalación Capacidad a Biomasa

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Energía	Generación Eléctrica	ERNC	Combustibles Alternativos

I.5.1 Descripción

Hoy en día, la biomasa representa una fuente de energía para muchos clientes autoprodutores del sistema. Las aplicaciones de esta energía son variadas y los potenciales de penetración no pueden ser sub estimados. El hecho de que la biomasa represente un sumidero de carbono y por lo tanto las emisiones netas de esta tecnología sean reducidas dentro de su ciclo de vida es de importancia analizar los parámetros más relevantes de la tecnología.

Se evaluó la penetración de la tecnología de biomasa a través de la sub-tecnología BIGCC.

La medida contempla remplazar capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía proveniente de la tecnología de generación en base biomasa.

I.5.2 Potencial de Reducción

Se han analizado tres escenarios de evaluación, el primero, un escenario normal que considera que no es posible modificar el plan de obras (que se encuentra disponible hasta el año 2019), lo que implica que la capacidad extra generada por estas tecnologías recién serán participes al año 2020. Por otro lado un escenario alto, que corresponde a un escenario de compromiso político medio, y por el otro lado un escenario máximo, para un escenario de compromiso político alto.

Para el escenario normal, se contempla la entrada de 40 MW al 2021, finalizando al año 2030 con 160 MW acumulados de capacidad de energía proveniente de la biomasa.

Para el escenario alto, se ha considerado la entrada de centrales de biomasa a contar del año 2010 con una unidad de penetración de 30 MW. Para la expansión de la medida se utilizó una interpolación lineal entre el 2015 y el 2030 y se ajustó dicha interpolación a bloques múltiples de 30 MW con 280 MW al año 2030.

El escenario máximo, considera la instalación en el horizonte de tiempo 2010-2030 de 900 MW adicionales. La manera de distribuirlos en el tiempo es similar a la del escenario alto con diferencia en la capacidad instalada al 2030.

La siguiente tabla muestra el potencial de reducción de cada uno de los escenarios evaluados.

Tabla 1.12 Potencial de reducción (tCO₂e/año) Capacidad Biomasa – Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Capacidad Instalada (MW)	160	280	900
Potencial de Reducción (MtCO ₂ e/año)	0.56	0.97	3.13

Fuente: Elaboración Propia

I.5.3 Costos

Se ha establecido un costo de inversión promedio de 5.245 USD/kW según el Energy Technology Perspective 2008 (IEA, 2008). Este valor se proyecta a un valor futuro al año 2030 de 1.852 USD/kW.

El factor de planta para la tecnología es de un 45% según lo establecido por el Energy Technology Perspectives (IEA, 2008).

Por último se han considerado otros parámetros que son necesarios para estimar los costos de operación de la tecnología de biomasa. Estos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.13 Parámetros Económicos Tecnología a Biomasa

Parámetro	Unidad	2010		2030	
		Biomasa	Carbón	Biomasa	Carbón
Inversión	USD/kW	5083	1358	1852	1358
Costo de O&M	USD/kW	75	19	75	19
Costos Variables	USD/MWh	56.3	35.8	56.3	49.4
Vida útil	Años	40	20	40	20
Factor de Planta	%	45	85	45	85
CTeP	USD/MWh	160.9	50.9	106.5	64.6

Fuente: Elaboración Propia

I.5.4 Resultados

La siguiente tabla contiene los resultados agregados para la tecnología de biomasa correspondiente a los años 2020, 2025 y 2030 para el escenario de evaluación alto.

Tabla 1.14 Resultados Agregados Tecnología Biomasa

Escenario	2020	2025	2030
Capacidad Instalada (MW)	120	224	280
Reducción Emisiones (MtCO ₂ e/año)	0.42	0.78	0.97
Costos Totales (MUSD/año)	45.72	72.58	83.23
Costo Medio (USD/tCO ₂ e)	109.42	93.06	85.37

Fuente: Elaboración Propia

I.5.5 Referencias y Fuentes de datos

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Tablas y referencias

CNE (2009). Fijación de precios de nudo abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo.

DOE (2008) 2008 Renewable Energy Data Book.

IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity.

IEA (2008) Energy Technology Perspective.

IEA (2008) World Energy Outlook.

NREL (1997) Renewable Energy Technology Characterization.

WEC (2004) Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment

I.6 Instalación Capacidad Geotérmica

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Energía	Generación Eléctrica	ERNC	Combustibles Alternativos

I.6.1 Descripción

El potencial en energía geotérmica en Chile, dada su naturaleza sísmica y la presencia de volcanes en el país hacen pensar que en un futuro el sistema pueda mostrar expansión en este tipo de tecnología, lejos de ser competitiva en la actualidad.

La medida contempla reemplazar capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía proveniente de la energía geotérmica.

I.6.2 Potencial de Reducción

Se han analizado tres escenarios de evaluación, el primero, un escenario normal que considera que no es posible modificar el plan de obras (que se encuentra disponible hasta el año 2019), lo que implica que la capacidad extra generada por estas tecnologías recién serán participes al año 2020. Por otro lado un escenario alto, que corresponde a un escenario de compromiso político medio, y por el otro lado un escenario máximo, para un escenario de compromiso político alto.

Para el escenario normal, se contempla la entrada de 30 MW al 2020, finalizando al año 2030 con 200 MW acumulados de capacidad geotérmica.

Para el escenario alto, se ha considerado la entrada de centrales geotérmicas a contar del año 2015 con una unidad de penetración de 30 MW. Dado que la tecnología posee un menor desarrollo, se estimo una expansión de la medida utilizando una expansión logarítmica a manera de modelar la resistencia inicial de penetración. Se ajusto dicha interpolación a bloques con valores múltiplos de 30, considerando 270 al año 2030.

El escenario máximo, considera la instalación en el horizonte de tiempo 2010-2030 de 850 MW adicionales. La manera de distribuirlos en el tiempo es similar a la del escenario alto con diferencia en la capacidad instalada al 2030.

La siguiente tabla muestra el potencial de reducción de cada uno de los escenarios evaluados.

Tabla 1.15 Potencial de reducción (tCO₂e/año) Capacidad Geotérmica – Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Capacidad Instalada (MW)	200	270	850
Potencial de Reducción (MtCO ₂ e/año)	1.3	1.75	5.52

Fuente: Elaboración Propia

I.6.3 Costos

Se ha establecido como costo de inversión para la tecnología geotérmica–hidrotérmica un valor de 3.517 USD/kW según promedio de los valores entregados por el World Energy Outlook 2008, NREL 2009 y la Comisión Nacional de Energía. El costo de inversión proyectado al futuro se establece el valor de 3.325 USD/kW el cual corresponde al promedio de los valores entregados por el *Energy Technology Perspective* y para el *World Energy Perspective*.

El factor de planta para la tecnología es de un 84% según lo establecido por (NREL, 2009).

Por último se han considerado otros parámetros que son necesarios para estimar los costos de operación de la tecnología geotérmica. Estos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.16 Parámetros Económicos Tecnología Geotérmica

Parámetro	Unidad	2010		2030	
		Geotérmica	Carbón	Geotérmica	Carbón
Inversión	USD/kW	3508	1358	3325	1358
Costo de O&M	USD/kW	119	19	119	19
Costos Variables	USD/MWh	2	35.8	2	49.4
Vida útil	Años	40	20	40	20
Factor de Planta	%	84	85	84	85
CTeP	USD/MWh	49.9	50.9	48.2	64.6

Fuente: Elaboración Propia

I.6.4 Resultados

La siguiente tabla contiene los resultados agregados para la tecnología geotérmica correspondiente a los años 2020, 2025 y 2030 para el escenario de evaluación alto.

Tabla 1.17 Resultados Agregados Tecnología Geotérmica

Escenario	2020	2025	2030
Capacidad Instalada (MW)	90	270	270
Reducción Emisiones (MtCO ₂ e/año)	0.58	1.75	1.75
Costos Totales (MUSD/año)	-4.93	-20.78	-20.78
Costo Medio (USD/tCO ₂ e)	-8.43	-11.84	-11.84

Fuente: Elaboración Propia

I.6.5 Referencias y Fuentes de datos

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Plan de Obras

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Tablas y referencias

Borregaard, N. and R. Katz (2009). Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión., Futuro Latinoamericano, Avina.

CNE (2009). Fijación de precios de nudo abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo.

CNE (2009a). Fijacion de precios de nudo, Abril de 2009, SIC, Informe Técnico Definitivo.

DOE (2008) 2008 Renewable Energy Data Book.

IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity.

IEA (2008) Energy Technology Perspective.

IEA (2008) World Energy Outlook.

NREL (1997) Renewable Energy Technology Characterization.

NREL (2009). "Data Report."

I.7 Instalación Capacidad Mareomotriz

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Energía	Generación Eléctrica	ERNC	Combustibles Alternativos

I.7.1 Descripción

De las tecnologías renovables no convencional, la tecnología mareomotriz es la menos desarrollada a nivel mundial. Las aproximaciones a la generación con esta tecnología son meramente experimentales hasta la fecha. Por lo mismo, la penetración de esta medida es baja y recién se estima para el año 2025.

La medida contempla remplazar capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía proveniente de la energía mareomotriz.

I.7.2 Potencial de Reducción

Aunque las medidas del sector generación de electricidad se han evaluado bajo 3 escenarios de penetración, para el caso de la tecnología mareomotriz se ha considerado solo un escenario.

Debido al poco desarrollo de la tecnología solo se considera una entrada inicial de 100 MW al año 2025.

Con esto, el potencial de reducción para el año 2030 corresponde a 0.22 MtCO₂e/año.

I.7.3 Costos

Se ha establecido un valor para el costo de inversión presente en 8.500 USD/kW y para el año 2030 de 3.750 USD/kW (Borregaard, 2009).

El factor de planta para la tecnología mareomotriz es de un 28% según lo establecido por (NREL, 2009).

Por último se han considerado otros parámetros que son necesarios para estimar los costos de operación de la tecnología mareomotriz. Estos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.18 Parámetros Económicos Tecnología Mareomotriz

Parámetro	Unidad	2010		2030	
		Mareomotriz	Carbón	Mareomotriz	Carbón
Inversión	USD/kW	8274	1358	3750	1358
Costo de O&M	USD/kW	204	19	204	19
Costos Variables	USD/MWh	17.5	35.8	17.5	49.4
Vida útil	Años	20	20	20	20
Factor de Planta	%	28	85	28	85
CTeP	USD/MWh	394.8	50.9	234	64.6

Fuente: Elaboración Propia

I.7.4 Resultados

La siguiente tabla contiene los resultados agregados para la tecnología mareomotriz correspondiente a los años 2025 y 2030.

Tabla 1.19 Resultados Agregados Tecnología Mareomotriz

Escenario	2025	2030
Capacidad Instalada (MW)	100	100
Reducción Emisiones (MtCO ₂ e/año)	0.22	0.22
Costos Totales (MUSD/año)	52.04	52.04
Costo Medio (USD/tCO ₂ e)	240.2	240.2

Fuente: Elaboración Propia

I.7.5 Referencias y Fuentes de datos

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Tablas y referencias

DOE (2008) 2008 Renewable Energy Data Book.

IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity.

IEA (2008) Energy Technology Perspective.

I.8 Instalación Sistemas CCS

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Energía	Generación Eléctrica	ERNC	Combustibles Alternativos

I.8.1 Descripción

La captura y almacenamiento de carbono no representa una tecnología de generación en sí, sino más bien una tecnología adicional a la generación convencional con carbono orientada a reducir las emisiones de carbono que la tecnología carbonera emite. Por lo tanto interesa solo establecer el costo de inversión de la tecnología y los costos variables de la misma, ya que el resto de los parámetros desentenderán de la tecnología carbonera sobre la cual se aplique el sistema CCS. Esta tecnología no existe actualmente en el sistema y no se espera que penetre en el antes del año 2020 (IEA, 2008).

I.8.2 Potencial de Reducción

Aunque las medidas del sector generación de electricidad se han evaluado bajo 3 escenarios de penetración, para el caso de la tecnología CCS se ha considerado solo un escenario.

Se ha considerado que a contar del año 2020 comience la instalación de sistema de captura de carbono en nuevas centrales del sistema. Se estima una unidad de penetración de 300 MW igual a la capacidad promedio de una planta de carbón. Se presenta la entrada de 300 MW el año 2020, 2022, 2024, 2025, 2027 y 2029, llegando a un total de 1800 MW instalados al año 2030.

Con esto, el potencial de reducción al año 2030 corresponde a 11.8 MtCO₂e/año.

I.8.3 Costos

Según lo establecido por la IEA en su estudio Energy Technology Perspective (IEA, 2008)(p.207), el costo de inversión al año 2010 para la tecnología CCS tiene un valor de 750 USD/kW, con una proyección de 600 US\$/kW al año 2050. Según lo establecido por la IEA en su estudio Energy Technology Perspective (IEA, 2008)(p.207), el costo de inversión al año 2010 para la tecnología CCS tiene un valor de 750 USD/kW, con una proyección de 600 US\$/kW al año 2050.

Por último se han considerado otros parámetros que son necesarios para estimar los costos de operación de la tecnología geotérmica. Estos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.20 Parámetros Económicos Tecnología Carbón con CCS

Parámetro	Unidad	2010		2030	
		CCS	Carbón	CCS	Carbón
Inversión	USD/kW	2108	1358	1958	1358
Costo de O&M	USD/kW	29	19	29	19
Costos Variables	USD/MWh	38.9	35.8	53.8	49.4
Vida útil	Años	20	20	20	20
Factor de Planta	%	85	85	85	85
CTeP	USD/MWh	62.4	50.9	75.9	64.6

Fuente: Elaboración Propia

I.8.4 Resultados

La siguiente tabla contiene los resultados agregados para la tecnología CCS correspondiente a los años 2020, 2025 y 2030.

Tabla 1.21 Resultados Agregados Tecnología Carbón con CCS

Escenario	2020	2025	2030
Capacidad Instalada (MW)	300	1200	1800
Reducción Emisiones (MtCO ₂ e/año)	1.9	7.9	11.8
Costos Totales (MUSD/año)	25.5	101.9	152.6
Costo Medio (USD/tCO ₂ e)	12.9	12.92	12.98

Fuente: Elaboración Propia

I.8.5 Referencias y Fuentes de datos

IEA (2008) Energy Technology Perspective.

IEA (2008) World Energy Outlook.

I.9 Instalación Capacidad Eólica

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Energía	Generación Eléctrica	ERNC	Combustibles Alternativos

I.9.1 Descripción

Según lo establecido en el plan de obras recomendado y el plan de obras en construcción presentados en el informe de precio nudo de la CNE (CNE, 2009), la energía eólica se presenta como la alternativa más confiable para suministrar la energía proveniente de fuentes renovables que la ley N°20.257.

La entrada de capacidad eólica adicional a la contemplada (según escenarios de evaluación) en la línea base desplazará centrales térmicas a carbón.

I.9.2 Potencial de Reducción

Se han analizado tres escenarios de evaluación, el primero, un escenario normal que considera que no es posible modificar el plan de obras (que se encuentra disponible hasta el año 2019), lo que implica que la capacidad extra generada por estas tecnologías recién serán participes al año 2020. Por otro lado un escenario alto, que corresponde a un escenario de compromiso político medio, y por el otro lado un escenario máximo, para un escenario de compromiso político alto.

Para el escenario normal, se contempla la entrada de 60 MW al año 2020, finalizando al año 2030 con 360 MW acumulados de capacidad eólica.

Para el caso del escenario alto se ha considerado la instalación en el horizonte de tiempo 2010-2030 de 720 MW adicionales de capacidad en energía eólica. Esta capacidad se expande en el horizonte de tiempo mediante módulos de 60 MW. Se comienza la expansión el año 2010 con un modulo inicial de 60 MW, Para la expansión en el resto de los años, se utiliza una evolución lineal mediante una interpolación y luego se ajusta la interpolación con escalones anuales con valores múltiplos de 60 MW, hasta alcanzar el máximo esperado de 720 MW el 2030.

El escenario máximo considera la instalación en el horizonte de tiempo 2010-2030 de 1000 MW adicionales. La manera de distribuirlos en el tiempo es similar a la del escenario alto con la diferencia de que la expansión es en módulos de 100 MW.

La siguiente tabla muestra el potencial de reducción de cada uno de los escenarios evaluados.

Tabla 1.22 Potencial de reducción (tCO₂e/año) Capacidad Eólica - Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Capacidad Instalada (MW)	360	720	1300
Potencial de Reducción (MtCO ₂ e/año)	0.78	1.56	2.82

Fuente: Elaboración Propia

I.9.3 Costos

Se ha seleccionado un valor para el costo de inversión presente igual a 1.629 USD/kW, siendo este valor el promedio de los valores promedios presentados en los documentos de la IEA, World Energy Outlook 2008 y Projected Cost of Generating Energy 2005 y el documento presentado en el estudio de escenarios 2009. Por otro lado, para la proyección de costos hacia el futuro, se establece un valor de inversión de 1.300 USD/kW, siendo este valor el promedio entre los valores promedios presentados en el World Energy Outlook 2008 y el Estudio de Escenarios 2009 (IEA, 2005; IEA, 2008; Borregaard, 2009).

Se seleccionó como valor representativo de la tecnología, un factor de planta igual al 28% según lo establecido por el Projected Cost of Generating Electricity (IEA, 2005), el cual coincide que el cálculo realizado en mediciones reales.

Por último se han considerado otros parámetros que son necesarios para estimar los costos de operación de la tecnología geotérmica. Estos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.23 Parámetros Económicos Tecnología Eólica

Parámetro	Unidad	2010		2030	
		Eólica	Carbón	Eólica	Carbón
Inversión	USD/kW	1613	1358	1300	1358
Costo de O&M	USD/kW	32	19	32	19
Costos Variables	USD/MWh	7.7	35.8	7.7	49.4
Vida útil	Años	20	20	20	20
Factor de Planta	%	28	85	28	85
CTeP	USD/MWh	78.1	50.9	67	64.6

Fuente: Elaboración Propia

I.9.4 Resultados

La siguiente tabla contiene los resultados agregados para la tecnología eólica correspondiente a los años 2020, 2025 y 2030 para el escenario de evaluación alto.

Tabla 1.24 Resultados Agregados Tecnología Eólica

Escenario	2020	2025	2030
Capacidad Instalada (MW)	420	600	720
Reducción Emisiones (MtCO ₂ e/año)	0.91	1.3	1.56
Costos Totales (MUSD/año)	20.55	24.74	26.09
Costo Medio (USD/tCO ₂ e)	22.59	19.04	16.72

Fuente: Elaboración Propia

I.9.5 Referencias y Fuentes de datos

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Plan de Obras

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Tablas y referencias

Borregaard, N. and R. Katz (2009). Opciones para la Matriz Energética Eléctrica: Insumos para la Discusión., Futuro Latinoamericano, Avina.

CNE (2009). Fijación de precios de nudo abril 2009 Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo.

CNE (2009a). Fijacion de precios de nudo, Abril de 2009, SIC, Informe Técnico Definitivo.

DOE (2008) 2008 Renewable Energy Data Book.

IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity.

IEA (2008) Energy Technology Perspective.

IEA (2008) World Energy Outlook.

NREL (1997) Renewable Energy Technology Characterization.

UCHILE (2008) Estimación del aporte potencial de las Energías Renovables No Convencionales y del Uso Eficiente de la Energía Eléctrica al Sistema Interconectado Central (SIC) en el período 2008-2025

WEC (2004) Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assesment

I.10 Instalación Central Nuclear

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Energía	Generación Eléctrica	ERNC	Combustibles Alternativos

I.10.1 Descripción

Si bien la energía nuclear, debido a sus requerimientos tecnológicos, económicos, de capital humano especializado y de institucionalidad y legislación, no se proyecta ser instalada antes del año 2025, es de interés estudiar su efecto en un modelo de planificación energética.

La medida contempla remplazar en el año 2025 capacidad instalada de centrales térmicas en base a carbón por energía proveniente de energía nuclear.

I.10.2 Potencial de Reducción

Aunque las medidas del sector generación de electricidad se han evaluado bajo 3 escenarios de penetración, para el caso de la tecnología nuclear se ha considerado solo un escenario.

Debido a los requerimientos de desarrollo político legislativo, regulatorio, tecnológico y científico que la energía nuclear requiere para su instalación se plantean 1000 MW al año 2025.

Con esto, el potencial de reducción para el año 2030 es de 6.96 MtCO₂e/año.

I.10.3 Costos

Se considera un costo de inversión de 3.967 USD/kW, siendo este el promedio de los estudios *Energy Technology Perspective* y NREL 2009. Por otro lado el costo proyectado 2.631 es el promedio de lo observado en el Estudios de escenarios 2008 y en el estudio de Perspectivas Tecnológicas.

Se selecciona el valor para el factor de planta de 90% mencionado en el informe de (NREL, 2009).

Por último se han considerado otros parámetros que son necesarios para estimar los costos de operación de la tecnología geotérmica. Estos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.25 Parámetros Económicos Tecnología Nuclear

Parámetro	Unidad	2010		2030	
		Nuclear	Carbón	Nuclear	Carbón
Inversión	USD/kW	3812	1358	2261	1358
Costo de O&M	USD/kW	50	19	50	19
Costos Variables	USD/MWh	14.1	38.84	14.1	38.8
Vida útil	Años	40	20	40	20
Factor de Planta	%	90	85	90	85
CTeP	USD/MWh	52.6	57.3	39.5	57.3

Fuente: Elaboración Propia

I.10.4 Resultados

La siguiente tabla contiene los resultados agregados para la tecnología nuclear correspondiente a los años 2025 y 2030.

Tabla 1.26 Resultados Agregados Tecnología Nuclear

Escenario	2025	2030
Capacidad Instalada (MW)	1000	1000
Reducción Emisiones (MtCO ₂ e/año)	6.96	6.96
Costos Totales (MUSD/año)	-151.18	-151.18
Costo Medio (USD/tCO ₂ e)	-21.71	-21.71

Fuente: Elaboración Propia

I.10.5 Referencias y Fuentes de datos

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Plan de Obras

Borregaard, N. (2009) Seminario: Matriz Energética 2010-2030 “Construyendo escenarios, innovando y rompiendo paradigmas: Discusiones hacia una visión energética-eléctrica para Chile” - Tablas y referencias

IEA (2005) Projected Costs of Generating Electricity.

IEA (2008) Energy Technology Perspective.

WEC (2004) Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment

Anexo II. Fichas de Medidas – Sector CPR

II.1 Iluminación Residencial Eficiente

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
CPR	Residencial	Calefacción	Eficiencia Energética

II.1.1 Descripción

La medida consiste en instalar ampolletas de bajo consumo (CFL y LED), en reemplazo de las tradicionales incandescentes, además de suplir el crecimiento de la demanda siempre con estas tecnologías más eficientes. La principal ventaja de la medida es que consumen menos electricidad, para generar el mismo servicio iluminación.

Se considera la reducción paulatina de la capacidad instalada de ampolletas incandescentes, instalando tecnologías más eficientes, para cubrir el resto de la demanda de iluminación.

El driver para esta medida es la capacidad instalada de iluminación, unidad que se mide en Mlumen instalados.

El consumo eléctrico asociado a iluminación fue estimado en un 27,3% del consumo residencial (CNE y Departamento de Economía Universidad de Chile, 2005), además este estudio detalló, en base a encuestas la composición tecnológica del sistema. Se extrajeron del sistema las ampolletas halógenas y los tubos fluorescentes y se mantuvieron sus demandas constantes. Para definir la tecnología LED, se utilizó el llamado a concurso L-Prize (U.S.DepartmentofEnergy, 2009), y asumiendo que se alcanzan las metas exigidas por este, se procedió a modelar el resto del sistema, el cual se resume en la Tabla 1.27.

Tabla 1.27 Sistemas de Iluminación Instalados al año 2008

Item	Unidades	Incandescentes	CFL	LED	Total 2008
Potencia Instalada	MW	2,677	205	0	2,882
% Potencia Instalada	%MW	93%	7%	0%	100%
Eficiencia	lumen/Watts	11.9	56.7	90.0	
Vida	horas	1000	6000	25000	
Capacidad instalada	Mlumen	31,765	11,600	-	43,365
% Capacidad instalada	Mlumen	73%	27%	0%	100%
Consumo energético	Mwh	1,890,831	144,601	-	2,035,432

Fuente: Elaboración Propia en base a (CNE y Departamento de Economía Universidad de Chile, 2005; U.S.DepartmentofEnergy, 2009; CNE, 2009e)

Para hacer los cálculos de consumo de demanda de servicios de iluminación para el futuro se hacen los siguientes supuestos:

- Se considera que el número de viviendas al 2008 eran 5,152,605 (INE, 2009).
- En base a lo anterior y a la Tabla 1.27 se calculó un factor promedio de iluminación por vivienda de 8,416 lumen/vivienda y un consumo de iluminación de 5,945

klumenhora/vivienda (excluyendo halógenas y tubos fluorescentes). Esto implica el equivalente a unas 9 ampollitas de 75W incandescentes (unos 1000 lúmenes) con una intensidad de uso por ampollita de 706 horas al año.

- Estos parámetros por vivienda se asumieron constantes en el tiempo, ya que la demanda de servicio iluminación por vivienda debiera mantenerse en el tiempo a diferencia del consumo eléctrico asociado.

La proyección del crecimiento de la demanda de iluminación, se asocio directamente al número de viviendas, donde se proyecto un crecimiento a una tasa de un 2,7% anual en base a la información proporcionada por el (INE, 2009).

II.1.2 Potencial de Reducción

La penetración de la medida está limitada por la capacidad instalada de incandescentes al año base y a la posibilidad de entrada de nuevas.

La medida sería una recambio de un 5% anual, a partir del 2010, en la capacidad instalada en incandescentes por ampollitas de bajo consumo (CFL o LED). Lo que reduciría la capacidad instalada al 2030 a 10,817.9 Mlumen, representando un 14% de la capacidad total para este año. El reemplazo sería en los primeros 5 años por tecnologías de CFL principalmente y posteriormente, debido a la reducción de costos del LED, asociada a la evolución de esta tecnología, se reemplazaría principalmente por ampollitas de este tipo.

Un escenario de alta penetración sería considerar una reducción de un 10% anual, a partir del 2010, en la capacidad instalada en incandescentes. Lo que reduciría la capacidad instalada de incandescentes al 2030 a 3,475.7 Mlumen, representando un 4% de la capacidad total para este año.

Para el escenario máximo, se ha considerado que se finaliza la venta de ampollitas incandescentes a partir del año 2012 por lo que el parque de nuevas ampollitas se divide entre CFL y LED. Dicho remplazo sería principalmente por tecnología CFL hasta el 2015 y posteriormente, debido a la reducción del costo de la tecnología LED, se reemplazaría la venta de incandescentes por LED.

La siguiente tabla muestra para los diferentes escenarios la participación de cada una de las tecnologías correspondiente al año 2030 (como porcentaje de Mlumens instalados).

Tabla 1.28 Participación tecnologías de iluminación según escenarios al 2030

Escenario	Participación Incandescente	Participación CFL	Participación LED
Base	41%	59%	0%
Normal	14%	45%	41%
Alto	4%	51%	44%
Máximo	0%	52%	48%

Fuente: Elaboración Propia

Por último, la Tabla 1.29 muestra los potenciales de reducción al 2030 según los escenarios evaluados.

Tabla 1.29 Potencial de Reducción (MtCO₂e/año) Iluminación Residencial Eficiente – Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Potencial de Reducción	0.54	0.71	0.8

Fuente: Elaboración Propia

II.1.3 Costos

En cuanto a los costos de inversión, para incandescentes y CFL, se tomaron de valores medios de mercado (Homecenter, 2009) y se asumieron constantes en el tiempo por ser tecnologías maduras. La proyección de los precios del LED, se tomaron en base al supuesto conservador de cumplimiento del concurso L-Prize (U.S.DepartmentofEnergy, 2009), que llama a generar ampollas equivalentes a la incandescente de 60W (900 lumen mínimo) de bajo consumo (10 W máximo) y vida extensa (mínimo 25,000 horas) a los siguientes precios:

Tabla 1.30 Precios L-Prize

Target Consumer Retail Prices After Incentives			
Product	Year 1	Year 2	Year 3
60-watt incandescent replacement (USD2008)	22	15	8
Par 38 halogen replacement (USD2008)	30	22	14

Fuente: (U.S.DepartmentofEnergy, 2009)

Se asumió el cumplimiento de estos precios, pero más paulatino dando periodos de 2 años en vez a lo señalado por el L-Prize. Anualizando la inversión y usando una tasa de un 6% se obtiene la Tabla 1.31.

Tabla 1.31 Precios de inversión LED

Año de entrada	USD2008/MLumen
2008	7,058
2010	4,033
2012	1,680
2014	1,146
2015-2030	611

Fuente: Elaboración Propia

Los costos de la energía por tecnología se presentan en la siguiente tabla.

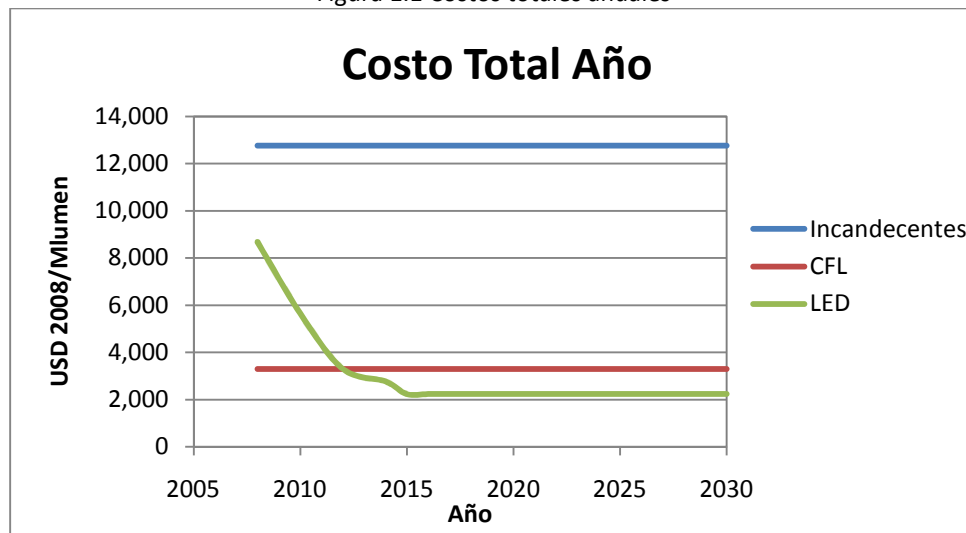
Tabla 1.32 Costos de Energía por Tecnología

Item	USD2008/MLumen-año
Incandescentes	12,322
CFL	2,580
LED	1,625

Fuente: Elaboración Propia en base a (Chilectra, 2009)

La evolución de los costos totales anuales se puede ver en la Figura 1.1. De esta se desprende que a partir del 2013 el LED comienza a ser la tecnología más rentable por MLumen instalado.

Figura 1.1 Costos totales anuales



Fuente: Elaboración Propia

II.1.4 Resumen de Parámetros

- Reducción capacidad instalada incandescentes al 2030 a un 14% del total.
- Aumento de la eficiencia energética del sistema: de 24 a 64 lumen/watt.
- Factor promedio de iluminación por vivienda de 8,416 lumen/vivienda.

- Consumo de iluminación de 5,945 klumenhora/vivienda.
- Uso promedio anual 706 horas.
- Reducción consumo eléctrico cambio incandescente a CFL 47 MWh/Mlumen-año.
- Reducción consumo eléctrico cambio incandescente a LED 52 MWh/Mlumen-año.

II.1.5 Resultados Unitarios

La presente tabla muestra los resultados unitarios para el año 2015. Se asume que no hay cambio de costos después de esta fecha.

Tabla 1.33 Indicadores de Consumo Unitarios – Año 2030

Indicador	Unidad	Incandescente	CFL	LED	Incremento CFL	Incremento LED
Inversión Inicial	(USD2008/Mlumen)	472	3,935	8,889	3,463	8,417
Inversión Anualizada	(USD2008/Mlumen-año)	358	605	611	247	253
Consumo de Energía	(MWh/Mlumen)	60	12	8	-47	-52
Costo Anual de Energía	(USD2008/Mlumen-año)	12,322	2,580	1,625	-9,742	-10,697
Costo Total Unitario	(USD2008/Mlumen-año)	12,680	3,185	2,236	-9,495	-10,444
Emisiones	(tCO ₂ e/Mlumen-año)	26	5	3	-20	-22

Fuente: Elaboración Propia

La Tabla 1.34 presenta los resultados agregados, con resultados correspondientes por periodos de 5 años desde el 2010 al 2030, para el escenario normal.

Tabla 1.34 Indicadores de Penetración Escenario Normal

Indicador	Unidad	2010	2015	2020	2025	2030
Penetración	Incremento Capacidad Instalada eficiente (Mlumen)	1,588	8,415	13,697	17,784	20,946
	% de la capacidad total	34%	55%	70%	80%	86%
Costo Anual Medida	MUSD2008/año	-15.3	-84.2	-146.1	-195.9	-236.7
Reducción Anual	tCO ₂ e/año	29,825	186,335	312,043	451,976	543,369
Costo Unitario de Mitigación	USD2008/tCO ₂ e	-512	-452	-468	-434	-436

Fuente: Elaboración Propia

La Tabla 1.35 presenta los resultados agregados, con resultados correspondientes por periodos de 5 años desde el 2010 al 2030, para el escenario alto.

Tabla 1.35 Indicadores de Penetración escenario Alto

Indicador	Unidad	2010	2015	2020	2025	2030
Penetración	Incremento Capacidad Instalada eficiente (Mlumen)	3,176	14,883	21,796	25,878	28,289
	% de la capacidad total	37%	68%	83%	91%	96%
Costo Anual Medida	MUSD2008/año	-30.8	-148.5	-227.9	-277.7	-310.4
Reducción Anual	tCO ₂ e/año	59,432	325,040	485,607	641,137	714,446
Costo Unitario de Mitigación	USD2008/tCO ₂ e	-518	-457	-469	-433	-434

Fuente: Elaboración Propia

Por último, la Tabla 1.36 muestra los resultados para el escenario máximo.

Tabla 1.36 Indicadores de Penetración Escenario Máximo

Indicador	Unidad	2010	2015	2020	2025	2030
Penetración	Incremento Capacidad Instalada eficiente (Mlumen)	4,765	31,765	31,765	31,765	31,765
	% de la capacidad total	41%	100%	100%	100%	100%
Costo Anual Medida	MUSD2008/año	-46.4	-315.1	-321.5	-329.9	-339.7
Reducción Anual	tCO ₂ e/año	89,039	688,656	695,764	777,405	799,106
Costo Unitario de Mitigación	USD2008/tCO ₂ e	-521	-458	-462	-424	-425

Fuente: Elaboración Propia

II.1.6 Referencias y Fuentes de Datos

Chilectra (2009). "Tarifas de Suministros Clientes Regulados - Tarifa Histórica." from www.chilectra.cl.

CNE (2005). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos.

CNE (2009). Balance Nacional de Energías 2008.

Homecenter (2009). "Ampolletas y Tubos." from http://homecenter.cl/webapp/commerce/command/CategoryDisplay?cgncbr=catt11-10&cgmenbr=542&area=492475&depto=102184&Area_Familia=cattiluminacion&Path_Familia=Mundolluminacion&ubic=102184&ubidcpt=102184.

INE (2009). "Superficie Autorizada Total, Viviendas y no Viviendas".

U.S.DepartmentofEnergy (2009). Bright Tomorrow Lighting Competition (L Prize™).

II.2 Calderas de Condensación

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
CPR	Residencial	Calefacción	Eficiencia Energética

II.2.1 Descripción

La medida consiste en que a partir del año 2010 se finalice la comercialización de calderas convencionales dando paso a la comercialización absoluta de calderas más eficientes como lo son las calderas de condensación (al igual que se está realizando en los países europeos a partir del año 2010).

Se considera que la renovación de calderas existentes al final de su vida útil será por calderas de condensación, y que también lo serán todas las calderas nuevas instaladas en el país.

El driver para esta medida corresponde a la cantidad de calderas de condensación que son utilizadas anualmente.

II.2.2 Potencial de Reducción

Las calderas de condensación integran un intercambiador de calor de material adecuado con una superficie amplia que capta el calor de condensación extra ganando el vapor de agua contenido en los humos lo que se traduce en una disminución en el consumo de gas de un 27.7% (SEDBUC, 2009) con respecto a la convencional.

Para el caso de calderas que utilizan gas natural el ahorro promedio en consumo de combustible equivale a 138.1 m³/año-unidad, mientras que para calderas que utilizan gas licuado el ahorro corresponde a 50 m³/año-unidad.

Aunque la medida corresponde a dar paso a la comercialización absoluta de calderas de condensación se han considerado 3 escenarios de penetración ya que en la realidad considerar una penetración absoluta es muy difícil de conseguir.

Se han considerado escenarios de penetración normal, alta y máxima, correspondiendo a 70%, 90% y 100% de las ventas de calderas respectivamente.

La siguiente tabla muestra los potenciales de reducción de cada uno de los escenarios.

Tabla 1.37 Potenciales de Reducción (tCO₂e/año) Calderas de Condensación – Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Potencial de reducción (tCO ₂ e/año)	32,215	41,418	46,020

Fuente: Elaboración Propia

II.2.3 Costos

La inversión de la caldera convencional corresponde a \$555,440¹ mientras que la caldera de condensación tiene un costo de inversión de \$1,607,227. Estos costos se mantienen constantes a lo largo del periodo de evaluación y no varían según combustible.

El aumento de eficiencia en las calderas de condensación se traduce en una reducción en el costo por consumo de combustible para el caso de las calderas que utilizan gas natural es en promedio \$73,600 anuales, mientras que para las que utilizan gas licuado es de \$62,710 tomando como año base el 2010.

La vida útil considerada es de 12 años para las calderas convencionales y de 25 años para las de condensación².

II.2.4 Resumen de Parámetros

- Aumento de eficiencia en consumo de energía: 27.74%
- Consumo de gas licuado promedio en viviendas (m³/año): 180
- Consumo de gas natural promedio en viviendas (m³/año): 497.92
- Costo gas natural 2010 (\$/m³): 634.1
- Costo gas licuado 2010 (\$/m³): 1494.3
- Porcentaje de casas que poseen calderas: 2.56%³
- Porcentaje de casas que utilizan gas natural: 29%
- Porcentaje de casas que utilizan gas licuado: 71%⁴
- Vida útil caldera de condensación: 25años
- Vida útil caldera Convencional: 12 años

¹ Costo promedio en distribuidores nacionales (Anwo, MetroGas, Gasco y TermoService) descontándole el IVA.

² Información brindada por Patricio Geni, Jefe Unidad de Negocios Eficiencia Energética y Renovables ANWO S.A.

³ CNE y Departamento de Economía Universidad de Chile (2005). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos. Estudio realizado con la colaboración de SERNAC.

⁴ Porcentajes obtenido a partir de IIT y Fundación Chile (2009). Etapa 2 - Sistema de Certificación Energética de Viviendas, Instituto de Investigaciones Tecnológicas y Asistencia Técnica Universidad de Concepción y Fundación Chile.

II.2.5 Resultados Unitarios y agregados

Las siguientes tablas muestran los resultados unitarios para el año 2030 tanto en calderas que utilizan gas natural como gas licuado.

Tabla 1.38 Indicadores unitarios por caldera que utiliza Gas Natural al año 2030

Indicador	Unidad	Calderas Convencionales	Calderas Condensación	Incremento
Inversión Inicial	(USD2008/equipo)	1,110.88	3,214.45	2,103.57
Inversión Anualizada	(USD2008/equipo)	132.50	251.46	118.95
Consumo de Energía	(m3/equipo-año)	497.92	359.78	-138.14
Costo Anual de Energía	(USD2008/equipo-año)	633.54	457.77	-175.77
Costo Total Unitario	(USD2008/equipo-año)	766.04	709.22	-56.82
Emisiones	(tCO2e/equipo-año)	0.99	0.72	-0.28
Costo reducción CO2e	(USD2008/tCO2e)			-206.37

Tabla 1.39 Indicadores unitarios por caldera que utiliza Gas Natural al año 2030

Indicador	Unidad	Calderas Convencionales	Calderas Condensación	Incremento
Inversión Inicial	(USD2008/equipo)	1,110.88	3,214.45	2,103.57
Inversión Anualizada	(USD2008/equipo)	132.50	251.46	118.95
Consumo de Energía	(m3/equipo-año)	180.00	130.06	-49.94
Costo Anual de Energía	(USD2008/equipo-año)	478.94	346.06	-132.88
Costo Total Unitario	(USD2008/equipo-año)	611.45	597.52	-13.92
Emisiones	(tCO2e/equipo-año)	1.12	0.81	-0.31
Costo reducción CO2e	(USD2008/tCO2e)			-44.82

A continuación se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 para el escenario máximo considerando los porcentajes de participación del gas natural y gas licuado.

Tabla 1.40 Indicadores agregados para el escenario máximo – Calderas de Condensación

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	Calderas Condensación	14,148	112,976	156,709
	% del total de Calderas	15%	94%	100%
Costo Anual	MUSD2008/año	0.15	-1.03	-4.14
Reducción Anual	(tCO2/año)	4,155	33,178	46,021
Costo Unitario de Mitigación	(USD2008/tCO2e)	34.99	-31.02	-89.99

II.2.6 Referencias y Fuentes de Datos

CNE (2005a). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos.

IIT and Fundacion Chile (2009). Etapa 2 - Sistema de Certificación Energética de Viviendas, Instituto de Investigaciones Tecnológicas y Asistencia Técnica Universidad de Concepción y Fundación Chile. Reporte preparado para el Ministerio de Vivienda y Urbanismo.

SEDBUC (2009). Boiler Efficiency Database.

II.3 Calentadores Eficientes

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
CPR	Residencial	Estanque calentadores de agua	Eficiencia Energética

II.3.1 Descripción

La medida consiste en incentivar el recambio de estanques calentadores de agua por unos más eficientes, en comparación a los que actualmente se comercializan en nuestro país. Al igual que en las otras medidas del sector CPR, la implementación de dicha medida requiere eliminar ciertas barreras culturales y de asimetrías de información, las que se asume que pueden superarse a través de un etiquetado de eficiencia energética. Esta medida atacará la decisión del consumidor al momento de la compra debida al recambio natural del equipo

Los estanques calentadores de agua están presentes en solo el 2% de las viviendas chilenas (CNE y Departamento de Economía Universidad de Chile, 2005), igualmente existe la necesidad de un etiquetado de eficiencia energética a estos aparatos ya que el consumo eléctrico es uno de los más altos dentro de las viviendas que lo tienen.

El driver para esta medida corresponde a la cantidad de equipos renovados o equipos nuevos instalados con etiquetado A.

II.3.2 Potencial de Reducción

Según (CNE, 2003) el consumo promedio de calentadores de agua corresponde a un consumo de 2869 kWh/año, mientras que supone que a través de mejores sistemas de aislamiento se puede mejorar el desempeño energético de los estanques en un 7% lo que implica conseguir un consumo promedio de 2668 kWh/año.

Se ha supuesto que actualmente el promedio de estanques calentadores de agua que se comercializan en el mercado es de categoría B (ineficientes). Por otro lado se considera que cuando en la compra se elije un estanque calentadores de agua eficiente la categoría de esta corresponde a categoría A.

Se proponen 3 escenarios de penetración al 2030 correspondientes a las ventas de calentadores eficientes (categoría A). El normal corresponde al 75% de las ventas, el alto al 85% de las ventas y el máximo al 100% de las ventas y dependerá de la eficacia del programa de etiquetado.

La siguiente tabla muestra el potencial de reducción al año 2030 según los escenarios analizados.

Tabla 1.41 Potencial de reducción (tCO₂e/año) Estanques Calentadores de Agua – Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Equipos Eficientes	58,970	66,833	77,118
Potencial de Reducción (tCO ₂ e/año)	5,682	6,439	7,431

Fuente: Elaboración Propia

II.3.3 Costos

Se supuso que un modelo eficiente es un 35% más caro que la comparación. Esto corresponde al promedio de la diferencia de precios de los otros aparatos eléctricos evaluados en etiquetado. Los precios bases se calcularon de un promedio de (ANWO, 2009), los resultados se muestran en la Tabla 1.42.

Tabla 1.42 Costos por Estanques calentadores de agua

Indicador	Unidad	Estanques calentadores de agua Convencionales	Estanques calentadores de agua Eficientes
Inversión Inicial	(USD2008/equipo)	566	764.1
Costo electricidad Anual	(USD2008/equipo-año)	626.8	582.9

Fuente: Elaboración Propia en base a (ANWO, 2009) y (Chilectra, 2009)

Se supuso que la vida útil de un calentador es de 10 años, en base a (CNE, 2003).

II.3.4 Resumen de Parámetros

- Vida Útil Estanques calentadores de agua: 10 años
- Disminución en consumo de energía: 7%
- Aumento en ventas anuales de estanques calentadores de agua: 1.1% anual
- Penetración: Se considera que al año 2030 se alcanza una penetración del 75% de las ventas comenzando al año 2010 con una penetración del 10% para el escenario normal.

II.3.5 Resultados Unitarios y agregados

La Tabla 1.43 muestra los resultados unitarios para el escenario normal al año 2030. Como se asume que no hay cambio de costos, esto se aplica para todo el periodo de evaluación.

Tabla 1.43 Indicadores Unitarios por estanque calentador de agua

Indicador	Unidad	Estanque calentadores de agua Convencionales	Estanque calentadores de agua Eficientes	Incremento
Inversión Inicial	(USD2008/equipo)	566.00	764.10	198.10
Inversión Anualizada	(USD2008/equipo)	76.90	103.82	26.92
Consumo de Energía	(KWh/equipo-año)	2,869	2,668	-201
Costo Anual de Energía	(USD2008/equipo-año)	626.84	582.92	-43.92
Costo Total Unitario	(USD2008/equipo-año)	703.74	686.74	-17.00
Emisiones	(tCO2e/equipo-año)	1.38	1.28	-0.10
Costo reducción CO2e	(USD/tCO2e)			-176.44

Nota: Se ha considerado un costo de electricidad de referencia para el sector residencial de USD 0.218/kWh, y una emisión unitaria de 0.48 tonCO2/kWh al año 2030 para realizar los cálculos. No están incluidos los costos de implementación del programa de etiquetado.

En la Tabla 1.44 se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 para el escenario normal (sin considerar los costos del programa de etiquetado).

Tabla 1.44 Indicadores Agregados Estantes calentadores de agua

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	Equipos Eficientes	663	42,991	58,970
	% del total de ventas	10%	61%	75%
Costo Anual	USD2008/año	-11,271	-730,869	-1,002,554
Reducción Anual	(tCO2e/año)	52.2	3,796.2	5,682.3
Costo Unitario de Mitigación	USD/tCO2e	-215.8	-192.5	-176.4

II.3.6 Referencias y Fuentes de Datos

ANWO (2009). from <http://www.anwo.cl/>.

Chilectra (2009). "Tarifas de Suministros Clientes Regulados - Tarifa Histórica." from www.chilectra.cl.

CNE (2003). Selección de Artefactos Eléctricos Prioritarios para la Implementación de un Programa de Etiquetado de Eficiencia Energética.

CNE (2005a). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos.

CNE (2005b). Simulación Operacional de un Programa de Etiquetado de Eficiencia Energética para Artefactos Eléctricos.

II.4 Refrigeración Residencial Eficiente

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
CPR	Residencial	Refrigeración	Eficiencia Energética

II.4.1 Descripción

Debido a que ya existe un programa de etiquetado de refrigeradores en Chile desde el año 2008, esta medida aborda a los consumidores que no compran refrigeradores eficientes sólo gracias a la información dada por el etiquetado.

La medida abordará la compra de nuevos refrigeradores incluyendo la renovación de equipos existentes que finalizan su vida útil y el aumento del parque de refrigeradores debido al crecimiento de la población. Para el caso de renovación de refrigeradores antiguos cabe notar que es necesaria la retención del equipo antigua, para así evitar que dichos equipos sigan en uso.

El driver para esta medida corresponde a la cantidad de refrigeradores eficientes (refrigeradores Categoría A, A+ y A++) incluyendo los refrigeradores renovados y nuevos que son comprados.

II.4.2 Potencial de Reducción

La refrigeración en el sector residencial corresponde al 32,2% del consumo de electricidad de una vivienda (CNE y Departamento de Economía Universidad de Chile, 2005) por lo que la eficiencia energética en esta clase de equipos cumple un rol fundamental.

Se considera que existe una disminución del consumo de electricidad para un equipo categoría A de un 24% con respecto a uno de categoría B con las mismas características de funcionamiento (Homecenter, 2009). Así mismo, existe una disminución del consumo de un 30% para un equipo categoría A+, y de un 35% para la categoría A++.

La medida supone que el 100% de los consumidores que no están dispuestos a hacer una compra de refrigerador Categoría A o superior lo harán. Esto se traduce a que para el año 2010 el 40% de las ventas de refrigeradores corresponderán a Categoría A o superior (ya que las ventas eficientes gracias al etiquetado tendrán una penetración del 60% (Fundación Chile, 2007)) mientras que el año 2030 la penetración será de un 25%.

Se han definido tres escenarios, el normal corresponde a que se compraran refrigeradores categoría A, el alto considera solo equipos A+ y el máximo equipos A++. La cantidad de refrigeradores eficientes (gracias a esta medida) que se encontraran en funcionamiento para el año 2030 es de 1,462,722. La siguiente tabla muestra el potencial de reducción de emisiones para el año 2030 según los escenarios evaluados.

Tabla 1.45 Potencial de reducción Refrigeración Residencial Eficiente – Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Equipos Eficientes	1,462,722	1,462,722	1,462,722
Potencial de Reducción (tCO2e/año)	72,443	88,043	103,407

Fuente: Elaboración Propia

II.4.3 Costos

Según los precios del mercado de refrigeradores chileno, la siguiente tabla muestra la diferencia de inversión entre un refrigerador eficiente (A, A+, A++) con respecto a un refrigerador Categoría B (Homecenter, 2009). Se ha considerado que esta diferencia se mantiene constante a lo largo del periodo de evaluación.

Tabla 1.46 Diferencia de inversión con respecto a un refrigerador categoría B

Categoría A (\$)	Categoría A+ (\$)	Categoría A++ (\$)
33,538	50,431	67,227

Fuente: Elaboración Propia

Los costos de operación están directamente relacionados con la disminución del consumo eléctrico. La Tabla 1.47 muestra la disminución en los costos de operación según los escenarios evaluados.

Tabla 1.47 Disminución en costos de operación anuales con respecto a un refrigerador categoría B

Categoría A (\$/año)	Categoría A+ (\$/año)	Categoría A++ (\$/año)
11,287	13,717	16,111

Fuente: Elaboración Propia

La vida útil considerada corresponde a 15 años para todas las categorías (AHAM, 1996).

II.4.4 Resumen de Parámetros

- Disminución consumo de energía con respecto a refrigerador categoría B: 24% para categoría A, 30% para categoría A+, 35% para categoría A++.
- Consumo Energía Refrigerador Categoría B (kWh/año): 423
- Capacidad bruta promedio refrigerador en Chile (lts/refrigerador): 380
- Vida útil Refrigerador: 15 años
- Costo Refrigerador Categoría B (\$/refrigerador): 239,990
- Aumento anual de ventas para refrigeradores: 1,1 % anual
- Ventas base año 2010: 337,972 Refrigeradores
- Año inicio medida: 2010

II.4.5 Resultados unitarios y agregados

La presente tabla muestra los resultados unitarios para el año 2030 según el escenario de evaluación normal.

Tabla 1.48 Indicadores unitarios por unidad de refrigeración

Indicador	Unidad	Equipo Convencional	Equipo Eficiente	Incremento
Inversión Inicial	(USD2008/unidad)	403.3	470.4	67.1
Inversión Anualizada	(USD2008/unidad)	41.5	48.4	6.9
Consumo de Energía	(kWh/unidad-año)	423.1	319.8	-103.3
Costo Anual de Energía	(USD2008/unidad-año)	92.4	69.9	-22.6
Costo Total Unitario	(USD2008/unidad-año)	134.0	118.3	-15.7
Emisiones	(tCO ₂ e/unidad-año)	0.20	0.15	-0.05
Costo reducción CO ₂ e	(USD/tCO ₂ e)			-316.4

Nota: Se ha considerado un costo de electricidad de referencia para el sector residencial de USD 0.218/kWh, y una emisión unitario de 0.48 tonCO₂/kWh al año 2030 para realizar los cálculos.

A continuación se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 según el escenario de evaluación normal.

Tabla 1.49 Indicadores Agregados Refrigeración Residencial Eficiente

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	Acumulación de Refrigeradores eficientes	135,189	1,084,401	1,462,722
	% del total de ventas por etiquetado	60%	75%	75%
	% del total de ventas por incentivo	40%	25%	25%
Costo Anual	MUSD2008/año	-2.12	-16.99	-22.92
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	5,481	49,212	72,444
Costo Unitario de Mitigación	USD2008/tCO ₂ e	-386.45	-345.24	-316.4

II.4.6 Referencias y Fuentes de Datos

AHAM (1996). Average Useful Life of Major Home Appliances, Association of home appliance manufacturers.

CNE (2005a). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos.

Fundación Chile (2007). Diseño de Incentivos Económicos a la Compra de Refrigeradores Energéticamente Eficientes.

Homecenter (2009). "Electrodomésticos." from www.sodimac.cl.

II.5 Lavadoras Eficientes

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
CPR	Residencial	Lavadoras	Eficiencia Energética

II.5.1 Descripción

La medida consiste en incentivar el recambio de lavadoras por unas más eficientes, en comparación a las que actualmente se comercializan en nuestro país. Al igual que en las otras medidas del sector CPR, la implementación de dicha medida requiere eliminar ciertas barreras culturales y de asimetrías de información, las que se asume que pueden superarse a través de un etiquetado de eficiencia energética. Esta medida atacará la decisión del consumidor al momento de la compra debida al recambio natural del equipo

La lavadora es el tercer aparato eléctrico dentro de una vivienda, después del refrigerador y los televisores, que posee un alto consumo eléctrico. El motivo del por qué las lavadoras poseen un alto consumo de energía es la necesidad de calentamiento de agua, proceso que consume entre un 80 y 85% del total del lavado (IDAE, 2007).

En Chile este aparato está presente en el 87% de las viviendas (CNE y Departamento de Economía Universidad de Chile, 2005), por lo que implementar un etiquetado de eficiencia energética, como lo han implementado todos los países de la Unión Europea, resulta de gran importancia.

El *driver* para esta medida corresponde a la cantidad de equipos renovados o equipos nuevos instalados con etiquetado A.

II.5.2 Potencial de Reducción

Se ha supuesto que actualmente el promedio de lavadoras que se comercializan en el mercado es de categoría B. Por otro lado se considera que cuando en la compra se elige una lavadora eficiente la categoría de esta corresponde a categoría A.

Los valores de consumo energético según cada categoría de eficiencia fueron obtenidos de la experiencia europea, específicamente española (IDAE, 2007) con la cual fue posible comparar el gasto energético el cual se reduce en un 15% por equipo.

Debido a que la medida no es costo-efectiva (ver sección costos) se han considerado 3 escenarios. El primero y correspondiente al normal corresponde a un 15% de penetración para el 2030 con respecto a las ventas, considerando que solo las familias con un alto compromiso medio ambiental elegirán una lavadora eficiente. El escenario alto corresponde a un 50% de las ventas, y el máximo a un 75%. Los últimos dos niveles de penetración

dependerán de la fracción de los costos totales que asuma el gobierno, ya sea a través de un incentivo tributario o de un subsidio a la compra de la lavadora. La siguiente tabla muestra los potenciales de reducción al 2030 según los diferentes escenarios evaluados.

Tabla 1.50 Potencial de reducción (tCO₂e/año) Lavadoras Eficientes – Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Equipos Eficientes	591,873	2,124,854	3,252,365
Potencial de Reducción (tCO ₂ e/año)	12,938	46,447	71,093

Fuente: Elaboración Propia

II.5.3 Costos

Los costos se obtuvieron de (TopTen, 2009), sitio que compara productos, para entregar información al consumidor, los datos obtenidos se detallan en la Tabla 1.51.

Tabla 1.51 Costos por Lavadora

Indicador	Unidad	Lavadoras Convencionales	Lavadoras Eficientes
Inversión Inicial	(USD2008/equipo)	470.4	623.4
Costo electricidad Anual	(USD2008/equipo-año)	64.76	54.8

Fuente: Elaboración Propia en base a (TopTen, 2009) y (Chilectra, 2009)

La vida útil promedio de las lavadoras comercializadas en Chile es de 14 años (CNE, 2003).

II.5.4 Resumen de Parámetros

- Vida Útil Lavadora: 14 años
- Frecuencia de Uso Lavadora: 4 ciclos/semana
- Disminución en consumo de energía: 15%
- Aumento en ventas anuales de lavadoras: 1.1% anual
- Ventas base año 2010: 266,920 lavadoras
- Penetración: Se considera que al año 2030 se alcanza una penetración del 75% de las ventas para el escenario máximo comenzando al año 2010 con una penetración del 10%.

II.5.5 Resultados Unitarios y agregados

La Tabla 1.52 muestra los resultados unitarios para el año 2030. Como se asume que no hay cambio de costos, esto se aplica para todo el periodo de evaluación.

Tabla 1.52 Indicadores Unitarios por lavadora al año 2030

Indicador	Unidad	Lavadoras Convencionales	Lavadoras Eficientes	Incremento
Inversión Inicial	(USD2008/equipo)	470.42	741.83	271.41
Inversión Anualizada	(USD2008/equipo)	50.61	79.81	29.20
Consumo de Energía	(kWh/equipo-año)	296.40	250.80	-45.60
Costo Anual de Energía	(USD2008/equipo-año)	64.76	54.80	-9.96
Costo Total Unitario	(USD2008/equipo-año)	115.37	134.61	19.24
Emisiones	(tCO2e/equipo-año)	0.14	0.12	-0.02
Costo reducción CO2e	(USD/tCO2e)			880

Nota: Se ha considerado un costo de electricidad de referencia para el sector residencial de USD 0.218/kWh, y una emisión unitario de 0.48 tonCO2/kWh al 2030 para realizar los cálculos. No están considerados los costos atribuibles al programa de etiquetado.

En la Tabla 1.53 se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 para el escenario de evaluación máximo (sin incluir los costos del programa de etiquetado).

Tabla 1.53 Indicadores Agregados Lavadoras Eficientes

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	Equipos Eficientes	26,696	1,756,921	3,252,365
	% del total de ventas	10%	57%	75%
Costo Anual	USD2008/año	513,564	33,797,511	62,565,026
Reducción Anual	(tonCO2/año)	-477.7	-35,196	-71,093
Costo Medio de Mitigación	USD/tCO2e	1,075	960	880

II.5.6 Referencias y Fuentes de Datos

CNE (2003). Selección de Artefactos Eléctricos Prioritarios para la Implementación de un Programa de Etiquetado de Eficiencia Energética.

CNE (2005a). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos.

CNE (2005b). Simulación Operacional de un Programa de Etiquetado de Eficiencia Energética para Artefactos Eléctricos.

IDAE (2007). Guía Práctica de la Energía. Consumo Eficiente y Responsable, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

TopTen (2009). "Best of Europe." from <http://www.topten.info/>.

II.6 Lavavajillas Eficientes

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
CPR	Residencial	Lavavajillas	Eficiencia Energética

II.6.1 Descripción

La medida consiste en incentivar el recambio de lavavajillas por unos más eficientes, en comparación a los que actualmente se comercializan en nuestro país. Al igual que en las otras medidas del sector CPR, la implementación de dicha medida requiere eliminar ciertas barreras culturales y de asimetrías de información, las que se asume que pueden superarse a través de un etiquetado de eficiencia energética. Esta medida atacará la decisión del consumidor al momento de la compra debida al recambio natural del equipo

El lavavajilla está presente en solo el 2% de las viviendas chilenas (CNE y Departamento de Economía Universidad de Chile, 2005), igualmente existe la necesidad de un etiquetado de eficiencia energética a estos aparatos ya que el consumo eléctrico es uno de los más altos dentro de las viviendas que lo tienen.

Dentro de los procesos que se realizan en un ciclo de lavado, el calentamiento de agua es el que posee por sobre el 90% del gasto eléctrico (IDAE, 2007) por lo que las mejoras tecnológicas que se traduzcan en eficiencia deben apuntar a ese camino.

El *driver* para esta medida corresponde a la cantidad de equipos renovados o equipos nuevos instalados con etiquetado A.

II.6.2 Potencial de Reducción

Se ha supuesto que actualmente el promedio de lavavajillas que se comercializan en el mercado es de categoría C. Por otro lado se considera que cuando en la compra se elige una lavavajilla eficiente la categoría de esta corresponde a categoría A.

Los valores de consumo energético según cada categoría de eficiencia fueron obtenidos de la experiencia europea, específicamente española (IDAE, 2007) con la cual fue posible comparar el gasto energético el cual se reduce en un 21% por equipo.

Se proponen 3 escenarios de penetración al 2030 correspondientes a las ventas de lavavajillas eficientes (categoría A). El normal corresponde al 75% de las ventas, el alto al 85% de las ventas y el máximo al 100% de las ventas y dependerá de la eficacia del programa de etiquetado.

La siguiente tabla muestra el potencial de reducción al año 2030 según los escenarios analizados.

Tabla 1.54 Potencial de reducción (tCO₂e/año) Lavavajillas Eficientes – Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Equipos Eficientes	165,696	184,432	204,305
Potencial de Reducción (tonCO ₂ e/año)	5,528	6,153	6,816

Fuente: Elaboración Propia

II.6.3 Costos

Los costos se obtuvieron de (TopTen, 2009), sitio que compara productos, para entregar información al consumidor, los datos obtenidos se detallan en la Tabla 1.55.

Tabla 1.55 Costos por Lavavajilla

Indicador	Unidad	Lavavajillas Convencionales	Lavavajillas Eficientes
Inversión Inicial	(USD2008/equipo)	436.96	568.9
Costo electricidad Anual	(USD2008/equipo-año)	70.8	55.6

Fuente: Elaboración Propia en base a (TopTen, 2009) y (Chilectra, 2009)

La vida útil promedio de los lavavajillas comercializadas en Chile es de 15 años (CNE, 2003).

Los costos del programa de etiquetado atribuibles a las lavavajillas corresponden a USD 133,976 anuales (CNE, 2005a).

II.6.4 Resumen de Parámetros

- Vida Útil Lavavajilla: 15 años
- Disminución en el consumo de energía: 21%
- Aumento en ventas anuales: 1.1% anual
- Ventas base año 2010: 12,814 lavavajillas
- Penetración: Se considera que al año 2030 se alcanza una penetración del 75% de las ventas para el escenario normal comenzando al año 2010 con una penetración del 10%.

II.6.5 Resultados Unitarios y agregados

La Tabla 1.56 muestra los resultados unitarios del escenario máximo para el año 2030. Como se asume que no hay cambio de costos, esto se aplica para todo el periodo de evaluación.

Tabla 1.56 Indicadores Unitarios por lavavajilla

Indicador	Unidad	Lavavajillas Convencionales	Lavavajillas Eficientes	Incremento
Inversión Inicial	(USD2008/equipo)	436.96	568.90	131.94
Inversión Anualizada	(USD2008/equipo)	44.99	58.58	13.59
Consumo de Energía	(kWh/equipo-año)	324.00	254.40	-69.60
Costo Anual de Energía	(USD2008/equipo-año)	70.79	55.58	-15.21
Costo Total Unitario	(USD2008/equipo-año)	115.78	114.16	-1.62
Emisiones	(tCO ₂ e/equipo-año)	0.16	0.12	-0.03
Costo reducción CO ₂ e	(USD2008/tCO ₂ e)			-48.60

Nota: Se ha considerado un costo de electricidad de referencia para el sector residencial de USD 0.218/kWh, y una emisión unitaria de 0.48 tonCO₂/kWh al 2030 para realizar los cálculos y no considera los costos del programa de etiquetado.

En la Tabla 1.57 se presentan los resultados agregados para el escenario normal, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 (sin incluir los costos del programa de etiquetado).

Tabla 1.57 Indicadores Agregados Lavavajillas

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	Equipos Eficientes	1,281	84,334	165,697
	% del total de ventas	10%	57%	80%
Costo Anual	USD2008/año	-2,078	-136,739	-268,656
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	35	2,579	5,528
Costo Unitario de Mitigación	USD/tCO ₂ e	-59.4	-53	-48.6

II.6.6 Referencias y Fuentes de Datos

CNE (2003). Selección de Artefactos Eléctricos Prioritarios para la Implementación de un Programa de Etiquetado de Eficiencia Energética.

CNE (2005a). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos.

CNE (2005b). Simulación Operacional de un Programa de Etiquetado de Eficiencia Energética para Artefactos Eléctricos.

IDAE (2007). Guía Práctica de la Energía. Consumo Eficiente y Responsable, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

TopTen (2009). "Best of Europe." from <http://www.topten.info/>.

II.7 Microondas Eficientes

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
CPR	Residencial	Microondas	Eficiencia Energética

II.7.1 Descripción

La medida consiste en incentivar el recambio de microondas por unos más eficientes, en comparación a los que actualmente se comercializan en nuestro país. Al igual que en las otras medidas del sector CPR, la implementación de dicha medida requiere eliminar ciertas barreras culturales y de asimetrías de información, las que se asume que pueden superarse a través de un etiquetado de eficiencia energética. Esta medida atacará la decisión del consumidor al momento de la compra debida al recambio natural del equipo.

Existen pocos países que cuentan con un estándar de consumo energético en microondas. Dentro de ellos los que poseen un mínimo estándar (MEPS) corresponden a Corea (mandatorio) y USA (voluntario). A su vez, los países que cuentan con etiquetado de eficiencia energética corresponden a Brasil, Taipéi y China de manera voluntaria y solo Japón de forma mandatorio. Dada esta situación, solo los microondas más eficientes especifican su consumo de energía exceptuando Japón en donde es obligación hacerlo.

Con estas características internacionales, si se aplicara en Chile etiquetado de microondas, el país estaría en una posición pionera con respecto al resto del mundo. Sin embargo, el potencial de reducción de emisiones no es significativo en comparación con los refrigeradores dado que los microondas solo funcionan unos pocos minutos por día.

El microonda está presente en solo el 52.6% de las viviendas chilenas (CNE y Departamento de Economía Universidad de Chile, 2005).

El **driver** para esta medida corresponde a la cantidad de equipos renovados o equipos nuevos instalados con etiquetado A.

II.7.2 Potencial de Reducción

Se ha supuesto que actualmente el promedio de microondas que se comercializan en el mercado es de categoría D. Por otro lado se considera que cuando en la compra se elige un microonda eficiente la categoría de esta corresponde a categoría A.

Los valores de consumo energético según cada categoría de eficiencia fueron obtenidos de (Energy Efficiency Standards Subcommittee of the Advisory Committee for Natural Resources and Energy, 2005) con la cual fue posible comparar el gasto energético el cual se reduce en un 15% por equipo.

Debido a que la medida no es costo-efectiva (ver sección costos) se han considerado 3 escenarios. El primero y correspondiente al normal corresponde a un 15% de penetración para el 2030 con respecto a las ventas, considerando que solo las familias con un alto compromiso medio ambiental elegirán un microondas eficiente. El escenario alto corresponde a un 50% de las ventas, y el máximo a un 75%. Los últimos dos niveles de penetración dependerán de la fracción de los costos totales que asuma el gobierno, ya sea a través de un incentivo tributario o de un subsidio a la compra del microondas.

La siguiente tabla muestra los potenciales de reducción al 2030 según los diferentes escenarios evaluados.

Tabla 1.58 Potencial de reducción (tCO₂e/año) Microondas Eficientes – Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Equipos Eficientes	299,181	997,269	1,495,903
Potencial de Reducción (tCO ₂ e/año)	1,477	4,924	7,386

Fuente: Elaboración Propia

II.7.3 Costos

Se utilizó para la comparación un microonda marca Recco Modelo RM920 asignándole una eficiencia D (el más barato del mercado) y que además corresponde a la "base" según normas de etiquetado.

Se supuso que un modelo eficiente es un 35% más caro que la comparación. Esto corresponde al promedio de la diferencia de precios de los otros aparatos eléctricos evaluados en etiquetado. La Tabla 1.59 muestra estos resultados.

Tabla 1.59 Costos por Microonda

Indicador	Unidad	Microondas Convencionales	Microondas Eficientes
Inversión Inicial	(USD2008/equipo)	50.4	68.0
Costo electricidad Anual	(USD2008/equipo-año)	15.4	13.1

Fuente: Elaboración Propia en base a (Chilectra, 2009)

La vida útil promedio de los microondas comercializadas en Chile es de 9 años (AHAM, 1996).

Los costos del programa de etiquetado atribuibles a los microondas corresponden a USD 133,976 anuales (CNE, 2005a).

II.7.4 Resumen de Parámetros

- Vida Útil Microonda: 9 años
- Disminución en el consumo de energía: 15%
- Aumento en ventas anuales: 1.1% anual

- Ventas base año 2010: 185,955 microondas
- Penetración: Se considera que al año 2030 se alcanza una penetración del 75% de las ventas comenzando al año 2010 con una penetración del 10% para el escenario máximo.

II.7.5 Resultados unitarios y agregados

La Tabla 1.60 muestra los resultados unitarios para el año 2030. Como se asume que no hay cambio de costos, esto se aplica para todo el periodo de evaluación.

Tabla 1.60 Indicadores Unitarios por Microonda

Indicador	Unidad	Microondas Convencionales	Microondas Eficientes	Incremento
Inversión Inicial	(USD2008/equipo)	50.40	68.04	17.64
Inversión Anualizada	(USD2008/equipo)	7.41	10.00	2.59
Consumo de Energía	(kWh/equipo-año)	70.40	60.10	-10.30
Costo Anual de Energía	(USD2008/equipo-año)	15.38	13.13	-2.25
Costo Total Unitario	(USD2008/equipo-año)	22.79	23.14	0.34
Emisiones	(tCO2e/equipo-año)	0.03	0.03	-0.005
Costo reducción CO2e	(USD2008/tCO2e)			69.51

Nota: Se ha considerado un costo de electricidad de referencia para el sector residencial de USD 0.218/kWh, y una emisión unitario de 0.48 tonCO2/kWh al 2030 para realizar los cálculos. No se incluyen los costos del programa de etiquetado.

En la Tabla 1.61 se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 para el escenario máximo (no se incluye el costo del programa de etiquetado).

Tabla 1.61 Indicadores Agregados Microondas

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	Equipos Eficientes	18,596	1,167,614	1,495,903
	% del total de ventas	10%	65%	75%
Costo Anual	USD2008/año	6,383	400,753	513,433
Reducción Anual	(tCO2e/año)	75.2	5,283	7,386
Costo Unitario de Mitigación	USD2008/tCO2e	84.9	75.8	69.5

II.7.6 Referencias y Fuentes de Datos

AHAM (1996). Average Useful Life of Major Home Appliances, Association of home appliance manufacturers.

Chilectra (2009). "Tarifas de Suministros Clientes Regulados - Tarifa Histórica." from www.chilectra.cl.

CNE (2005a). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos.

CNE (2005b). Simulación Operacional de un Programa de Etiquetado de Eficiencia Energética para Artefactos Eléctricos.

Energy Efficiency Standards SubcoMittee of the Advisory CoMittee for Natural Resources and Energy (2005). Final Report by Microwave Oven Evaluation Standard SubcoMittee.

II.8 Reducción Perdidas Standby

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
CPR	Residencial	Aparatos Eléctricos	Eficiencia Energética

II.8.1 Descripción

La medida consiste en disminuir las perdidas por stand-by en el consumo eléctrico de una vivienda, siendo uno de los aspectos destacables el hecho de que no es necesario realizar una inversión inicial sino que basta con un cambio de comportamiento de los usuarios, el cual se incentivaría transparentando los costos que conlleva tener los equipos conectados, y a través de programas de educación a la ciudadanía.

El driver para esta medida corresponde a la cantidad de viviendas reduciendo perdidas por stand-by.

II.8.2 Potencial de Reducción

A manera de contextualización, existen una serie de aparatos eléctricos de permanente utilización que poseen un alto consumo eléctrico bajo el modo stand-by como computadores, televisores, equipos de música, etc. La siguiente tabla muestra los aparatos eléctricos junto con su consumo en modo stand-by que se consideraron para la evaluación ya que son los que poseen un consumo en modo stand-by relevante.

Tabla 1.62 Consumo por stand-by según artefacto eléctrico

Artefacto Eléctrico	Consumo Standby
	kwh/año-unidad
Televisor CRT	64.8
DVD	22.8
Consola de Juego	16.6
Computador	310
Equipo de Música	13.1
Microonda	26.3
Tostadora	14.9
Lavadora	15.8
Lavavajilla	7.0

Fuente: Elaboración propia en base a (Ministerial Council on Energy. Australia, 2006)

Con los valores entregados en la Tabla 1.62 y el porcentaje de existencia de los artefactos eléctricos en las viviendas chilenas dados por (CNE y Departamento de Economía Universidad de Chile, 2005) se estima que el consumo eléctrico en modo stand-by promedio por vivienda es de 271.4 kWh/año.

Una vivienda podría llegar a disminuir el total de ese consumo eléctrico, sin embargo, se consideraron 3 escenarios de penetración. Cada uno de ellos, asume que se reduce un % de las pérdidas por stand-by en cada vivienda, o en su equivalente, que se elimina completamente las pérdidas por stand-by en el mismo porcentaje. Además se supone que esta penetración se logra a través de un crecimiento lineal a partir del año 2010.

El escenario normal considera una penetración del 30% al 2030 (el 30% de las viviendas elimina completamente su consumo en modo stand-by) y se logra a través de un programa suave de educación a la ciudadanía. El escenario alto considera una penetración del 50% con un programa enfocado a la ciudadanía fuerte y por último, el escenario máximo considera una penetración del 70% al 2030 con un programa aun más fuerte.

Al año 2030 se estima que el número de viviendas es de aproximadamente 9,260,000. De esta manera, la Tabla 1.63 muestra el potencial de reducción según los escenarios evaluados.

Tabla 1.63 Potencial de reducción (tCO₂/año) según escenarios al 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Viviendas sin consumo stand-by	2,778,123	4,630,205	6,482,288
Potencial de Reducción (tCO ₂ e/año)	361,444	602,407	843,370

Fuente: Elaboración Propia

II.8.3 Costos

Esta medida no posee costos directos de inversión, sin embargo, para conseguir la penetración supuesta es necesario cambiar el comportamiento de los usuarios a través de programas de educación a la ciudadanía que si posee costos.

Estos costos se han estimado para el escenario normal en USD 148,216 considerando principalmente publicidad y difusión pública. Para conseguir las penetraciones del escenario alto y máximo se ha considerado duplicar y cuadruplicar el de la penetración del escenario normal.

Considerando una vivienda promedio, la medida provoca una reducción en el consumo eléctrico que implica una disminución en los costos de uso de la electricidad que por vivienda corresponde a \$29,649.

II.8.4 Resumen de Parámetros

- Consumo eléctrico pérdidas por stand-by (kWh/año-vivienda): 271.4
- Penetración al 2030: 30%, 50%, 70% de las viviendas según escenario.
- Aparatos Eléctricos por vivienda y porcentaje de presencia en los hogares:

Tabla 1.64 Equipos por vivienda y presencia en los hogares

	Artefacto/Vivienda	% existencia
Televisor CRT	1.7	100%
DVD	1	45%
Consola de Juego	1	50%
Computador	1	33% ⁵
Equipo de Música	1	74%
Microonda	1	53%
Tostadora	1	12%
Lavadora	1	87%
Lavavajilla	1	2%

Fuente: Elaboración Propia en base a (CNE y Departamento de Economía Universidad de Chile, 2005)

II.8.5 Resultados Unitarios y agregados

La presente tabla muestra los resultados unitarios para el año 2030.

Tabla 1.65 Indicadores unitarios por vivienda reduciendo perdidas por stand-by al 2030

Indicador	Unidad	Sin Reducción	Con Reducción Total	Incremento
Inversión Inicial	(USD2008/vivienda)	-	-	-
Inversión Anualizada	(USD2008/vivienda)	-	-	-
Consumo de Energía	(kWh/vivienda-año)	271.40	-	-271.40
Costo Anual de Energía	(USD2008/vivienda-año)	59.30	-	-59.30
Costo Total Unitario	(USD2008/vivienda-año)	59.30	-	-59.30
Emisiones	(tCO ₂ e/vivienda-año)	0.13	-	-0.13
Costo reducción CO₂e	(USD/tCO ₂ e)			-455.77

Nota: Se ha considerado un costo de electricidad de referencia para el sector residencial de USD 0.218/kWh, y una emisión unitario de 0.48 tonCO₂/kWh al 2030 para realizar los cálculos. No se encuentra incluido los costos del programa de educación a la ciudadanía.

A continuación se presentan los resultados agregados para el escenario alto, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 (sin incluir los costos del programa de educación a la ciudadanía).

⁵Everis / IESE (2009). Indicador de la Sociedad de la Información (ISI).

Tabla 1.66 Indicadores Agregados Reducción Pérdidas por Standby – Escenario Alto

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	Viviendas con reducción	-	1,773,541.88	4,630,205.50
	% del Total de Viviendas	-	25%	50%
Costo Anual	MUSD2008/año	-	-105.17	-274.56
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	-	211,525	602,407
Costo Unitario de Mitigación	USD/tCO ₂ e	-	-497.18	-455.77

Fuente: Elaboración Propia

II.8.6 Referencias y Fuentes de Datos

CNE (2005a). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos.

Everis and IESE (2009). Indicador de la Sociedad de la Información (ISI).

Ministerial Council on Energy. Australia (2006). Intrusive Residential Standby Survey Report.

II.9 Refrigeración Comercial Eficiente

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
CPR	Comercial	Refrigeración	Eficiencia Energética

II.9.1 Descripción

La medida consiste en reemplazar los sistemas de refrigeración comúnmente usados en supermercados (multiplex con condensadores refrigerados por aire), por sistemas más eficientes, como multiplex con condensadores que eliminan el calor por evaporación o mediante torres de enfriamiento (Van D. Baxter, 2003).

Se considera que la renovación de equipos existentes al final de su vida útil será por equipos de mayor eficiencia, y también lo serán los equipos nuevos instalados en el país.

El driver para esta medida corresponde a la cantidad de equipos renovados o equipos nuevos instalados, expresados en toneladas de refrigeración (TR).

II.9.2 Potencial de Reducción

Según (Van D. Baxter, 2003) se estima que la mejora en eficiencia que se logra al utilizar equipos de refrigeración más eficientes es de un 10%.

La medida se aplica a los equipos que se utilizan para la refrigeración en supermercados. Se ha considerado que un supermercado promedio consume alrededor de 500 KWh/año por cada m2 de sala de ventas y que de ese total el 45% corresponde a refrigeración (PRIEN, 2008c).

Según (PRIEN, 2008c) el total de m2 de sala de ventas de supermercados ubicados abastecido eléctricamente por el SIC es de 881,754, a partir de ese valor se estimaron los m2 totales país según la población de cada uno de los sistemas de distribución de electricidad. Finalmente, el total de m2 de sala de ventas de supermercados de Chile es de 955,796 para el año 2008 y aumenta a 2,518,538 m2 para el año 2030.

Por otro lado, según (Van D. Baxter, 2003) un supermercado tipo consume 2,890,800 kWh/año en refrigeración y necesita 94 TR para su funcionamiento. Esto último implica que para el año 2030 se requerirán 18,426 TR.

La reducción en el consumo eléctrico por TR es de 3,705 kWh/año y se han considerado tres escenarios de penetración de la medida, siendo el escenario normal un 70% de penetración, un escenario alto que alcanza el 90% de penetración y uno máximo que alcanza el 100%.

Estos escenarios dependerán del grado de compromiso del gobierno en estimular la compra de equipos eficientes en la refrigeración comercial.

La siguiente tabla muestra los potenciales de reducción de la medida según los escenarios analizados.

Tabla 1.67 Potencial de reducción (tCO₂e/año) Refrigeración Comercial Eficiente – Año 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Refrigeración eficiente (TR)	12,968	16,673	18,525
Potencial de Reducción (tCO ₂ e/año)	19,117	24,579	27,310

Fuente: Elaboración Propia

II.9.3 Costos

Se estima según (Van D. Baxter, 2003) que el diferencial de costo de un sistema eficiente en comparación a un sistema convencional es de aproximadamente 117 USD(2003) por tonelada de refrigeración (TR). Este costo se considera constante a lo largo de la evaluación y considera los costos de instalación.

Los costos de operación para un sistema convencional es de 3663 USD(2008)/año-TR mientras que para un sistema eficiente es de 4037 USD(2008)/año-TR.

Para ambos sistemas de refrigeración (convencional y eficiente) se consideró una vida útil de 18 años (AHAM, 1996).

II.9.4 Resumen de Parámetros

- Disminución en el consumo de energía: 10%
- Consumo eléctrico por refrigeración: 500 kWh/año-m² de sala de venta de supermercado.
- Incremento en costo equipo más eficiente: 117USD(2003)/TR
- Costo equipo convencional USD(2003)/TR: 547
- Consumo supermercado tipo en refrigeración (kWh/año): 2,890,800
- Necesidad de refrigeración por supermercado tipo (TR): 94
- Vida útil de equipos de refrigeración: 18 años

II.9.5 Resultados Unitarios

La presente tabla muestra los resultados unitarios para el año 2030.

Tabla 1.68 Indicadores unitarios por tonelada de refrigerante

Indicador	Unidad	Equipo Convencional	Equipo Eficiente	Incremento
Inversión Inicial	(USD2008/TR)	527.14	639.55	112.41
Inversión Anualizada	(USD2008/TR)	48.69	59.07	10.38
Consumo de Energía	(kWh/TR-año)	30,753.2	27,677.9	-3,075.3
Costo Anual de Energía	(USD2008/TR-año)	3,393.2	3,053.9	-339.3
Costo Total Unitario	(USD2008/TR-año)	3,441.9	3,112.9	-328.9
Emisiones	(tCO ₂ e/TR-año)	14.7	13.3	-1.5
Costo reducción CO ₂ e	(USD2008/tCO ₂ e)			-223.1

Nota: Se ha considerado un costo de electricidad de referencia para el sector comercial de USD 0.110/kWh, y una emisión unitario de 0.48 tonCO₂/kWh al 2030 para realizar los cálculos.

A continuación se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 para el escenario máximo.

Tabla 1.69 Indicadores Agregados Refrigeración Comercial Eficiente – Escenario Máximo

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	Numero de TR	424	9,065	18,525
	% del total	6%	76%	100%
Costo Anual	USD2008/año	-139,424	-2,980,854	-6,091,597
Reducción Anual	(tCO ₂ /año)	511.7	12,251	27,310
Costo Unitario de Mitigación	USD/tCO ₂ e	-272.5	-243.3	-223.1

II.9.6 Referencias y Fuentes de Datos

AHAM (1996). Average Useful Life of Major Home Appliances, Association of home appliance manufacturers.

PRIEN (2008c). Estimación preliminar del potencial de la eficiencia en el uso de la energía eléctrica al abastecimiento del SIC.

Van D. Baxter (2003). Advances In Supermarket Refrigeration Systems, Oak Ridge National Laboratory.

II.10 Secadoras Eficientes

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
CPR	Residencial	Secadoras	Eficiencia Energética

II.10.1 Descripción

La medida consiste en incentivar el recambio de secadoras por unas más eficientes, en comparación a las que actualmente se comercializan en nuestro país. Al igual que en las otras medidas del sector CPR, la implementación de dicha medida requiere eliminar ciertas barreras culturales y de asimetrías de información, las que se asume que pueden superarse a través de un etiquetado de eficiencia energética. Esta medida atacará la decisión del consumidor al momento de la compra debida al recambio natural del equipo

Las secadoras poseen un gran consumo de energía principalmente en calentamiento de aire por lo que las mejoras en eficiencia de estas se produce por el modo en cómo se elimina la humedad de las prendas o como se utiliza el calor remanente de la misma secadora (IDAE, 2007).

En Chile solo el 7,5% de las viviendas poseen una secadora (CNE y Departamento de Economía Universidad de Chile, 2005) por lo que el potencial de reducción de emisiones es claramente inferior a otros programas de etiquetado, sin embargo, tal como lo demuestran todos los países de la Unión Europea que poseen programa de etiquetado en este aparato, al poseer estos un alto consumo eléctrico, el etiquetado tiene la posibilidad de reducir una cantidad importante de emisiones.

El *driver* para esta medida corresponde a la cantidad de equipos renovados o equipos nuevos instalados con etiquetado A.

II.10.2 Potencial de Reducción

Se ha supuesto que actualmente el promedio de secadoras que se comercializan en el mercado es de categoría B. Por otro lado se considera que cuando en la compra se elige una secadora eficiente la categoría de esta corresponde a categoría A.

Los valores de consumo energético según cada categoría de eficiencia fueron obtenidos de la experiencia europea, específicamente española (IDAE, 2007) con la cual fue posible comparar el gasto energético el cual se reduce en un 15% por equipo.

Debido a que la medida no es costo-efectiva (ver sección costos) se han considerado 3 escenarios. El primero y correspondiente al normal corresponde a un 15% de penetración para el 2030 con respecto a las ventas, considerando que solo las familias con un alto compromiso medio ambiental elegirán una secadora eficiente. El escenario alto

corresponde a un 50% de las ventas, y el máximo a un 75%. Los últimos dos niveles de penetración dependerán de la fracción de los costos totales que asuma el gobierno, ya sea a través de un incentivo tributario o de un subsidio a la compra de la secadora.

La siguiente tabla muestra los potenciales de reducción al 2030 según los diferentes escenarios evaluados.

Tabla 1.70 Potencial de reducción Secadoras Eficientes según escenarios al 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Equipos Eficientes	75,449	269,283	406,852
Potencial de Reducción (tCO ₂ e/año)	1,100	3,924	5,929

Fuente: Elaboración Propia

II.10.3 Costos

Para calcular los costos de inversión, se utilizó el porcentaje de diferencia de precios en secadoras en el mercado español para luego aplicar esa diferencia a la realidad chilena. Los datos obtenidos se detallan en la Tabla 1.71.

Tabla 1.71 Costos por Secadora

Indicador	Unidad	Secadoras Convencionales	Secadoras Eficientes
Inversión Inicial	(USD2008/equipo)	275.6	372.1
Costo electricidad Anual	(USD2008/equipo-año)	43.2	36.5

Fuente: Elaboración Propia en base a (IDAE, 2007) y (Chilectra, 2009)

La vida útil promedio de las secadoras comercializadas en Chile es de 13 años (AHAM, 1996).

Los costos del programa de etiquetado atribuibles a las secadoras corresponden a USD 133,976 anuales (CNE, 2005a).

II.10.4 Resumen de Parámetros

- Vida Útil Secadora: 13 años
- Disminución en consumo de energía: 15%
- Aumento en ventas anuales: 1.1% anual
- Ventas base año 2010: 35,773 secadoras
- Penetración: Se considera que al año 2030 se alcanza una penetración del 75% de las ventas comenzando al año 2010 con una penetración del 10% para el escenario máximo.

II.10.5 Resultados Unitarios

La Tabla 1.72 muestra los resultados unitarios para el año 2030. Como se asume que no hay cambio de costos, esto se aplica para todo el periodo de evaluación.

Tabla 1.72 Indicadores Unitarios por secadora

Indicador	Unidad	Secadoras Convencionales	Secadoras Eficientes	Incremento
Inversión Inicial	(USD2008/equipo)	275.61	372.08	96.46
Inversión Anualizada	(USD2008/equipo)	31.13	42.03	10.90
Consumo de Energía	(kWh/equipo-año)	197.60	167.20	-30.40
Costo Anual de Energía	(USD2008/equipo-año)	43.17	36.53	-6.64
Costo Total Unitario	(USD2008/equipo-año)	74.31	78.56	4.25
Emisiones	(tCO ₂ e/equipo-año)	0.09	0.08	-0.01
Costo reducción CO ₂ e	(USD2008/tCO ₂ e)			291.96

Nota: Se ha considerado un costo de electricidad de referencia para el sector residencial de USD 0.218/kWh, y una emisión unitario de 0.48 tonCO₂/kWh al 2030 para realizar los cálculos. No están incluidos los costos del programa de etiquetado.

En la Tabla 1.72 se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 para el escenario máximo (sin incluir los costos del programa de etiquetado).

Tabla 1.73 Indicadores Agregados Secadoras

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	Equipos Eficientes	3,577	235,427	406,852
	% del total de ventas	10%	57%	75%
Costo Anual	USD2008/año	15,219	1,001,663	1,731,007
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	42.7	3,144	5,930
Costo Unitario de Mitigación	USD/tCO ₂ e	356.7	318.6	292

II.10.6 Referencias y Fuentes de Datos

AHAM (1996). Average Useful Life of Major Home Appliances, Association of home appliance manufacturers.

Chilectra (2009). "Tarifas de Suministros Clientes Regulados - Tarifa Histórica." from www.chilectra.cl.

CNE (2005a). Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos.

CNE (2005b). Simulación Operacional de un Programa de Etiquetado de Eficiencia Energética para Artefactos Eléctricos.

IDAE (2007). Guía Práctica de la Energía. Consumo Eficiente y Responsable, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

II.11 Aislación Térmica de Viviendas

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
CPR	Residencial	Viviendas	Eficiencia Energética

II.11.1 Descripción

La medida consiste en mejorar la aislación térmica de viviendas tanto en muros, pisos, cielos y ventanas siempre y cuando la mejora en aislación resulte rentable en términos de inversión y disminución del gasto de combustible en calefacción.

La medida es aplicada a todas las viviendas construidas a partir del 2010 y se considera que la variable rentabilidad (que finalmente es la variable de decisión) es dependiente del lugar donde se ubica la vivienda (zonificación) y del tipo de vivienda (tipología).

El análisis diferenció las viviendas ubicadas en cada una de las 7 zonas que se definen en (MART, 2009) y diferencio los tipos de viviendas en 8 tipologías que resultan representativas del total de viviendas según (IIT / Fundacion Chile, 2009).

El driver para esta medida corresponde a la cantidad de viviendas que por su tipología y zonificación les resulta rentable mejorar la aislación térmica.

Debido a que la evaluación de esta medida posee una gran cantidad de datos resulta de gran complejidad explicarla en su conjunto, por lo que el análisis y explicación que viene a continuación hace referencia a una tipología en particular situada en una zona específica. Lo mismo se realizó para cada una de las combinaciones.

II.11.2 Potencial de Reducción

El análisis que correspondió a viviendas ubicadas en la Zona 3 y que corresponden a la Tipología 15 dio como resultado para el año 2030 que aumentar la aislación en los muros en 3 y 5cm (con respecto a la normativa actual) son rentables, siendo el aumento en 3cm la alternativa más rentable. Además resultó rentable la instalación de ventanas termopanel.

Con este incremento en aislación, la vivienda reduce su consumo energético en calefacción en 5,803 kWh/m²-año lo que se traduce en una reducción de 0.65 tCO₂e/año-vivienda.

El total de viviendas construidas desde el 2010 hasta el 2030 que corresponden a la Tipología 15 y que se encuentran ubicadas en la Zona 3 se estimó que serán de 410,573 viviendas, lo que implica que la reducción de emisiones total corresponde a 267,933 tCO₂e/año.

Se han identificado 3 escenarios de análisis, siendo el descrito anteriormente el escenario normal. El escenario alto corresponde a integrar la mejora en aislación térmica que resulte rentable, pero que no necesariamente es la más rentable. Por último, el escenario máximo corresponde a incorporar la máxima mejora en aislación (dentro de las evaluadas) sin importar los costos que esta opción posee.

La siguiente tabla muestra los diferentes potenciales de reducción que se logran según los escenarios recién descritos para el tipo de vivienda analizado en esta sección (tipología 15, zona 3)

Tabla 1.74 Potencial de reducción según escenarios al 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Viviendas Mejoradas	410,573	410,573	410,573
Potencial de Reducción (tCO ₂ e/año)	267,933	291,249	462,200

Fuente: Elaboración Propia

II.11.3 Costos

El costo de inversión incremental para aumentar en 3cm de aislante en los muros por vivienda corresponde a \$830,190, mientras que la instalación de termopaneles corresponde a \$533,613 y se considera una vida útil de 15 años.

La diferencia del costo de operación anual entre el caso base (solo cumple normativa vigente) y con mayor aislante en la techumbre junto con ventanas termopanel es de \$188,101⁶.

De esta manera, el ahorro total para viviendas que corresponden a la tipología 15 en la zona 3 en el escenario normal para el año 2030 es de MUSD 39.95 anual. La siguiente tabla muestra los costos totales (en MUSD2008) para todos los escenarios evaluados.

Tabla 1.75 Costos totales según escenarios al 2030

Escenario	Normal	Alto	Máximo
Viviendas Mejoradas	410,573	410,573	410,573
Costos Totales (MUSD2008/año)	-39.95	-33.48	793.23

Fuente: Elaboración Propia

II.11.4 Resumen de Parámetros

A continuación se presenta un resumen de parámetros que se utilizaron para la evaluación de cada una de las combinaciones de tipologías y zonas.

⁶ En base a costos de combustibles para el año 2010.

Para distribuir el número de viviendas que se encuentran en cada una de las zonas se ha ponderado según número de habitantes que habita en cada una de las zonas. La ponderación utilizada para la evaluación se muestra en la Tabla 1.76.

Tabla 1.76 Porcentaje de las viviendas totales según zonificación

	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z7
Ponderación	9%	12%	46%	18%	7%	5%	2%

Fuente: Elaboración propia según distribución de la población

Por otro lado, el estudio (IIT / Fundación Chile, 2009) determinó tipologías que fueran representativas del total de viviendas en el país junto con el promedio de superficie construida, la superficie de muros y ventanas y por último la ponderación que cada tipología posee con respecto al total de viviendas. Los valores utilizados se muestran en la Tabla 1.77.

Tabla 1.77 Descripción tipologías utilizadas para la evaluación

Tipología	Descripción	Sup. Construida (m2)	Sup. Ventanas (m2)	Sup. Muro (m2)	Ponderación
1	Casa pareada - un piso	31	4.4	33.8	6%
3	Casa aislada - un piso	38	10.4	49.5	3%
4	Departamento	39	5.7	38.0	3%
5	Casa aislada - un piso	66	10.6	75.7	12%
10	Departamento	67	12.7	37.4	18%
11	Casa pareada - dos pisos	43	6.0	54.5	18%
13	Departamento	61	13.4	43.2	18%
15	Casa aislada - dos pisos	112	25.4	133.7	22%

Fuente: (IIT / Fundación Chile, 2009)

Con respecto a los costos, se han utilizado costos de inversión referidos a los costos relacionados con las mejoras en aislación térmica en muros, cielos, pisos y ventanas junto con asignar una vida útil a estas mejoras de 15 años. Además se han estimado costos de combustible por zona, los cuales fueron obtenidos ponderando el costo y el uso de diferentes combustibles utilizados para calefaccionar las viviendas (electricidad, diesel, leña, gas licuado, gas natural y kerosene) en cada una de las zonas. Las tablas siguientes muestran los costos utilizados.

Tabla 1.78 Inversión incremental en aislación de muros

Espesor (mm)	\$/m2 muro
30	6,210
50	8,697
100	15,271
200	25,168
300	30,941

Fuente: Elaboración propia según valores originales de (IIT / Fundación Chile, 2009)

Tabla 1.79 Inversión incremental en aislación de pisos

Espesor (mm)	\$/m2 construido
20	2,706
50	6,723
100	13,585
200	27,731
300	42,437

Fuente: Elaboración propia según valores originales de (IIT / Fundación Chile, 2009)

Tabla 1.80 Inversión incremental en aislación de cielos

Espesor (mm)	\$/m2 construido
100	588
150	2,227
200	3,908

Fuente: Elaboración propia según valores originales de (IIT / Fundación Chile, 2009)

Tabla 1.81 Inversión incremental en ventanas con termo panel

Termo panel	\$/m2 ventana
-	21,008

Fuente: Elaboración propia

Tabla 1.82 Costo promedio de combustible para calefacción según zonificación para el año 2010.

Zona	Costo Calefacción (\$/kWh)
Z1	57.7
Z2	34.8
Z3	32.4
Z4	27.9
Z5	24.6
Z6	24.7
Z7	8.1

Fuente: Elaboración propia en base a valores de (Chilectra, 2009; CNE, 2009f)

Por último, se ha considerado que la temperatura de confort térmico al interior de las viviendas es de 20°C, la que es un parámetro que influye directamente en los consumos energéticos utilizados.

II.11.5 Resultados Unitarios y Agregados

La presente tabla muestra los resultados unitarios para las viviendas que corresponde a la tipología 15 ubicadas en la zona 3 para el año 2030 correspondientes al escenario normal.

Tabla 1.83 Indicadores unitarios por vivienda mejorada (tipología 15, zona3)

Indicador	Unidad	Vivienda Convencional	Vivienda Mejorada	Incremento
Inversión Inicial	(USD2008/vivienda)	-	2,728	2,728
Inversión Anualizada	(USD2008/vivienda)	-	280.8	280.8
Consumo de Energía	(kWh/vivienda-año)	161.3	109.5	-51.8
Costo Anual de Energía	(USD2008/vivienda-año)	1,171	793	-378
Costo Total Unitario	(USD2008/vivienda-año)	1,171	1,074	-97.3
Emisiones	(tCO ₂ e/vivienda-año)	2.13	1.45	-0.65
Costo reducción CO ₂ e	(USD/tCO ₂ red)			-149.1

En la Tabla 1.84 se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 para todas las tipologías ubicadas en todas las zonas del país en el escenario normal.

Tabla 1.84 Indicadores Agregados Escenario Normal

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Costo Anual	MUSD2008/año	-8.46	-61.6	-160.55
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	58,332	296,979	611,774
Costo Unitario de Mitigación	USD/tCO ₂ e	-145.1	-207.4	-262.4

Por último, la siguiente tabla muestra los resultados agregados para los tres escenarios evaluados para el año 2030 considerando todas las tipologías ubicadas en todas las zonas del país.

Tabla 1.85 Indicadores Agregados para el año 2030

Indicador	Unidad	Esc. Normal	Esc. Alto	Esc. Máximo
Costo Anual	MUSD2008/año	-204.6	-195.68	4,059.3
Reducción Anual	(MtCO ₂ e/año)	0.85	0.92	1.23
Costo Unitario de Mitigación	USD/tCO ₂ e	-241.4	-213.3	3,312.2

II.11.6 Referencias y Fuentes de Datos

Chilectra (2009). "Tarifas de Suministros Clientes Regulados - Tarifa Histórica." from www.chilectra.cl.

CNE (2009f). "Hidrocarburos / Precios." from www.cne.cl.

IIT and Fundacion Chile (2009). Etapa 2 - Sistema de Certificación Energética de Viviendas, Instituto de Investigaciones Tecnológicas y Asistencia Técnica Universidad de Concepción y Fundación Chile. Reporte preparado para el Ministerio de Vivienda y Urbanismo.

MART (2009). "Planos Zonificación Termica." from www.mart.cl.

Anexo III. Fichas de Medidas – Sector Transporte

III.1 Conducción eficiente buses comerciales, camiones en flota y vehículos livianos

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Transporte	Terrestre	Buses comerciales, camiones en flota y vehículos livianos	Conducción Eficiente

III.1.1 Descripción

La medida consiste en capacitar a los conductores de buses comerciales, camiones en flota y vehículos livianos en mejores prácticas de manejo (Eco Driving) disminuyendo el consumo de combustible utilizado y por lo tanto disminuyendo las emisiones de CO₂ de los vehículos. Se considera que la capacitación de los conductores se lleva a cabo dentro del marco de un programa de Eco driving desarrollado por el gobierno.

El *driver* para esta medida corresponde a la cantidad de conductores que incorporaran las prácticas de conducción eficiente, expresados en número de Eco Drivers.

III.1.2 Potencial de Reducción

Programas de Conducción Eficiente o conducción ecológica (Eco Driving) han sido implementados en varios países del mundo (Holanda, Austria, España, Grecia) integrándose a las políticas de cambio climático de cada Estado.

A continuación se presenta las mejoras en el consumo de combustible por Eco Driving de acuerdo a distintos estudios y programas.

Tabla 1.86 Reducción en consumo de combustible por conductor para diferentes países o proyectos

País	Método	Corto Plazo (< 3 años)	Mediano Plazo (> 3 años)
Holanda	Programa Nacional	10 -20%	5-10%
Austria	Programa Nacional	10-15%	5-10%
España	Conductores Vehículos Industriales, cursos prácticos de conducción eficiente	10%	
Japón	EcoDrive Workshop	12%	
Austria	Gestión de Movilidad	10 – 15%	
Alemania DVR⁷	Programa Nacional de conductores novatos		6 – 10%
	Conductores profesionales de flota <7,5 Ton	6 – 10%	6 – 18%
	Cursos de entrenamiento para conductores de vehículos de pasajeros (evaluación)	10 – 25%	10 – 15%

Fuente: (International Transport Forum, 2007)

⁷ German Road Safety Council e.V. (DVR). Organización sin fines de lucro cuyo objetivo es apoyar las medidas encaminadas a mejorar la seguridad vial de todos los usuarios de la carretera. El 31% del presupuesto de este organismo proviene del Ministerio Federal de Transportes, Vivienda y Construcción de Alemania.

En Holanda se ha desarrollado un programa de conducción eficiente (Eco Driving "Het Nieuwe Rijden"), que ha tenido resultados positivos (Ministerio de Transporte Obras Públicas y Gestión del Agua. Holanda, 2007). El programa comenzó el año 1999, y capacitó entre el año 1999 y 2006 a 6.500 instructores de conducción y examinadores (93% de los instructores). Los costos de capacitación por conductor se estiman en 100 Euros (Charlotte, 2009). La mejora en eficiencia se estima en un 10% para el primer año, disminuyendo progresivamente hasta alcanzar un 1% el año 5, de acuerdo a evidencia que establece que las reducciones de rezago del Eco driving en el consumo de combustible de camiones y buses es de 2 -3%, sin un programa de incentivo (ITF, 2007). Los ahorros en combustible justifican los costos del programa

La medida para Chile se aplica a los buses comerciales, camiones en flota y vehículos livianos, considerando una penetración de la medida para vehículos livianos de 10% el primer año y un aumento progresivo hasta llegar a 25% al final de los 7 años (Ministerio de Transporte Obras Públicas y Gestión del Agua. Holanda, 2005). Para buses, camiones en flota, taxis y taxis colectivos se considera una penetración 10% el primer año y un aumento progresivo hasta llegar a 50% al final de los 12 años, considerando que éstos tienen mayores incentivos en reducir el consumo de combustible (dueños de flota).

En el escenario alto de penetración, la medida en los vehículos livianos la medida tiene una penetración del 16% el primer año y un aumento progresivo hasta llegar a 38% al final de los 7 años. Para buses, camiones en flota, taxis y taxis colectivos la penetración el primer año se considera igual al 16% aumentando progresivamente hasta alcanzar a los 12 años un 75%.

En un escenario máximo de penetración, los vehículos livianos alcanzan un 21% el primer año y aumentan de manera progresiva hasta alcanzar un 50% al final de 12 años. Para buses, camiones, taxis y taxis colectivos la penetración el primer año se considera igual al 21% aumentando progresivamente hasta alcanzar a los 12 años un 100%.

Se considera que Chile posee en el año 2008 un parque total vehicular que asciende a 2.677.733 de vehículos, de los cuales un 1% corresponde a buses, un 3,5% a taxi y taxi colectivos, un 90% a vehículos livianos y un 5,5% a camiones. Para el año 2030 el parque llegará a 4.144.754, con la siguiente conformación: 0,6% de buses, un 2,3% a taxi y taxi colectivos, un 92,2% a vehículos livianos y un 4,9% a camiones.

La composición del parque de camiones corresponde a un 18% camiones livianos (peso < 7.5 Ton), 31% camiones medianos (7.5 Ton < peso < 16 Ton) y un 52% pesados (peso > 7.5 Ton). Con respecto al número de camiones en flota se ha estimado que al año 2008 este asciende al 33% del parque total de camiones en el país con un crecimiento constante de 10% anual. (CIMA Ingeniería, 2007).

III.1.3 Buenas Prácticas Eco Driving

Las buenas prácticas consideradas en Eco Driving son: (Ecodriven org, 2008)

- Al acelerar, cambiar a una marcha superior entre 2000 y 2500 rpm. Cambiar esta marcha a revoluciones relativamente bajas reduce el consumo de combustible debido a que la fricción interna del motor aumenta con la velocidad del motor
- Mantener una velocidad constante utilizando la marcha más alta posible y conducir con bajas rpm
- Anticipar el flujo de tráfico con la mayor antelación posible para evitar aceleraciones y frenados innecesarios
- Al desacelerar, conducir cuesta abajo o detenerse mantener la marcha pero bajar el acelerador tan pronto como sea posible, por ejemplo al acercarse a un semáforo o a una rotonda
- Evitar altas velocidades ya que por encima de los 80 o 90 KM/hr el consumo de combustible aumenta considerablemente
- Chequear periódicamente la presión de los neumáticos. Neumáticos desinflados aumentan el consumo de combustible
- Use el aire acondicionado con moderación, siempre y cuando no implique la apertura de una ventana a alta velocidad
- Apagar el motor si se va a detener el vehículo por más de un minuto
- Quitar parrillas de los techos, parillas para bicicletas, etc, cuando no se utilicen
- Evitar llevar peso innecesario

III.1.4 Costos

Los costos de capacitación por conductor se estiman en 100 Euros (Charlotte, 2009), equivalentes a 148 USD, de acuerdo a los valores de las monedas al día 20 de noviembre de 2009.

En un escenario alto de penetración los costos de capacitación por conductor se estiman aumentan en un 50%, es decir, estos se estiman en, 222 USD de acuerdo a los valores de las monedas al día 20 de noviembre de 2009.

Para un escenario máximo de penetración, se estima que los costos de capacitación se duplican, es decir, estos se estiman en 296 USD, de acuerdo a los valores de las monedas al día 20 de noviembre de 2009.

III.1.5 Resumen de Parámetros

- Reducción en consumo promedio de combustible: 4%
- Penetración Medida:
 - Vehículos Livianos: 10% primer año, aumento progresivo hasta llegar a 25% en 7 años

- Camiones en Flota y Buses: 10% primer año, aumento progresivo hasta llegar a 50% en 12 años
- Taxi y taxi colectivos: 5% primer año, aumento progresivo hasta llegar a 50% en 11 años
- Costo capacitación conductor: 100 Euros (2009)/conductor

III.1.6 Resultados Unitarios

La siguiente tabla muestra los resultados unitarios del caso de capacitación de un conductor de camión liviano. Se asume que conduce un vehículo que recorre 27.000 km/año (PNUD, 2008), con un consumo de 12 L/100km (obtenido a partir de COPERT III para Estudio Fuentes Móviles DICTUC (2007))

Tabla 1.87 Indicadores Unitarios por conductor capacitado

Indicador	Unidad	Año				
		0	1	2	3	4
Consumo de Combustible base	L/año	3,175	3,175	3,175	3,175	3,175
Eficiencia del programa	%	10%	5%	3%	2%	1%
Ahorro de combustible	L/año/camión	318	159	95	64	32
Reducción de Emisiones	tCO ₂ e/año	0.9	0.4	0.3	0.2	0.1
Costo Capacitación	USD(2008)/conductor	148				
Ahorro de combustible	USD(2008)/año	206	103	62	41	21
VP(costos)		-247.0				
Reducción total de emisiones	tCO ₂ e	1.79				
Valor medio de reducción	USD/tCO ₂ e	-216.1				

A continuación se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 para los distintos tipos de vehículos para el escenario normal.

Tabla 1.88 Indicadores Agregados Camiones en Flota

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Costo Anual	(MUSD/año)	-3.45	-26.19	-31.47
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	15,966	94,961	95,434
Costo Unitario de Mitigación	(USD/tCO ₂ e)	-216.1	-275.8	-329.8

Tabla 1.89 Indicadores Agregados Buses

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Costo Anual	(MUSD/año)	-3.43	-11.0	-10.92
Reducción Anual	(tCO ₂ /año)	15,060	38,104	31,996
Costo Unitario de Mitigación	(USD/tCO ₂ e)	-227.8	-288.7	-341.4

Tabla 1.90 Indicadores Agregados Taxis y Colectivos

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Costo Anual	(MUSD/año)	-0.42	-1.54	-1.54
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	3,646	9,221	7,855
Costo Unitario de Mitigación	(USD/tCO ₂ e)	-114.6	-166.5	-196.2

Tabla 1.91 Indicadores Agregados Vehículos Livianos

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Costo Anual	(MUSD/año)	6.28	7.32	9.05
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	36,667	53,028	60,956
Costo Unitario de Mitigación	(USD/tCO ₂ e)	171.3	138.1	148.5

III.1.7 Supuestos

- Reducción conservadora del consumo de combustible de buses, camiones, taxi y taxi colectivos y vehículos livianos
- Todos los vehículos (vehículos livianos, buses y camiones en flota) tienen igual reducción de consumo de combustible promedio anual.
- La reducción porcentual de combustible se mantiene durante todo el período de evaluación (2010 -2030)
- La reducción de combustible se inicia inmediatamente después de la capacitación de los Eco Drivers, es decir, en el mismo año que se inicia el programa
- Penetración de la medida (número de conductores que aplican las buenas prácticas de Eco Driving)
 - Vehículos Livianos: Se asume la tendencia del programa Holandés pero considerando un período de años mayor para alcanzar el **30%** (7 años versus 5 años, de acuerdo a evaluación del programa (Ministerio de Transporte Obras Públicas y Gestión del Agua. Holanda, 2005))
 - Buses y Camiones en Flota: **10%** primer año, aumento progresivo hasta llegar a **50%** en 12 años (incentivo mayor por parte de los dueños de flota)
 - Taxi y taxi colectivos: **10%** primer año, aumento progresivo hasta llegar a **50%** en 12 años (Se presume que posiblemente estos vehículos incorporan las buenas prácticas de conducción para disminuir sus costos de operación)
- El costo de capacitación de conductor: **148 USD(2008)**
- La efectividad del programa de capacitación desaparece al cabo de 5 años, por lo que se debe repetir el programa.

III.1.8 Referencias y Fuentes de Datos

CIMA Ingeniería. (2007). *Análisis de la Eficiencia Energética en el Transporte Interurbano de Carga* (No. Reporte preparado para el Gobierno de Chile).

Charlotte, B. (2009). Information, encouraging fuel efficient operation, procurement, R&D and Pilots Paper 9. In E. C. D.-G. Environment (Ed.).

Ecodriven org. (2008). ECODRIVEN Campaign Catalogue for European Ecodriving & Traffic Safety Campaigns. In I. European CoMission Energy Efficiency prograMe Intelligent Energy Europe (Ed.).

International Transport Forum, I. (2007). Findings and Messages for Policy Makers.

Ministerio de Transporte Obras Públicas y Gestión del Agua, H. (2005). *Evaluation Dutch national ecodriving prograMe Het Nieuwe Rijden 2005*. Retrieved. from.

Ministerio de Transporte Obras Públicas y Gestión del Agua, H. (2007). *ECO - DRIVING in The Netherlands*. Retrieved. from.

PNUD. (2008). Diseño de Metodologías de Compensación de Emisiones para conducción Eficiente en Flotas de Buses y Camiones

III.2 Expansión Líneas de Metro

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Transporte	Terrestre	Metro	Cambio modal

III.2.1 Descripción

La medida consiste en la **construcción adicional** de kilómetros de metro por sobre la línea base. Se evaluó la medida para tres escenarios de penetración de la medida: Normal=3%, Alto=6% y Máximo=9% adicionales.

La construcción de nuevos tramos de metro produciría un traspaso de viajes realizados en vehículos livianos particulares hacia la red de metro. La medida se aplica sólo en el Gran Santiago.

El **driver** para esta medida corresponde a la **cantidad de kilómetros construidos de nuevas líneas de metro**.

III.2.2 Potencial de Reducción

La reducción de emisiones de CO₂ es producto de la disminución de consumo de combustible por parte de los usuarios que realizarán sus viajes en metro y que utilizaban vehículos particulares para ello. Por otro lado, el metro aumentará su consumo energético en electricidad, por lo que el potencial de reducción de la medida corresponde a la diferencia entre lo que se deja de emitir los vehículos por menos combustible utilizado y las emisiones asociadas a la generación eléctrica.

(de Grange, Troncoso et al., 2009) estudia el cambio modal al expandir la línea de metro. El estudio estima una transferencia del 2% de los viajes desde vehículos livianos particulares al metro por cada 10% de aumento en kilómetros de la red de metro, que llevado al año 2008 donde existían 85.1 km de metro en Santiago, el parámetro por unidad de km construidos corresponde a 0.25 %/km de línea adicional.

Se calculó la línea base de km de metro en los años de evaluación con el supuesto de una tendencia logarítmica⁸ a partir del aumento de los datos históricos entre el 2000 y 2010. En base a esta tendencia se calcula la cantidad de kilómetros aplicando el 5% adicional correspondiente a la medida evaluada.

Por otra parte se contaba con la proyección de los viajes de vehículos livianos realizados en Santiago para el período 2010-2030, la cantidad de km promedio realizados por viaje y su

⁸ Se supone tendencia logarítmica debido al supuesto de una tasa decreciente en la construcción anual de nuevos km de metro.

consumo de combustible. Por ende, una baja en los viajes anuales realizados implica de manera inmediata una disminución en el consumo de combustible.

La Tabla 1.92 muestra el potencial de reducción de emisiones considerando los 3 escenarios de penetración de la medida, indicando además la cantidad de km extra que implicaría cada uno de ellos.

Tabla 1.92 Km de línea de metro adicional y reducción de emisiones, al año 2030

Escenario	Km de línea adicionales (km)	Reducción de Emisiones (tCO ₂ e)
Normal (3% extra)	76	37,808
Alto (6% extra)	151	75,616
Máximo (9% extra)	227	113,424

Fuente: Elaboración propia

III.2.3 Costos

Los costos unitarios recopilados de (de Grange, 2008) se detallan en la Tabla 1.93. Estos datos corresponden a valores promedio de la construcción de una línea tipo de 15 km de largo con estaciones cada 1 km y considerando un sistema eficiente de transporte de pasajeros.

Tabla 1.93 Datos unitarios de costos de inversión y operación de metro para el año 2008

Costo	Unidad	valor
Inversión e infraestructura	(MUSD/km)	61
Material Rodante	(MUSD/coche)	1.4
Operación General	(\$/coche-km)	765

Fuente: (de Grange, 2008)

III.2.4 Resumen de Parámetros

- Se supone que el aumento de 1 km de líneas de metro implica una reducción de 0.25% de viajes en vehículos livianos particulares (de Grange, Troncoso et al., 2009)
- Vida útil: 40 años
- Escenarios de penetración de la medida: Normal=3%, Alto=6% y Máximo=9% de km de línea adicionales.
- Beneficios unitario por tiempo de viaje: 1.64 MUSD/km-año
- Promedio 2010-2020 viajes por año: 1,100 millones de viajes
- Promedio 2010-2020 largo de viaje: 9.4 km/viaje
- Promedio 2010-2020 consumo unitario por pasajero en metro: 0.01 kWh/pax-km

III.2.5 Resultados Unitarios

Considerando el informe estadístico de (Metro S.A, 2007), es posible obtener los datos de cálculo promedio de coches requeridos por km de metro, parámetro que permite transformar los datos de costos de material rodante y operación en moneda por unidad de driver, en este caso km de línea.

Tabla 1.94 Costos de inversión y operación anualizados por km y vida útil.⁹

Costo	Unidad	Valor
Inversión unitaria	(MUSD/km)	74.7
Inversión anualizada	(MUSD/km-año)	5.0
Operación	(MUSD/km-año)	1.4
Vida Útil	(Años)	40

Fuente: Elaboración propia a partir de (de Grange, 2008)

La construcción de metro en las ciudades posee como principal objetivo la descongestión de las calles debido al cambio de modo de los usuarios. Esto se traduce en la disminución en horas de viaje, y en consecuencia, un beneficio asociado. A partir del informe de (SECTRA, 2006) de la evaluación social y económica de las extensiones de las líneas 1 y 5 del Metro de Santiago, se construye la Tabla 1.95, donde se calcula el valor promedio de los beneficios por km anual construido de metro.

Tabla 1.95 Beneficios asociados a la reducción de tiempo de viaje

Indicador	Beneficio (MUSD/año)	Extensión línea (km)	Beneficio unitario (MUSD/km-año)	Ben unitario promedio (MUSD/km-año)
Línea 1	5.24	3.9	1.34	1.64
Línea 5	26.65	13.7	1.95	

Fuente: (SECTRA, 2006)

Las emisiones unitarias y los kilómetros de metro estimados adicionales se estiman en la Tabla 1.96. El primer valor indica las toneladas anuales de reducción de CO₂ por km de metro adicional, la cual corresponde a la diferencia entre las emisiones debido al consumo de combustible y las de la generación eléctrica que se deberán realizar por un aumento en la demanda por más pasajeros transportados en el metro, calculado como el promedio de reducción total dividido por los km construidos para cada año. El segundo parámetro es la suma de todos los kilómetros estimados adicionales que se proyectan en la ciudad hasta el año 2030.

⁹ A la inversión unitaria se le agregó los costos de material rodante en MUSD/km

Tabla 1.96 Datos unitarios de emisiones promedio 2010-2030 y km construidos al 2030, escenario normal

Parámetro	Unidad	Valor
Reducción unitaria promedio	(tCO ₂ e/km-año)	497.47
Línea de metro adicional	(km)	76

Fuente: Elaboración propia

A continuación se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 por escenario de penetración.

Tabla 1.97 Indicadores de la medida de ampliación de metro para el total de km proyectados

Parámetro	Unidad	Escenario	2010	2020	2030
Costo Anual	(MUSD/año)	Normal	13.26	12.35	8.71
		Alto	26.53	24.71	17.43
		Máximo	39.79	37.06	26.14
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	Normal	22,637	29,461	37,808
		Alto	45,274	58,921	75,616
		Máximo	67,911	88,382	113,424
Costo Unitario de Mitigación	(USD/tCO₂e)		585.9	419.3	230.5

Fuente: Elaboración propia

Es necesario recalcar que se han subestimado la reducción de CO₂ al no estimarse el traspaso de viajes desde el transporte público al metro, con su consecuente disminución en el consumo de combustible.

III.2.6 Referencias y Fuentes de Datos

de Grange, L. (2008). ¿Cuándo el metro es mejor que los buses?

de Grange, L., R. Troncoso, et al. (2009). Evaluación empírica del impacto de tres políticas de transporte urbano sobre el uso de transporte público.

Metro S.A (2007). Anexos Estadísticos. Santiago, Metro S.A.

SECTRA (2006). Análisis Modernización Transporte Público, VII Etapa. Santiago, MIDEPLAN.

III.3 Impuesto a combustibles

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Transporte		Combustible	Impuesto Diesel y Gasolina

III.3.1 Descripción

La medida consiste en aplicar un impuesto tanto a la gasolina como al petróleo diesel con el fin de desincentivar el uso del automóvil. El impuesto según (Parry y Small 2005) tiene dos efectos, el primero incentiva a los conductores a usar vehículos más eficientes en términos de consumo de combustible (Km/litro) y el segundo, que reduce el nivel de actividad (Veh/Km). El *driver* para esta medida corresponde entonces al incremento del valor del combustible.

Para evaluar esta medida se asumió, en base a las recomendaciones de Parry y Strand (2009), un valor para la elasticidad demanda vs precio de la gasolina de -0.5, asumiendo que la mitad de la respuesta corresponde a una mejor economía del combustible y la otra mitad a reducción de la conducción (Parry y Strand 2009). Esto implica que la elasticidad del nivel de actividad ante un aumento en el precio del combustible correspondería finalmente a -0.25. En tanto, para el Diesel se asumió una elasticidad de -0.5 asumiendo que el 40% de la respuesta corresponderá a reducciones en el nivel de actividad (Parry y Strand 2009).

La reducción de emisiones se produce entonces por un ahorro en el consumo de combustible producido por la disminución en el número de viajes con respecto a la situación base y a la mayor eficiencia en el consumo de combustible en la situación con medida. No se incluye en la estimación la posible transferencia de viajes al transporte público.

III.3.2 Potencial de Reducción

La medida considera un aumento en el impuesto a la gasolina de un 5% con respecto al impuesto actual de 205 \$/lt, consistente con el aumento recomendado por Parry y Strand (2009) de 10 \$/lt. Para el Diesel se asumió un aumento de un 10% con respecto a la situación actual (56 \$/lt) debido a las dificultades políticas de intervenir con un impuesto al rubro con mayor consumo de este combustible (transporte de carga).

En base a esta situación se evaluaron tres escenarios de aumento en el precio del combustible: 5%, 10% y 15% del precio para el caso de la gasolina y de 10%, 20% y 30% del precio para el caso del Diesel.

Los datos y supuestos considerados para el análisis de reducción de emisiones unitario y para la estimación del número de viajes reducidos se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 1.98: Parámetros y supuestos considerados

Parámetro	Unidad	Gasolina	Diesel
Elasticidad Precio Demanda		-0.50	-0.50
Porcentaje Elasticidad VKM	(% disminución viajes)	50%	40%
Variación Precio Combustible	(%)	5%	10%
Variación porcentual VKM	(% Viajes / % Aumento)	97,4%	95,6%
Variación porcentual Eficiencia del Combustible	(% Viajes)	97,4%	95,6%

Fuente: Elaboración Propia

Se consideró un escenario de máximo impuesto y en base a este se estimó un potencial de reducción máximo 1.06MtCO₂e/año. Incluyendo la reducción en el uso de combustible tanto de la gasolina como del diesel.

III.3.3 Costos

Como la medida involucra un impuesto, el costo correspondería a una transferencia entre dos agentes de la sociedad, los consumidores de combustible y el estado, por lo que no puede ser contabilizado como costo social.

Sin embargo, se debe contabilizar como costo la pérdida irrecuperable de eficiencia producida por el impuesto correspondiente al excedente que se deja de producir por las transacciones no realizadas al desincentivar el consumo de combustible a través del precio. La pérdida irrecuperable corresponde entonces al valor del impuesto por el ahorro de combustible obtenido.

III.3.4 Resultados

A continuación se presentan resultados agregados de la evaluación de aplicar un impuesto al combustible en el escenario de máxima penetración.

Tabla 1.99. Indicadores agregados, Gasolina + Diesel – Vehículos Livianos

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Costo Anual	(MUSD/año)	-71.43	-98.89	-136.03
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	286,783	314,378	363,820
Costo Unitario de Mitigación	(USD/tCO ₂ e)	-249.1	-314.6	-373.9

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 1.100. Indicadores agregados, Diesel - Camiones

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Costo Anual	(MUSD/año)	-148.66	-206.13	-245.56
Reducción Anual	(tCO ₂ /año)	629,899	692,110	695,554
Costo Unitario de Mitigación	(USD/tCO ₂ e)	-236.0	-297.8	-353.04

Fuente: Elaboración Propia

III.3.5 Referencias y Fuentes de Datos

Parry Ian y Strand Jon, 2009. "Fuel taxes in Chile". Report to the Inter-American Development Bank.

Parry, Ian and Small, Kenneth, 2005. "Does Britain or the United States Have the Right Gasoline Tax?" *American Economic Review* 95: 1276-1289.

III.4 Carga en Ferrocarril

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Transporte	Carga	Cambio transporte de carga	Camión a ferrocarril

III.4.1 Descripción

La medida consiste en cambiar el uso de camiones por el uso de trenes para transporte de carga.

El *driver* para esta medida corresponde a la cantidad de carga que pasa de ser transportada en camión a ser transportada en tren, expresada en toneladas de carga por kilómetros recorridos (ton-km).

III.4.2 Consumo de Energía

La siguiente tabla muestra los consumos de energía para ferrocarriles según año y país correspondiente, según tres estudios:

Tabla 1.101 Consumo de energía ferrocarriles (MJ/Ton-km)

Tipo	Lugar	Año	Fuente	Valor
Diesel	Chile	2007	(Mintratel, 2007)	0.16
Diesel	Australia	2005	(Kamakaté y Schipper, 2009)	0.20
Diesel	EEUU	2005	(Kamakaté y Schipper, 2009)	0.25
Electricidad	España	2009	Ecotransit.org (2009)	0.39
Electricidad	Francia	2005	(Kamakaté y Schipper, 2009)	0.25
Electricidad	Francia	2009	Ecotransit.org (2009)	0.54
Electricidad	Japón	2005	(Kamakaté y Schipper, 2009)	0.20
Electricidad	UK	2005	(Kamakaté y Schipper, 2009)	0.50

Fuente: Elaboración propia

Según el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones (2007), el consumo energético del ferrocarril en Chile es 0.16 MJ/Ton-km, para un ferrocarril diesel (lo que es equivalente a un consumo de 0.0042 L/Ton-km de diesel. Se desprecia el uso de trenes eléctricos para carga, según (CITRA, 2007)). Este valor está en el límite inferior de los encontrados en la literatura. Una de las razones podría ser la reducida velocidad de los trenes de carga chilenos.

La tabla a continuación presenta el consumo de energía para diferentes tipos de camiones en Chile:

Tabla 1.102 Consumo de energía camiones (MJ/Ton-km)

Tipo Camión	Valor
Contenedores	0.83
Graneles	0.87
Agroindustrial	0.61
Forestal	0.80
Cargas Peligrosas	0.62
Transporte internacional	0.59
Carga General Nacional	0.45
Bi-Tren	0.64

Fuente: Elaboración propia a partir de (CITRA, 2007)

Para los camiones se consideró un consumo de combustible de 0.019 L/Ton-km de diesel, correspondiente a un promedio del consumo de camiones generales nacionales de carga y camiones contenedores (CITRA, 2007).

III.4.3 Penetración de la medida

El total de ton-km de carga proyectado para 2030 es 180,000 millones en total considerando camión y ferrocarril. La diferencia entre el caso base y el caso con proyecto es el porcentaje de participación de cada tipo de transporte.

El caso base corresponde al caso donde sólo el 2.6% de las ton-km son transportados vía tren, considerando sólo los traslados entre la V Región y el sur del país (CITRA, 2007). Dicha fracción se mantendrá constante, hasta el 2030, según proyecciones del Informe final del Estudio de Evaluación Social Servicio de Transporte de Carga, que realizó CITRA encargado por EFE en 2007. El análisis no consideró el transporte hacia el Norte debido a que los costos y las inversiones en ese caso son mucho mayores.

Para el caso con proyecto se consideraron tres escenarios de proyección según el crecimiento anual de participación modal de ferrocarriles: normal, con un 6% anual; alto, con un 9% y máximo con un 12% de crecimiento anual. Con esto se logró una participación modal de los ferrocarriles al año 2030 de 10%, 19% y 35% para los escenarios normal, alto y máximo, respectivamente.

III.4.4 Costos

Según (CITRA, 2007), los costos de mantención y operación, que incluyen los costos de mantención de las vías férreas, son CLP(2007) 17 por ton-km para ferrocarriles y CLP(2007) 13 por ton-km para camiones. Para los camiones se tomó en cuenta los costos de los camiones generales nacionales de carga y de los camiones contenedores, mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 1.103 Costos sociales por tipo de camión (CLP(2007)/Ton-km)

Tipo Camión	Combustible	Otros	Total
Contenedores	9.2	15.4	24.6
Graneles	9.6	11.2	20.8
Agroindustrial	6.7	8.2	14.9
Forestal	8.9	14.9	23.8
Cargas Peligrosas	6.9	14.1	21.0
Transporte internacional	6.5	11.3	17.8
Carga General Nacional	7.0	14.5	21.6
Bi-Tren	5.0	8.7	13.7

Fuente: Elaboración propia a partir de (CITRA, 2007)

Asimismo, se consideró una inversión en ferrocarriles para adecuar la vía al tránsito más intenso de carga de USD(2007) 140 millones para el escenario normal, según uno de los planes considerados en el informe de EFE nombrado anteriormente. La inversión considera cambiar las vías de tipo A a tipo B, lo que implica aumentar la velocidad máxima de 20 a 40 km/h y el peso máximo de las locomotoras de 20 a 25 ton/eje. Se utilizó una vida útil supuesta de 40 años, lo que se traduce en una inversión anualizada mayor a USD(2007) 9 millones por año.

Para los escenarios alto y máximo, se consideró una inversión proporcional a la carga transportada en tren en 2030. No se asumen cambios en las inversiones en carreteras con o sin proyecto.

Tabla 1.104 Penetración al 2030 (Mton-km)

Escenario	Crecimiento anual	Participación al 2030	Penetración ¹⁰
Normal	6%	10%	13,082
Alto	9%	19%	29,252
Máximo	12%	35%	58,858

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 1.104 muestra la penetración al 2030 según escenario de proyección. Para cada escenario se muestra el crecimiento anual de participación, la participación del ferrocarril con respecto al total de carga transportada en camión y en ferrocarril y la cantidad de carga que cambia de camión a ferrocarril.

III.4.5 Resultados

El análisis muestra que en los primeros años los costos de la medida serán significativos, pero se espera una rápida reducción a medida que la penetración crece, llegando a ser negativos para 2020. Esto se debe a que el ferrocarril, si bien poseen un costo de operación

¹⁰ Cantidad de carga que pasa de ser transportada en camión a ser transportada en ferrocarril, medida en ton-km.

y mantención mayor que el camión, consume casi un quinto del combustible que consume un camión por ton-km.

Para el escenario normal se espera reducir 550 milestCO₂e en 2030, a un costo negativo de USD(2008) -81 por cada tCO₂e reducida, es decir, produce beneficios económicos por MUSD(2008) -44 anuales a partir de 2030.

Tabla 1.105 Resumen resultados por año para escenario normal de penetración

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Costo OyM Camión	USD(2007)/Ton-km	0.025	0.025	0.025
Costo OyM Ferrocarril	USD(2007)/Ton-km	0.033	0.033	0.033
Incremental OyM	USD(2007)/Ton-km	0.008	0.008	0.008
Toneladas Transferidas	MTon-km	385	3,368	13,082
Inversión Anualizada	MUSD/año	9.25	9.25	9.25
Costo Total Comb+OyM	MUSD/año	-0.91	-16.69	-95.18
Costo Anual Medida	MUSD/año	8.33	-7.44	-85.95
Reducción Anual Emisiones	miles tCO₂e/año	16,2	141,7	550,7
Costo Medio Medida	USD/tCO₂e	514.2	-52.5	-156.1

Fuente: Elaboración propia

Cabe mencionar que este análisis no consideró la disminución de atochamientos en carreteras, que indirectamente disminuye las emisiones de aquellos automóviles que pudieran participar de estos atochamientos. Asimismo, tampoco considera una posible mejora de las tecnologías de combustión que implique un rendimiento más eficiente del transporte.

III.4.6 Escenarios

Las siguientes tablas muestran los resultados del análisis considerando una penetración alta de la medida y la penetración máxima supuesta. Los costos unitarios son los mismos que en el escenario normal, a excepción del costo anual unitario, que varía según cada escenario.

Tabla 1.106 Resumen resultados por año para escenario alto de penetración

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Toneladas Transferidas	MTon-km	594	6,238	29,252
Costo Total (Comb+OyM)	MUSD(2008)	-1.45	-30.94	-212.89
Inversión Anualizada	MUSD	17.6	17.6	17.6
Costo Anual Medida	MUSD	16.15	-13.34	-195.29
Reducción Anual Emisiones	miles tCO2e/año	25.0	262.6	1,231.3
Costo Medio Medida	USD/tCO2e	645.9	-50.8	-158.6

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en las tablas, el costo medio de la medida disminuye con la penetración hasta acercarse a los USD(2008) -83 por tCO2e reducida.

Tabla 1.107 Resumen resultados por año para escenario máximo de penetración

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Toneladas Transferidas	MTon-km	815	10,231	58,858
Costo Total (Comb+OyM)	MUSD(2008)	-1.88	-50.62	-428.22
Inversión Anualizada	MUSD	32.8	32.8	32.8
Costo Anual Medida	MUSD	30.9	-17.83	-395.4
Reducción Anual Emisiones	miles tCO2e/año	34.3	430.6	2,477.5
Costo Medio Medida	USD/tCO2e	901.2	-41.4	-159.6

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 1.107 muestra que se podría lograr una reducción anual de más de dos millones de toneladas de CO2 para el 2030 si la medida se aplicara de manera intensiva, entregando un beneficio de MUSD 395.

III.4.7 Referencias y Fuentes de Datos

CITRA (2007). Informe Final Estudio de Evaluación Social Servicio de Transporte de Carga. Reporte elaborado para Empresa de los Ferrocarriles del Estado (EFE).

Institut für Energieund Umweltforschung Heidelberg (2009). "Ecological Transport Information Tool." from Ecotransit.org.

Kamakaté, F. and L. Schipper (2009). "Trends in truck freight energy use and carbon emissions in selected OECD countries from 1973 to 2005." *Energy Policy* **37**(10): 3743-3751.

Mintratel (2007). Estudio de Diagnóstico del Modo de Transporte Ferroviario, Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones.

III.5 Subvención Transporte Público

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Transporte	Terrestre	Transporte Público	Subsidio Tarifa

III.5.1 Descripción

La medida consiste en subvencionar la tarifa del Transporte Público en buses con el fin incentivar a usuarios del Transporte Privado a cambiarse de modo. El **driver** para esta medida corresponde entonces a la reducción en el precio del pasaje de bus.

Para evaluar esta medida se asumió, en base a las recomendaciones de Litman (2007), un valor para la elasticidad demanda en bus vs. precio del pasaje de largo plazo de -0.15. La reducción de emisiones se produce entonces por un ahorro en el consumo de combustible producido por la disminución en el número de viajes con respecto a la situación base debido a las economías de escala, asociada a la mayor capacidad de un bus, de transportar pasajeros del transporte privado en el transporte público. Se asume que el parque de buses permanece congelado en el tiempo.

III.5.2 Potencial de Reducción

Los datos y supuestos considerados para el análisis de reducción de emisiones unitario y para la estimación del número de viajes reducidos se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 1.108. Parámetros y supuestos considerados Subvención Transporte Público

Parámetro	Unidad	Gasolina
Elasticidad Precio Pasaje Demanda Bus		-0.15
Variación Precio Pasaje	(%)	-4.5%
Aumento Viajes en Bus	(% Viajes bus adicionales)	0.7%
Factor de Ocupación Bus	(pax/veh)	40

Fuente: Elaboración Propia

La medida considera una reducción en la tarifa de un 1.5%, consistente al 5% del subsidio factible (un 30% adicional con respecto a la tarifa actual de 380 \$/viaje) ¹¹. Este porcentaje corresponde a la fracción del total que sería posible asociar a reducciones de emisiones de CO2 (Parry y Strand 2009).

En base a esta situación se evaluaron tres escenarios de reducción de la tarifa del pasaje: 1,5%, 3% y 4,5% del precio, los que corresponden a penetración normal, alta y máxima respectivamente.

¹¹ El subsidio en el Gran Santiago corresponde al justificable por externalidades evitadas de de \$200 (DICTUC (2009)).

Se consideró una reducción máxima en la tarifa y en base a esta se estimó un potencial de reducción de 51,9 miles de toneladas de CO₂e al año 2030.

III.5.3 Costos

Como la medida involucra un subsidio, el costo correspondería a una transferencia entre dos agentes de la sociedad, los usuarios del Transporte Público y el estado, por lo que no puede ser contabilizado como costo social.

III.5.4 Resultados

A continuación se presentan resultados agregados (escenario normal) de la evaluación de aplicar un subsidio al transporte público.

Tabla 1.109 Indicadores agregados Subvención Transporte Público

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Costo Anual	(MUSD/año)	-4.04	-5.21	-7.28
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	13,953	14,574	17,546
Costo Unitario de Mitigación	(USD/tCO ₂ e)	-289.2	-357.2	-415.1

Fuente: Elaboración Propia

III.5.5 Referencias y Fuentes de Datos

Litman, Todd. "Transit Price Elasticity's and Cross - Elasticity's". Victoria Transport Policy Institute, Canada.

III.6 Chatarrización Vehículos Livianos

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Transporte	Vehículos Livianos		Reducción consumo combustible

III.6.1 Descripción

La medida consiste en chatarrizar vehículos livianos particulares y comerciales de más de 25 años con el objetivo de acelerar la renovación del parque, sacando de circulación los vehículos más contaminantes (se asume que a mayor antigüedad mayor emisión) reemplazándolos por vehículos nuevos de mejor tecnología. A modo de incentivo el gobierno entregará un bono a quien chatarrice su vehículo equivalente al valor presente del daño esperado¹² de sus emisiones (Tabla 1.111).

El *driver* para esta medida corresponde al número de vehículos chatarrizados por año.

III.6.2 Potencial de Reducción

El potencial de reducción de emisiones se calcula a partir del menor consumo en combustible del vehículo de reemplazo.

Según lo reportado por COPERT 4 ((Samaras, Ntziachristosa et al., 2008)) un vehículo pre-Euro tiene un rendimiento cercano a los 10 km/lt para gasolineros y de 14 km/lt para diesel. Por otro lado, la misma fuente reporta reducciones porcentuales de combustible para un pre-Euro respecto a un Euro III de 11% para gasolineros particulares y comerciales, 0,7% para diesel particulares y 25% para diesel comerciales. En el presente estudio se asumirá que los valores anteriores reflejan adecuadamente al comportamiento de los vehículos a chatarrizar (pre-Euro) y de los vehículos nuevos (Euro III) por todo el período de evaluación.

Según lo anterior se obtienen las siguientes reducciones de CO₂ según categoría:

Tabla 1.110. Reducciones de emisiones (gCO₂e /km)

Categoría	Gasolina	Diesel
Particular	26	1
Comercial	26	50

Nota: para gasolina se estima un contenido de 2,4 kg Co₂eq/Lt y para diesel en 2,8 kg CO₂ eq/Lt

Fuente: Elaboración Propia

Para calcular las reducciones por vehículo se estimó el nivel de actividad (kilómetro anuales recorridos) del vehículo a chatarrizar, utilizando la misma metodología y valores reportados en (Cifuentes, 2009). Por ejemplo, para un vehículo del año 1983 el nivel de actividad al

¹² El daño esperado es la valorización de las emisiones esperadas de un vehículo.

año 2010 es de 3.800 km al año para un vehículo particular y de 4.300 km al año para un vehículo comercial.

Este estudio estima el número de vehículos livianos particulares y comerciales mayores a 25 años en 69.000 vehículos a nivel nacional al año 2010. En cuanto al número de vehículos a chatarrizar se evaluaron tres escenarios de penetración: 10%, 30% y 70% del total, los que corresponden a penetración normal, alta y máxima respectivamente.

El potencial de reducción con el escenario de penetración normal (10%) se estima en 543 toneladas de CO₂ para el año 2010.

III.6.3 Costos

Los costos sociales consideran el valor del bono entregado y los ahorros en combustible.

El bono entregado se estima como la diferencia entre el valor presente del daño esperado del vehículo chatarrizado y el valor presente del daño esperado de un vehículo nuevo. El daño esperado de un vehículo del año 1983 se asume como representativo del daño esperado de un vehículo de 25 años de antigüedad, y el daño esperado de un vehículo del año 2009 se asume como representativo para un vehículo nuevo. La metodología de estimación del daño esperado es la seguida en (DICTUC, 2009).

A continuación se tabulan las diferencias de los daños esperados considerados:

Tabla 1.111. Diferencia del valor presente del daño esperado de un vehículo del año 1983 versus un vehículo del año 2009 (USD)

Categoría	Combustible	Diferencia Daño
Liviano	Diesel	1.400
	Gasolina	770
Comercial	Diesel	2.200
	Gasolina	820

Fuente: Elaboración Propia a partir de (DICTUC, 2009)

En cuanto a los costos privados, la venta de chatarra se estimó en US\$200 por tonelada chatarrizada (Ediciones Especiales El Mercurio, 2009), y los costos de un programa de chatarrización se estiman en US\$100 por vehículo según (Hahn, 1995).

III.6.4 Resultados

La siguiente tabla muestra resultados unitarios para el año 2010 para un vehículo liviano particular a gasolina.

Tabla 1.112. Indicadores unitarios chatarrización de un vehículo liviano, particular y gasolinero al año 2010

Ítem	Vehículo a chatarrizar	Vehículo Nuevo	Diferencia
Emisión (kg CO ₂ /km)	0.24	0.21	-0.03
Rendimiento (lt/km)	0.10	0.09	-0.01
Gasto combustible (USD/año)	260	231	-29
Costo Bono Anualizado (USD) ¹³			288
Reducción Emisión (tCO ₂ e/año)			0.1
Costo Medio Reducción (USD/tCO₂e)*			2,600

*Valor con 2 cifras significativas

Fuente: Elaboración Propia

A continuación se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 para una penetración normal.

Tabla 1.113. Indicadores Agregados para una penetración normal

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Costo Anual	(MUSD/año)	2.09	0.77	0.01
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	543.1	193.2	1.6
Costo Medio de Mitigación	(USD/tCO ₂ e)	3,843	4,007	6,494

Fuente: Elaboración Propia

III.6.5 Referencias y Fuentes de Datos

Cifuentes, L. (2009). Diseño de Metodologías de Compensación de Emisiones para Chatarrización de Fuentes Móviles. Santiago, Chile. Reporte preparado para PNUD.

Samaras, Z., L. Ntziachristosa, et al. (2008). European Database of Vehicle Stock for the Calculation and Forecast of Pollutant and Greenhouse Gases Emissions with TREMOVE and COPERT. Final Report. Thessaloniki: 260.

DICTUC (2009). Evaluación ambiental del Transantiago. Santiago, Chile. Reporte preparado para PNUMA.

¹³ Se asume que le restan 3 años de vida útil al vehículo

III.7 Chatarrización Camiones

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Transporte	Camiones		Reducción consumo combustible

III.7.1 Descripción

La medida consiste en chatarrizar vehículos pesados de más de 25 años con el objetivo de acelerar la renovación del parque, sacando de circulación los vehículos más contaminantes (se asume que a mayor antigüedad mayor emisión) reemplazándolos por vehículos nuevos de mejor tecnología. A modo de incentivo el gobierno entregará un bono a quien chatarrice su vehículo equivalente a US\$7.500, US\$14.000 y US\$22.000 para camiones livianos, medianos y pesados respectivamente por vehículo (Fuente: Iniciativa "Cambia tu Camión", Programa Nacional de Recambio de Camiones).

El *driver* para esta medida corresponde al número de vehículos chatarrizados por año.

III.7.2 Potencial de Reducción

El potencial de reducción de emisiones se calcula a partir del menor consumo en combustible del vehículo de reemplazo.

Según lo reportado por COPERT 4 ((Samaras, Ntziachristosa et al., 2008)) un camión pre-Euro tiene un rendimiento cercano a los 7, 5 y 3 kilómetros por litro para camiones livianos, medianos y pesados respectivamente. Por otro lado, la misma fuente reporta reducciones porcentuales de un pre-Euro respecto a vehículos Euro IV de 25%, 22% y 21% para camiones livianos, medianos y pesados respectivamente. En el presente estudio se asumirá que los valores anteriores reflejan adecuadamente al comportamiento de los vehículos a chatarrizar (pre-Euro) y de los vehículos nuevos (Euro IV) por todo el período de evaluación.

Según lo anterior se obtienen reducciones de CO₂ de 100, 123 y 196 gramos por kilómetro para camiones livianos, medianos y pesados respectivamente.

Para calcular las reducciones por vehículo se estimó el nivel de actividad (kilómetro anuales recorridos) del vehículo a chatarrizar, utilizando la misma metodología y valores reportados en (Cifuentes, 2009). Según esta metodología, se asume que el vehículo nuevo tiene un nivel de actividad igual al del vehículo retirado del parque. Por ejemplo, para un vehículo del año 1983, el nivel de actividad al año 2010 es de 16.600 km al año para un camión liviano, de 20.800 km al año para un camión mediano y de 24.600 km al año para un camión pesado.

Este estudio estima el parque de camiones mayores a 25 años en 21.000 vehículos a nivel nacional al año 2010. En cuanto al número de vehículos a chatarrizar se evaluaron tres

escenarios de penetración: 10%, 30% y 70% del total, los que corresponden a penetración normal, alta y máxima respectivamente.

El potencial de reducción con el escenario de penetración normal (10%) se estima en 6.386 toneladas de CO₂ al 2010.

III.7.3 Costos

Los costos sociales consideran el valor del bono entregado y los ahorros en combustible.

En cuanto a los costos privados, la venta de chatarra se estimó en US\$200 por tonelada chatarrizada ((Ediciones Especiales El Mercurio, 2009)), y los costos de un programa de chatarrización se estiman en US\$100 por vehículo según (Hahn, 1995).

III.7.4 Resultados

La siguiente tabla muestra resultados unitarios para el año 2010 para un camión mediano.

Tabla 1.114. Indicadores unitarios chatarrización de un camión mediano al año 2010

Ítem	Vehículo a chatarrizar	Vehículo Nuevo	Diferencia
Emisión (kg CO ₂ /km)	0.56	0.44	-0.12
Rendimiento (lt/km)	0.20	0.16	-0.04
Gasto combustible (USD/año)	2,814	2,223	-591
Costo Bono Anualizado (USD/año) ¹⁴			3,324
Reducción Emisión (tCO ₂ e/año)			3
Costo Medio Reducción (USD/tCO₂e)*			1,100

*Valor con 2 cifras significativas

Fuente: Elaboración Propia

A continuación se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 para una penetración normal.

Tabla 1.115. Indicadores Agregados para una penetración normal

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Costo Anual	(MUSD/año)	7.23	6.99	1.38
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	6,386	5,871	1,099
Costo Medio de Mitigación	(USD/tCO ₂ e)	1,132	1,191	1,252

Fuente: Elaboración Propia

¹⁴ Se asume que le quedan 5 años de vida útil al vehículo

III.7.5 Referencias y Fuentes de Datos

Samaras, Z., L. Ntziachristosa, et al. (2008). European Database of Vehicle Stock for the Calculation and Forecast of Pollutant and Greenhouse Gases Emissions with TREMOVE and COPERT. Final Report. Thessaloniki: 260.

Cifuentes, L. (2009). Diseño de Metodologías de Compensación de Emisiones para Chatarrización de Fuentes Móviles. Santiago, Chile. Reporte preparado para PNUD.

III.8 Vehículos Livianos y Taxis Colectivos Híbridos

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Transporte	Terrestre		Renovación parque vehicular

III.8.1 Descripción

La medida consiste en que cierta proporción de los vehículos nuevos que cada año ingresan al parque vehicular tengan tecnología híbrida.

Los vehículos híbridos constan de dos motores, uno eléctrico y otro de combustión interna. Comparado con los vehículos convencionales, reducen considerablemente el uso del motor de combustión interna, lo que se traduce en un menor gasto de combustible y consecuentemente, un menor nivel de emisiones.

El *driver* para esta medida corresponde a la cantidad de vehículos híbridos que ingresan anualmente al parque vehicular. Esta cantidad se expresará como porcentaje del total de vehículos nuevos que ingresan al parque dicho año.

Actualmente a los vehículos híbridos se le devuelve el valor cancelado por concepto de permiso de circulación por períodos de 2 o 4 años dependiendo si el valor al cual se adquirió el vehículo por primera vez es mayor o menor a 730 UF respectivamente.

III.8.2 Potencial de Reducción

El nivel de emisiones en vehículo de combustión interna está directamente ligado a su nivel de consumo de combustible y el tipo de combustible que utilice. Mientras más eficiente sea, menores serán sus emisiones.

El consumo promedio de gasolina de un vehículo liviano es de 8.72 l/100 km (Samaras, Ntziachristosa et al., 2008). En base a datos de (Bandivadekar, Bodek et al., 2008) se determinó que un vehículo híbrido es en la actualidad un 23.6% más eficiente que uno convencional. Por otra parte, con datos del mismo estudio se proyectó que anualmente los vehículos convencionales se tornan un 1.39% más eficientes anualmente en base al valor de 2008, mientras que los híbridos lo hacen en un 1.69%. Por simplicidad, para vehículos livianos se consideraron los datos correspondientes vehículos livianos a gasolina, que son la gran mayoría de los híbridos.

Esta medida considera dos casos, la de vehículos livianos particulares y la de taxis colectivos y básicos.

Se consideraron tres escenarios de penetración de la medida: Normal, alto y máximo. Para el caso de los vehículos livianos particulares, el escenario normal supone que en un

principio un 1% de los vehículos nuevos que anualmente ingresen al parque tendrán tecnología híbrida, el alto supone un 2% y el máximo supone un 3%. Para todos los tres escenarios se asume que dicha cifra se duplica (2%, 4% y 6% respectivamente) para el 2030. El crecimiento se asume lineal. El caso de los taxis colectivos los escenarios normal, alto y máximo consideran penetraciones iniciales de 10%, 20% y 30% respectivamente, aumentando , al igual que el caso anterior, linealmente hasta duplicarse para 2030 (20%, 40% y 60%).

III.8.3 Costos

(Bandivadekar, Bodek et al., 2008) estimó el mayor valor de un vehículo híbrido en 4,900 USD(2008) para 2008 y estimó que dicha brecha decrecería hasta 2,500 USD(2008) para 2035. En base a esto, se estableció un decremento anual de la brecha de 1,81% en base al valor de 2008. Según precios de mercado, en Chile dicha brecha es actualmente de 8,000 USD(2009) (Autocenter, 2009), pero se asume que con la pronta llegada de mayor oferta (actualmente solo está en el mercado el Honda Hybrid), el valor de la tecnología se homogeneizará con el extranjero. Dado que el valor de la brecha está calculado para valores de Estados Unidos, para traspasar la brecha a precios sociales de Chile se divide el valor por la tasa promedio de IVA de Estados Unidos (7%).

Se asume que los costos de mantención son los mismos para ambos casos.

Considerando la probabilidad de vida, para los vehículos livianos se consideró una vida útil promedio de 13 años. Para el caso de los taxis colectivos y básicos, se estableció en 12 años, que es el valor dado por regulación.

III.8.4 Resumen de Parámetros

- Consumo combustible 2008 vehículo convencional: 8.72 l/100km.
- % de menor consumo vehículo híbrido 2008: 23.6%
- % disminución anual consumo combustible vehículo convencional: 1.39%
- % disminución anual consumo combustible vehículo híbrido: 1.69%
- Mayor valor tecnología en 2008: $4,900 \text{ USD}(2008)/(1+7\%)$
- % disminución anual brecha de precio tecnología: 1.81%
- Vida útil: 13 años VL y 12 años taxis colectivos y básicos.
- Nivel de actividad: 16,000 km/año VL y 60,000 km/año taxis colectivos.

III.8.5 Resultados Unitarios Vehículos Livianos Particulares

La presente tabla muestra un resumen con la evolución del caso unitario para vehículos que ingresan el año respectivo.

Tabla 1.116 Indicadores unitarios por vehículo liviano particular

Indicador	Unidad	2010		2020		2030	
		Convencional	Híbrido	Convencional	Híbrido	Convencional	Híbrido
Inversión Tecnología	(USD2008 /vehículo)		4,413		3,583		2,752
Inversión Tecnología Anualizada	(USD2008 /año-vehículo)		499		\$405		\$311
Consumo Combustible Unitario	(l/100km)	8.5	6.4	7.3	5.3	6.1	4.2

Fuente: Elaboración Propia.

A continuación se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 el escenario normal. Para los escenarios alto y máximo, el costo unitario de mitigación se mantiene en valores similares, aumentando de manera casi lineal los costos y reducciones agregados.

Tabla 1.117 Indicadores agregados vehículos livianos particulares para escenario normal

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	%	1.0	1.5	2.0
Costo Anual	(MUSD/año)	1.97	7.35	6.64
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	3,872	19,126	35,500
Costo Medio de Mitigación	(USD/tCO ₂ e)	508.3	384.4	187.1

Fuente: Elaboración Propia

III.8.6 Resultados Unitarios Taxis Colectivos

Al igual que para el caso anterior, acá se muestra la evolución del caso unitario para vehículos que ingresan el año respectivo.

Tabla 1.118 Indicadores unitarios por taxi colectivo

Indicador	Unidad	2010		2020		2030	
		Convencional	Híbrido	Convencional	Híbrido	Convencional	Híbrido
Mayor Inversión	(USD2008 /vehículo)		4,413		3,583		2,752
Mayor Inversión Anualizada	(USD2008 /año-vehículo)		526		427		328
Consumo Combustible Unitario	(l/100km)	8.5	6.4	7.3	5.3	6.1	4.2

Fuente: Elaboración Propia.

Al igual que para los vehículos livianos particulares, se muestran los resultados agregados del escenario normal para los distintos años. Para los otros escenarios, el costo y reducción anual aumenta de manera lineal.

Tabla 1.119 Indicadores agregados taxis colectivos para escenario normal

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	%	10.0	15.0	20.0
Costo Anual	(MUSD/año)	-0.47	-6.47	-12.67
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	6,362	33,844	44,568
Costo Unitario de Mitigación	(USD/tCO ₂ e)	-73.9	-191.17	-284.3

Fuente: Elaboración Propia

La medida implicaría en financiar la brecha entre el vehículo convencional y el híbrido. Actualmente a los vehículos híbridos se le devuelve el valor cancelado por permiso de circulación por 2 o 4 años (dependiendo si es mayor o menor a 730 UF respectivamente). Con valores actuales, esto correspondería a 1600 USD(2009) y 2600 USD(2009) para cada caso, por lo que la medida implicaría subvencionar la diferencia entre la brecha y el beneficio que actualmente se otorga para la cantidad de vehículos que el escenario suponga.

III.8.7 Referencias y Fuentes de Datos

Bandivadekar, A., K. Bodek, et al. (2008). On the road in 2035: Reducing Transportation's Petroleum Consumption and GHG Emissions, Laboratory for Energy and the Environment - Massachusetts Institute of Technology.

Autocenter. (2009). from <http://www.autocenter.cl/>.

Samaras, Z., L. Ntziachristosa, et al. (2008). European Database of Vehicle Stock for the Calculation and Forecast of Pollutant and Greenhouse Gases Emissions with TREMOVE and COPERT. Final Report. Thessaloniki: 260.

III.9 Buses Híbridos

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Transporte	Terrestre		Renovación Vehicular

III.9.1 Descripción

La medida consiste en que cierta proporción de los buses nuevos que cada año ingresan al parque vehicular tengan tecnología híbrida.

Los buses híbridos constan de dos motores, uno eléctrico y otro de combustión interna. Comparado con los buses convencionales, reducen considerablemente el uso del motor de combustión interna, lo que se traduce en un menor gasto de combustible fósil y consecuentemente, un menor nivel de emisiones.

El *driver* para esta medida corresponde a la cantidad de buses híbridos que ingresan anualmente al parque vehicular. Esta cantidad se expresará como porcentaje del total de buses nuevos que ingresan al parque dicho año.

III.9.2 Potencial de Reducción

El nivel de emisiones en un bus de combustión interna está directamente ligado a su nivel de consumo de combustible. Mientras más eficiente sea, menores serán sus emisiones.

El consumo promedio de combustible de un bus es de 3.21 l/100 km (Samaras, Ntziachristosa et al., 2008). En base a datos de (Cofré, 2009) se determinó que un bus híbrido es en la actualidad un 30.0% más eficiente que uno convencional. Por otra parte, se utilizaron las proyecciones de mejora de eficiencia realizadas para vehículos livianos en base a los datos de (Bandivadekar, Bodek et al., 2008). Con esto, anualmente los buses convencionales se tornan un 1.39% más eficientes base al valor de 2008, mientras que los híbridos lo hacen en un 1.69%.

Se consideraron tres escenarios de penetración: normal, alto y máximo. Para el escenario normal, se supone que inicialmente un 10% de los buses que anualmente entrar al parque tengan la tecnología. Dicho porcentaje inicial se estima en 20% y 30% para los escenarios alto y máximo respectivamente. En todos los escenarios, la cifra aumenta linealmente hasta duplicarse para 2030 (20%, 40% y 60%).

III.9.3 Costos

(Cofré, 2009) estimó el mayor valor de un bus híbrido en 80,000 USD(2008) para 2008 en Chile. Además, se supone un decremento anual de la brecha tecnológica de 1,81% en base al valor de 2008 calculada en base a los datos de (Bandivadekar, Bodek et al., 2008) para

vehículos livianos. Para el cálculo se tomó en cuenta el precio social de la brecha, por lo que al valor se le sacó el IVA.

Se asume que los costos de mantención son los mismos para ambos casos. Para ambos buses se consideró una vida útil de 20 años.

III.9.4 Resumen de Parámetros

- Consumo combustible 2008 bus convencional: 3.21 l/100km.
- % de menor consumo bus híbrido 2008: 30%
- % disminución anual consumo combustible bus convencional: 1.39%
- % disminución anual consumo combustible bus híbrido: 1.69%
- Mayor valor tecnología en 2008: $80,000 \text{ USD}(2008)/(1+19\%)$
- % disminución anual brecha de precio tecnología: 1.81%
- Vida útil: 20 años
- Nivel de actividad: 90,000 km/año.

III.9.5 Resultados Unitarios

La presente tabla muestra un resumen con la evolución del caso unitario.

Tabla 1.120 Indicadores unitarios por bus

Indicador	Unidad	2010		2020		2030	
		Convencional	Híbrido	Convencional	Híbrido	Convencional	Híbrido
Mayor Inversión	(USD2008 /vehículo)		\$64,788		\$52,592		\$40,397
Mayor Inversión Anualizada	(USD2008 /año-vehículo)		\$5,648		\$4,585		\$3,522
Consumo Combustible Unitario	(l/100km)	31.2	21.7	26.7	17.9	22.3	14.1

Fuente: Elaboración Propia.

A continuación se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 para el escenario normal. Para los escenarios alto y máximo, el costo unitario de mitigación se mantiene en valores similares, con lo que los costos y reducciones anuales aumentan de manera lineal de acuerdo a la penetración.

Tabla 1.121 Indicadores agregados buses para escenario normal

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	%	10.0	15.0	20.0
Costo Anual	(MUSD/año)	-0.17	-9.6	-21.5
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	17,145	84,431	106,497
Costo Medio de Mitigación	(USD/tCO ₂ e)	-10.0	-113.2	-201.7

Fuente: Elaboración Propia

III.9.6 Referencias y Fuentes de Datos

Bandivadekar, A., K. Bodek, et al. (2008). On the road in 2035: Reducing Transportation's Petroleum Consumption and GHG Emissions, Laboratory for Energy and the Environment - Massachusetts Institute of Technology.

Cofré, A. (2009). Informe Final Diseño de Metodologías de Compensación de Emisiones para Reconversión de Tecnología Diesel a Híbrida Diesel Eléctrica en Transporte Público.

Samaras, Z., L. Ntziachristosa, et al. (2008). European Database of Vehicle Stock for the Calculation and Forecast of Pollutant and Greenhouse Gases Emissions with TREMOVE and COPERT. Final Report. Thessaloniki: 260.

III.10 Vehículos Livianos Híbridos Plug-in

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Transporte	Terrestre		Renovación Vehicular

III.10.1 Descripción

La medida consiste en que cierta proporción de los vehículos nuevos que cada año ingresan al parque de vehículos livianos particulares tengan tecnología híbrida-plug-in.

Los vehículos híbridos plug-in constan de dos motores, uno eléctrico y otro de combustión interna. Además, cuentan con una batería que se carga conectándose a la red, lo que permite circular por rangos de entre 10 a 40 millas sin usar combustible líquido. Comparado con los vehículos convencionales e incluso los híbridos clásicos, reducen el uso del motor de combustión interna, lo que se traduce en un menor gasto de combustible fósil y consecuentemente, un menor nivel de emisiones.

El *driver* para esta medida corresponde a la cantidad de vehículos híbridos plug-in que ingresan anualmente al parque vehicular. Esta cantidad se expresará como porcentaje del total de vehículos nuevos que ingresan al parque dicho año.

III.10.2 Potencial de Reducción

El nivel de emisiones de un vehículo plug-in tiene dos aristas. Por una parte las reduce al consumir menos combustible fósil, pero por otra, tiene emisiones ligadas al consumo eléctrico que necesita. En cualquier caso, las emisiones derivadas del consumo eléctrico son menores que aquellas que se dejan de emitir por el menor consumo de combustible.

El consumo promedio de gasolina de un vehículo liviano es de 8.72 l/100 km (Samaras, Ntziachristosa et al., 2008). En base a datos de (Bandivadekar, Bodek et al., 2008) y (EPRI, 2007) se determinó que un vehículo híbrido será en 2010 un 50.6% más eficiente en consumo de combustible que uno convencional. Para las proyecciones del aumento de la eficiencia se usaron las proyecciones basadas en (Bandivadekar, Bodek et al., 2008). Con esto, anualmente los vehículos convencionales se tornan un 1.39% más eficientes en uso de combustible, mientras que los con tecnología lo hacen en un 1.69%.

Por su parte, un vehículo plug-in tiene un consumo eléctrico promedio de 0.95 kWh/km para 2010 y se proyecta que el consumo eléctrico vaya disminuyendo en un 0.46% anual (EPRI, 2007). Los vehículos convencionales no tienen asociado un consumo eléctrico.

Se consideraron tres escenarios de penetración: normal, alto y máximo. Para el escenario normal, se supone que inicialmente un 1% de los vehículos livianos particulares que anualmente entrar al parque tengan la tecnología. El porcentaje inicial se estima en 2% y 3% para los escenarios alto y máximo respectivamente. En todos los escenarios, la cifra aumenta linealmente hasta duplicarse para 2030 (2%, 4% y 6%).

III.10.3 Costos

(Kliesch y Langer, 2006) estima que el valor de la tecnología híbrida plug-in será de 15,000USD(2008) en EEUU.

Por otra parte, (Bandivadekar, Bodek et al., 2008) considera que para el 2035, dicha brecha será de 5,900 USD(2008) Con esto, se supone un decremento anual de la brecha tecnológica de 2.43% en base al valor inicial. Para estimar el mayor costo de inversión base, se dividieron los 15,000 USD(2008) por el valor del IVA de Estados Unidos.

Se asume que los costos de mantención son los mismos para ambos casos.

Se utilizó la vida útil promedio de los vehículos livianos en Chile: 13 años.

III.10.4 Resumen de Parámetros

- Consumo combustible actual vehículo convencional: 8.72l/100km.
- % de menor consumo vehículo híbrido plug-in actual: 50.6%
- % disminución anual consumo combustible vehículo convencional: 1.39%
- % disminución anual consumo combustible vehículo híbrido plug-in: 1.69%
- Consumo eléctrico vehículo convencional: 0 kWh/km
- Consumo eléctrico vehículo híbrido plug-in para 2010: 0.95 kWh/km
- % disminución anual consumo eléctrico vehículo híbrido plug-in: 0.46%
- Mayor valor tecnología actual: 15,000 USD(2008)/(1+7%)
- % disminución anual brecha de precio tecnología: 2.43%
- Vida útil: 13 años
- Nivel de actividad: 16,000 km/año.

III.10.5 Resultados Unitarios

La presente tabla muestra un resumen con la evolución del caso unitario.

Tabla 1.122 Indicadores unitarios por vehículo

Indicador	Unidad	2010		2020		2030	
		Convencional	Híbrido	Convencional	Híbrido	Convencional	Híbrido
Mayor Inversión	(USD2008 /vehículo)		13,338		9,936		6,535
Mayor Inversión Anualizada	(USD2008 /año-vehículo)		1,507		1,122		738
Consumo Combustible Unitario	(l/100km)	8.5	4.2	7.3	3.4	6.1	2.7
Consumo Energía Unitario	(kWh/km)	0.0	0.0944	0.0	0.0901	0.0	0.0857

Fuente: Elaboración Propia.

A continuación se presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2010, 2020 y 2030 el escenario normal. Para los escenarios alto y máximo, el costo unitario de mitigación se mantiene en valores similares, con lo que los costos y reducciones anuales aumentan de manera lineal de acuerdo a la penetración.

Tabla 1.123 Indicadores agregados vehículos para escenario normal

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
	%	1.0	1.5	2.0
Costo Anual	(MUSD/año)	5.37	20.31	21.30
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	4,219	17,309	25,937
Costo Medio de Mitigación	(USD/tCO ₂ e)	1,272	1,173	821.3

Fuente: Elaboración Propia

III.10.6 Referencias y Fuentes de Datos

Bandivadekar, A., K. Bodek, et al. (2008). On the road in 2035: Reducing Transportation's Petroleum Consumption and GHG Emissions, Laboratory for Energy and the Environment - Massachusetts Institute of Technology.

EPRI (2007). Environmental Assessment of Plug-In Hybrid Electric Vehicles.

Kliesch, J. and T. Langer (2006). Plug-In Hybrids: An environmental and economic performance outlook.

Samaras, Z., L. Ntziachristosa, et al. (2008). European Database of Vehicle Stock for the Calculation and Forecast of Pollutant and Greenhouse Gases Emissions with TREMOVE and COPERT. Final Report. Thessaloniki: 260.

Anexo IV. Análisis de medidas – Sector Industrial

IV.1 Motores Nuevos Eficientes

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Industrias			Eficiencia Energética

IV.1.1 Descripción

Se evalúa el cambio de estándar de consumo para motores nuevos exigiendo al comprador adquirir un motor eficiente. En caso de que el motor pueda utilizar un VSD (dispositivo variador de velocidad) este debe ser incorporado.

El método de cálculo consistió en estimar consumos, costos y reducciones de emisiones unitarias según distintos atributos de un motor, para luego multiplicar estos valores por el número de motores que se estima ingresan al parque y los que se renuevan.

El driver para esta medida corresponde a la cantidad de motores incorporados al parque, incluidos los motores que se renuevan naturalmente.

IV.1.2 Potencial de Reducción

La reducción de emisiones se calculó en base a la diferencia de consumo eléctrico de un motor estándar versus un motor eficiente (con o sin VSD). El análisis unitario de consumo eléctrico se calculó según horas de operación al año, factor de carga, potencia y eficiencia energética del motor. La siguiente tabla presenta las eficiencias para un motor estándar (Nema 10-12) y un motor eficiente (Nema Premium):

Tabla 1.124. Eficiencia de motores según potencia (%)

Potencia (HP)	Estándar	Premium
5	87.6	90.3
10	89.6	91.8
15	91.1	92.5
20	91.1	93.1
25	92.5	93.7
30	92.5	93.7
50	93.1	94.6
75	94.2	95.5
100	94.6	95.5

Fuente: Elaboración Propia en base a PRIEN 2006

El número de motores nuevos que ingresan al parque se estimó en función del aumento de la demanda eléctrica en el tiempo (ver capítulo de proyección del consumo eléctrico), asumiendo que estos son responsables del 70% del consumo industrial (PRIEN, 2006) para Chile, este valor también corresponde al utilizado en (Johnson, Alatorre et al., 2009). La

distribución del parque de motores según subsector¹⁵, potencia y tipo de motor se calculó a partir del parque reportado por (PRIEN, 2006). Luego, para calcular el número de motores nuevos se dividió el aumento de consumo total debido a motores por el consumo unitario por motor calculado en el análisis unitario.

Este estudio estima el parque en 320.600 motores a nivel nacional al año 2020. En cuanto al número de motores a recambiar se evaluaron tres escenarios de penetración: 70%, 90% y 100% del total, los que corresponden a penetración normal, alta y máxima respectivamente.

Considerando las reducciones unitarias (tCO₂e/año) presentadas en la Tabla 1.125, y que la medida es aplicada sobre la totalidad de los motores nuevos que ingresan al parque (Tabla 1.126), el potencial máximo de reducción se estima en 564.000 ton/año al año 2020.

Tabla 1.125. Reducciones unitarias por potencia (HP) y norma al año 2020 (tCO₂e/año) ¹⁶

Potencia (HP)	Premium	Premium+VSD
5	0,3	1,6
10	0,4	3,1
15	0,4	4,4
20	0,7	6,1
25	0,5	7,2
30	0,6	8,6
50	1,3	14,5
75	1,7	21,2
100	1,5	27,6

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 1.126. Número de motores nuevos por potencia (HP) y norma acumulado al año 2020

Potencia (HP)	Premium	Premium+VSD
5	142.600	47.550
10	18.480	6.942
15	18.480	6.942
20	18.480	6.942
25	8.114	3.515
30	8.114	3.515
50	8.114	3.515
75	7.108	2.549
100	7.108	2.549
Total	236.600	84.020

Fuente: Elaboración Propia en base a PRIEN 2006

Los datos y supuestos considerados para el análisis de reducción de emisiones unitario y para la estimación del número de motores nuevos se listan a continuación:

¹⁵ En los supuestos se detalla la relación entre los subsectores definidos en el presente informe y los grupos definidos en PRIEN (2006). Caracterización del parque actual de motores eléctricos en Chile. Estudio realizado para la Subsecretaría del Ministerio de Minería.

¹⁶ Reducciones promediadas por tipo de motor e industria

- El paralelo entre los grupos definidos por (PRIEN, 2006) y los subsectores asociados a Industria y Minería utilizados en el presente estudio es el siguiente: Pequeña y Mediana Empresa corresponde a Industrias Varias y Minería del Cobre corresponde a Industria del Cobre. El resto de los subsectores corresponden a la Gran Industria y otra Minería.
- Ahorro en el consumo energético por uso del VSD es de 35% para bombas y de 15% para compresores, correas y ventiladores. Para otro tipo de motores no se consideró la instalación de un VSD (valores según (PRIEN, 2006)).
- Para la Pequeña y Mediana Empresa, la gran Minería del Cobre y la Gran Industria y otra Minería se asumieron 3.300, 7.500 y 7.500 horas de uso promedio anual respectivamente
- Se asumió un factor de carga de 0,65 para la Pequeña y Mediana Empresa y la Gran Industria y otra Minería y de 0,6 para la Gran Minería del Cobre. Valores según (PRIEN, 2006).
- Se asume pueden instalarse variadores de velocidad en el 60% de las bombas, correas y ventiladores nuevos y en el 30% de los compresores nuevos. Para otro tipo de motores se supone imposible incorporar un VSD (valores según (PRIEN, 2006)).
- Se estima que el 100% de los motores nuevos son eficientes (Nema Premium).
- Se asume un factor de emisión (kgCO₂e/Kwh) de 1,11 para el SING y 0,44 para el SIC al año 2008, asignando el factor de emisión del SING a la industria del cobre y a las demás industrias el factor de emisión del SIC.

IV.1.3 Costos

Los costos de inversión unitarios corresponden a los reportados en (PRIEN 2006). Para los costos de operación se consideró solamente el consumo eléctrico. La siguiente tabla presenta los costos de inversión de un motor convencional y un motor eficiente (con y sin VSD).

Para el cálculo de costos se consideró lo siguiente:

- Vida útil de un motor: 15 años.
- Tasa de descuento: 6%.
- Para pasar pesos chilenos del 2006 al dólar se utilizó el valor del dólar promedio de 2006 (\$522 por dólar) y un deflactor del dólar de 1,047.

Tabla 1.127. Costos de Inversión de un motor convencional y un motor eficiente, con y sin VSD según potencia (HP) (USD del 2008)

Potencia (HP)	Estándar	Premium	Premium+VSD
5	716.3	759.3	2,146.6
10	1,086.1	1,146.8	3,520.0
15	1,495.2	1,581.3	4,286.4
20	1,818.1	1,939.4	5,545.8
25	2,231.0	2,505.0	7,014.6
30	2,661.5	2,974.7	8,384.9
50	3,757.5	4,501.1	10,136.9
75	7,103.9	8,728.3	17,191.9
100	9,295.8	10,000.3	21,626.1

Fuente: Elaboración Propia a partir de (PRIEN 2006)

IV.1.4 Resultados

A continuación se presentan resultados agregados para la totalidad de los motores nuevos correspondientes a los años 2020, 2025 y 2030 considerando el potencial máximo de reducción.

Tabla 1.128. Indicadores Agregados

Indicador	Unidad	2020	2025	2030
Penetración	Número equipos	320.600	424.300	514.300
	%	100%	100%	100%
Costo Anual	MUSD/año	-7.5	-42.5	-63
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	82,244	497,714	781,562
Costo Medio de Mitigación	USD/tCO ₂ e	-90.6	-85.3	-80.6

Fuente: Elaboración Propia

IV.1.5 Referencias y Fuentes de Datos

Jhonson, T. (2009). "Estudio Medex."

PRIEN (2006). Caracterización del parque actual de motores eléctricos en Chile.

IV.2 Adelanto Recambio Motores Eficientes

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Industrias			Eficiencia Energética

IV.2.1 Descripción

Se evalúa el recambio de un motor existente (Estándar) por otro de mejor tecnología (Premium). A aquellos motores eficientes a los que les puede incorporar un variador de velocidad, se les incorpora.

El método de cálculo consistió en estimar consumos, costos y reducciones de emisiones unitarias según distintos atributos de un motor, para luego multiplicar estos valores por el número de motores que se estima se recambian.

El *driver* para esta medida corresponde a la cantidad de motores recambiados.

IV.2.2 Potencial de Reducción

La reducción de emisiones se calculó en base a la diferencia de consumo eléctrico de un motor estándar versus un motor eficiente (con o sin VSD). El análisis unitario de consumo eléctrico se calculó según horas de operación al año, factor de carga, potencia y eficiencia energética del motor.

El número de motores en uso se estimó en función de la demanda eléctrica actual, asumiendo que estos son responsables del 70% del consumo ((PRIEN, 2006) para Chile, este valor también corresponde al utilizado en (Jhonson, 2009; Johnson, Alatorre et al., 2009)). La distribución del parque de motores según subsector¹⁷, potencia y tipo de motor se calculó a partir del parque reportado por (PRIEN, 2006). Luego, para calcular el número de motores en uso se dividió el aumento de consumo total debido a motores, por el consumo por motor calculado en el análisis unitario.

Este estudio estima el parque en 30.470 motores a nivel nacional al año 2020. En cuanto al número de motores a recambiar se evaluaron tres escenarios de penetración: 10%, 30% y 100% del total, los que corresponden a penetración normal, alta y máxima respectivamente.

Considerando las reducciones unitarias (tCO₂e/año), y que la totalidad de los motores de tecnología estándar que actualmente se encuentran en uso son reemplazados por motores

¹⁷ En los supuestos se detalla la relación entre los subsectores definidos en el presente informe y los grupos definidos en PRIEN (2006). Caracterización del parque actual de motores eléctricos en Chile. Estudio realizado para la Subsecretaría del Ministerio de Minería.

eficientes (Tabla 1.129), esto asumiendo el escenario de penetración máximo, el potencial de reducción es de 52,000 tCO₂e/año al año 2020.

Tabla 1.129. Número de motores recambiados por potencia (HP) y norma al año 2020

Potencia (HP)	Premium	Premium+VSD
5	13.280	4828
10	1.731	666
15	1.731	666
20	1.731	666
25	775	330
30	775	330
50	775	330
75	695	233
100	695	233
Total	22.190	8.282

Fuente: Elaboración Propia en base a PRIEN 2006

Los datos y supuestos considerados para el análisis de reducción de emisiones unitario y para la estimación del número de motores recambiados se listan a continuación son los mismos considerados para la medida anterior.

IV.2.3 Costos

Los costos de inversión unitarios corresponden a los reportados en (PRIEN 2006) y para los costos de operación se consideró solamente el consumo eléctrico. Ya que existe un adelantamiento de la decisión de compra, la situación base (sin aplicación de la medida) involucra una inversión futura en función de los años de vida útil restantes del motor, por lo tanto, los costos incrementales variarán según la antigüedad del motor recambiado.

Para el cálculo de costos se consideró lo siguiente:

- Vida útil de un motor: 15 años.
- Tasa de descuento: 6%.
- Antigüedad uniforme del parque en uso.

IV.2.4 Resultados

A continuación se presentan resultados agregados para la totalidad de los motores que adelantan el recambio correspondientes a los años 2020, 2025 y 2030 considerando el potencial máximo de reducción.

Tabla 1.130. Indicadores Agregados

Indicador	Unidad	2020
Penetración	Número equipos	30,470
	%	100%
Costo Anual	MUSD/año	0.7
Reducción Anual	(tCO ₂ e/año)	52,027
Costo Unitario de Mitigación	USD/tCO ₂ e	13.55

Fuente: Elaboración Propia

IV.2.5 Referencias y Fuentes de Datos

Jhonson, T. (2009). "Estudio Medex."

PRIEN (2006). Caracterización del parque actual de motores eléctricos en Chile.

IV.3 Cogeneración

Sector	Sub Sector	Categoría	Tipo de Medida
Industrial y minero		Cogeneración	Eficiencia Energética

IV.3.1 Descripción

La medida consiste en instalar sistemas de Cogeneración en la industria, aprovechando parte del calor que normalmente es disipado, para generar electricidad, lo que satisface el consumo eléctrico de la industria y eventualmente podría venderse al sistema interconectado. La principal ventaja del sistema es que no consume combustible adicional (al considerar los dos sistemas convencionales: generación de electricidad, y producción de calor), por lo que permite generar electricidad a un costo sustancialmente menor al de otras centrales térmicas. De acuerdo a (EVE, 2010) si consideramos como situación base un sistema convencional (generación eléctrica + producción calor industrial) es posible reducir el consumo de energía primaria en aproximadamente 35%.

Se considera la instalación de nuevas centrales de cogeneración en el tiempo, aumentando la capacidad instalada en 80 MW al 2015 (4 centrales de 20MW) y en 100MW adicionales al 2020 (5 centrales de 20MW). El sistema de cogeneración considerado para el análisis consiste en 2 equipos Solar Mars 100 que tienen una potencia eléctrica de 20.878 kWe. Al 2008 la capacidad instalada era de 456MW (CNE, 2009e), lo que implica un crecimiento al 2030 de un 41%.

Una planta de cogeneración de 20 MW de potencia tiene una eficiencia eléctrica turbina-generator de 31.9% considerando operación a plena carga (100% de la capacidad de los equipos). Una planta de cogeneración tiene un factor de planta entorno a un 90% (CNE, 2004). Esto es a nivel teórico, en la práctica suele ser menor, para este estudio se tomo de referencia el factor de planta del sistema de cogeneración al 2008, a partir del Balance Nacional de Energía 2008 (CNE, 2009e) , el cual es de un 77,6%. Por otro lado, de acuerdo a (EVE, 2010) para un sistema de cogeneración, 100 unidades de energía primaria podrían entregar 30 unidades de electricidad , 55 unidades en forma de calor y 15 unidades de pérdidas. En cambio, en un sistema convencional, para entregar el mismo calor y electricidad se necesitarían 153 unidades de energía primaria (92 unidades para un sistema de generación eléctrica y 61 unidades para un sistema de producción de vapor/agua caliente).

De acuerdo a éste análisis, al 2030, se alcanzaría una generación adicional anual de 1277GWh para un escenario conservador y de 3262GWh para un escenario de alta penetración.

El driver para esta medida es la capacidad instalada de cogeneración industrial, en MWe instalados.

IV.3.2 Potencial de Reducción

La reducción de emisiones de esta medida está ligada a que la reducción de emisiones por consumo eléctrico de la red interconectada es mayor que las emisiones producidas por un aumento del consumo de energía primaria en el proceso industrial.

La posibilidad de penetración de la medida depende del potencial de cogeneración de la Industria. Gamma Ingenieros S.A (2004) proyectó el 2004 un potencial al 2005 de cogeneración a nivel del país de 926 MWe, equivalentes a 7328 GWh/año, del cual se implementó alrededor de la mitad de dicho potencial. Es evidente que el potencial crece con el crecimiento de la actividad industrial, por lo que al 2008 debe superar los 1000MWe y solo hay una capacidad instalada de 456MWe, que generan 3098 GWh.

La medida representa una estimación bastante conservadora, en relación al potencial real. La incorporación de nuevas plantas cogeneradoras se asume considerando los incentivos por el lado de la eficiencia y por el lado de estar excluidas de la futura norma de emisiones para termoeléctricas (de acuerdo a la información disponible a la fecha). La eventual regulación de emisiones de calderas, sin embargo, podría ser un freno a la expansión de este tipo de plantas.

Un escenario de alta penetración sería considerar el aprovechamiento total del potencial existente al 2005 , es decir 926 MWe, instalando 480MWe capaces de generar 3262 GWh. Lo que no implica el uso total de la capacidad real, ya que en el tiempo el potencial deberá crecer junto con el desarrollo industrial.

Se asume para la presente evaluación que el proceso industrial reemplazado utiliza Gas Natural como combustible base, el cual se mantendrá para alimentar al equipo de cogeneración instalado, aumentando el consumo de este en un 64%.

IV.3.3 Costos

Gamma Ingenieros S.A (2004) estima los costos de inversión y de O&M, para plantas de cogeneración de diversas dimensiones, tomando como referencia los valores para la planta de 20 MW de Potencia Eléctrica (2 Solar Mars 100 kW), se evaluó la medida en la Tabla 1.131:

Tabla 1.131 Datos Planta 20 MW

Item	Unidades	Planta de Cogeneración
Aumento Consumo Energía Primaria	kWh/año	184,394,862
Generación eléctrica	kWh/año	141,842,202
Inversión	USD 2004/planta	13,830,650
Potencia Instalada	kW	20,878
Inversión por Potencia	USD 2004/kW	662
Vida útil	años	20
Inversión Anualizada	USD 2008/kWh-año	0.0095
Costo OyM	USD 2008/kWh	0.0148
Costo Neto	USD 2008/kWh	0.0243
Costo Total	MUSD2008/planta-año	3,5

Fuente: Elaboración Propia en base a (Gamma Ingenieros S.A, 2004)

NOTA: Costo Total no considera ahorro por electricidad ni aumento de costo por consumo adicional de combustible.

Se asume que los costos se mantendrán constantes en el tiempo, ya que se trata de una tecnología madura.

IV.3.4 Resumen de Parámetros

- Aumento de cogeneración industrial al 2030 un 41%
- Factor de Planta promedio: 77.6 %
- Vida útil de Plantas de cogeneración: 20 años

IV.3.5 Resultados Unitarios

La Tabla 1.132 muestra los resultados unitarios para el año 2010. Como se asume que no hay cambio de costos, esto se aplica para todo el periodo de evaluación.

Tabla 1.132 Indicadores unitarios por Planta de 20 MW

Indicador	Unidad	Línea Base	Cogeneración	Incremento
Inversión Inicial	(MUSD2008/planta 20MWe)	0	15.43	15.43
Inversión Anualizada	(MUSD2008/planta 20 MWe-año)	0	1.34	1.34
Costo OyM	(USD2008/kWhe)	0	0.0148	0.0148
Generación Electricidad	(kWh/planta20MW-año)	0	-141,842,202	-141,842,202
Aumento Consumo Gas Natural	(kWh/planta20MW-año)	0	184,394,862	184,394,862
Ingreso por Ahorro Electricidad	(USD2009/Planta 20MW-año)	0	-10,250,781	-10,250,781
Costo Adicional Gas Natural	(USD2009/Planta 20MW-año)	0	23,607,195	23,607,195
Costo Total Unitario	(USD2009/MWhe-año)	0	0.118	0.118
Reducción Emisiones	(tonCO2e/kWhe-año)	0	0.169	0.169
Costo reduccion CO2e	(USD/tCO2red)			700.8

Fuente: Elaboración Propia: Se ha considerado un costo de electricidad de referencia para el sector industrial de USD2009 0.072/kWh, y una emisión unitario de 0.431 tCO2/kWh para realizar los cálculos. Para el Gas Natural se consideró un precio para el sector industrial al año 2030 de USD2009 0.116/kWh y una emisión unitaria de 0.201 tCO2e/kWh.

La Tabla 1.133 y la Tabla 1.134 presentan los resultados agregados, con resultados correspondientes a los años 2020 al 2030.

Tabla 1.133 Indicadores Agregados Escenario Normal

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	Número centrales agregadas	-	9	9
	% de la capacidad total	0%	29%	29%
Costo Anual	MUSD2008/año	-	128.8	151.2
Reducción Anual	(tCO2e/año)	-	168.4	215.8
Costo Unitario de Mitigación	USD2008/tCO2e	-	764.6	700.9

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 1.134 Indicadores Agregados Escenario Máximo

Indicador	Unidad	2010	2020	2030
Penetración	Numero centrales agregadas	-	14	23
	% de la capacidad total	0%	39%	51%
Costo Anual	MUSD2008/año	-	200.3	386.5
Reducción Anual	(MtCO ₂ e/año)	-	262	551.4
Costo Unitario de Mitigación	USD2008/tCO ₂ e	-	764.6	700.9

Fuente: Elaboración Propia

IV.3.6 Referencias y Fuentes de Datos

Gamma Ingenieros S.A (2004). Evaluación del desempeño operacional y comercial de centrales de cogeneración y estudio del potencial de cogeneración en Chile. Estudio elaborado para CNE.

CNE (2009e). Balance Nacional de Energías 2008.

EVE (Ente Vasco de la Energía) (2010). Cogeneración. Disponible en: <http://www.eve.es/web/Eficiencia-Energetica/Cogeneracion/Como-funciona/Cogeneracion-A.aspx>