

# IMPACTO DE LA AGENDA DE ENERGÍA EN LA MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO

DESARROLLADA PARA LA SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA

**INFORME FINAL – 14/05/2015**

**ENERGY TO BUSINESS SPA**

**RIVER CONSULTORES**



**RIVER**  
consultores

Apoyando el desarrollo  
sustentable del país

**1 TABLA DE CONTENIDO**

1	TABLA DE CONTENIDO .....	2
2	LISTADO DE FIGURAS .....	3
3	RESUMEN EJECUTIVO.....	5
4	INTRODUCCIÓN.....	8
5	OBJETIVOS DEL ESTUDIO.....	9
5.1	OBJETIVO GENERAL.....	9
5.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	9
6	METODOLOGÍA DE TRABAJO .....	10
6.1	Identificación de medidas dentro de la Agenda.....	11
6.2	Determinar referencia de comparación.....	12
6.3	Presentación de las Medidas de Mitigación.....	27
7	RESUMEN DE RESULTADOS.....	38
7.1	Resultados por escenario .....	41
7.2	Detalle de Resultados.....	43
8	Análisis Costo Beneficio de Escenarios de Medidas de Mitigación de la Agenda.....	63
9	Análisis de incertidumbre .....	71
10	Conclusiones.....	74
11	Bibliografía.....	76
12	ANEXOS.....	77

## 2 LISTADO DE FIGURAS

Figura 1 Emisiones Directas de CO <sub>2</sub> eq para diversos sectores – Año 2010.....	8
Figura 2 Etapas de Metodología.....	10
Figura 3: Consumo de Energía Final (GWh) Fuente: Elaboración propia en base a Proyecto MAPS Chile .	15
Figura 4 Consumo de energéticos (GWh) .....	16
Figura 5: Consumo de Electricidad para SING y SIC (GWh).....	16
Figura 6 Emisiones de CO <sub>2</sub> eq Línea Base .....	17
Figura 7 Evolución de Capacidad SIC y SING .....	19
Figura 8 Evolución por tipo de capacidad SIC .....	19
Figura 9 Evolución por tipo de capacidad SING.....	20
Figura 10 Evolución de la generación bruta por sistemas.....	20
Figura 11 Evolución de participación de generación SIC.....	21
Figura 12 Evolución de participación de generación SING.....	21
Figura 13 Consumo de GNL en el sistema SIC y SING.....	22
Figura 14 Evolución de participación de ERNC.....	23
Figura 15 Emisiones de CO <sub>2</sub> eq sector electricidad .....	23
Figura 16: Consumo de Electricidad de la Isla de Pascua (MWh) Fuente: Elaboración Propia.....	24
Figura 17: Consumo de Electricidad del Archipiélago Juan Fernández Fuente: Elaboración Propia .....	25
Figura 18: Consumo de Electricidad de Sistemas Aislados de Magallanes Fuente: Elaboración Propia ....	26
Figura 19: Consumo Eléctrico Islas Desertores Fuente: Elaboración Propia.....	27
Figura 20: Interconexión SIC-SING .....	31
Figura 21 Secuencia de evaluación de impactos Escenario EE.....	41
Figura 22 Resultado de reducción de emisiones totales (Demanda final y generación) .....	44
Figura 23 Variación de Capacidad instalada de energía eléctrica Línea Base versus Escenario Generación .....	46
Figura 24 Generación de energía eléctrica SIC Escenario Generación.....	47
Figura 25 Generación de energía eléctrica SING Escenario Generación.....	47
Figura 26 Generación de energía eléctrica Línea Base versus Escenario Generación .....	48
Figura 27 Flujos de interconexión de sistemas eléctricos Escenario Generación.....	48
Figura 28 Transferencia de energía desde el SING hacia SIC versus generación hídrica del SIC. Escenario Generación .....	49
Figura 29 Emisiones de CO <sub>2</sub> eq Línea Base versus Escenario Generación.....	49
Figura 30 Consumo de energía final Línea Base versus Escenario EE .....	51
Figura 31 Emisiones de Gases Efecto Invernaderos asociadas a demanda final .....	51
Figura 32 Demanda de energía eléctrica Línea Base versus Escenario EE .....	52
Figura 33 Emisiones de GEI del Sector Generación Línea Base versus Escenario EE .....	52
Figura 34 Demanda de Energía Final con escenarios de Agenda.....	53
Figura 35 Variación de Capacidad instalada de energía eléctrica Línea Base versus Agenda .....	54
Figura 36 Generación de energía diferencias con línea base.....	55
Figura 37 Flujos de interconexión de sistemas eléctricos Escenario Agenda .....	56

Figura 38 Emisiones de GEI de los Sectores de Demanda Final .....	56
Figura 39 Emisiones de GEI de la Generación Eléctrica de Escenarios .....	57
Figura 40 Emisiones de Gases Efecto Invernadero Totales (Demanda Final + Generación).....	58
Figura 41 Escenario Línea Base, Generación y Cuenca .....	60
Figura 42 Consumo de energía y participación de ERNC .....	61
Figura 43 Emisiones Línea base versus Escenario de Mitigación .....	62
Figura 44 Emisiones línea base versus escenario con Agenda.....	63
Figura 45 Emisiones línea base y del escenario con Agenda .....	64
Figura 46 Emisiones Línea base y de Escenario con Agenda.....	65
Figura 47 Curva de abatimiento .....	73
Figura 48: Proyección del factor de modulación del gas natural al 90% de confianza. Fuente: Elaboración Propia .....	75
Figura 49: Distribuciones de salida de etiquetado de calefont Fuente: Elaboración Propia .....	76
Figura 50 Proceso de identificación de medidas.....	81
Figura 51 Actores Claves en los que descansa la ejecución del 80/20 de las medidas e instrumentos de la Agenda de Energía.....	85
Figura 52 Información consultada en entrevistas .....	86
Figura 53 Interconexión SIC-SING .....	99
Figura 54: Consumo de Energía Final Sectores Comercial, Público y Residencial Fuente: Elaboración propia .....	126
Figura 55: Participación Combustibles Sector Comercial Fuente: Proyecto MAPS Chile.....	126
Figura 56: Participación Combustibles Sector Público Fuente: Proyecto MAPS Chile .....	127
Figura 57: Participación Combustibles Sector Público Fuente: Proyecto MAPS Chile .....	127
Figura 58: Emisiones de Gases Efecto CPR Fuente: Proyecto MAPS Chile.....	128
Figura 59: Consumo de Energía Final Sectores Industria y Minería Fuente: Proyecto MAPS Chile.....	130
Figura 60: Participación Combustibles Sector Industria y Minería Fuente: Proyecto MAPS Chile .....	130
Figura 61: Participación Combustibles Minería del Cobre Fuente: Proyecto MAPS Chile .....	131
Figura 62: Emisiones de Gases Efecto Sectores Industria y Minería Fuente: Proyecto MAPS Chile.....	131
Figura 63: Factores de planta hídricos de pasada del SIC (%) Fuente: Elaboración propia, (MAPS, 2015) .....	140
Figura 64: Factores de planta hídricos de embalse del SIC (%) Fuente: Elaboración propia, MAPS Chile	141
Figura 65: Estructura del módulo de demanda del modelo Fuente: Elaboración propia.....	145

### 3 RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe muestra los resultados de evaluación del potencial impacto de la Agenda de Energía y su efecto en la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El análisis presenta los impactos en los sectores Industria y Minería, Comercial, Público, Residencial y Transporte, es decir, en la demanda final, y también aquellos impactos asociados al sector de generación de electricidad. Adicionalmente, se analizan los costos y beneficios asociados de las medidas, y se ilustra en una medida, la incertidumbre asociada a estos resultados.

El objetivo del presente estudio es observar el impacto de las medidas de la Agenda de Energía, versus una situación de Línea Base, construida en base a aquellas políticas ya implementadas, antes de la publicación de la Agenda. Por lo tanto, este estudio busca determinar los efectos adicionales que produce esta política en el país, especialmente en lo referido a las emisiones de GEI. Es por ello que la Ley de ERNC o el impuesto al carbono para estos efectos, se considera dentro de la Línea Base del estudio.

El ejercicio realizado, contempla la revisión exhaustiva de la agenda, detectando 17 medidas que de ejecutarse como están declaradas, tendrían un impacto relevante en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero nacionales. De implementarse las 17 medidas de la agenda seleccionadas, se obtendría una mitigación acumulada de 200 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq (MMtCO<sub>2</sub>eq), durante el periodo 2014-2030 (Figura 1, Tabla 1).

Para el caso de las medidas asociadas a la demanda final, esta mitigación corresponde a 109 MM tCO<sub>2</sub>eq, mientras que el efecto en el sector generación corresponde a 91 MMtCO<sub>2</sub>eq de reducción. De lo anterior, cabe destacar que el efecto de mitigación principal se produce en el sector de demanda final, tanto por medidas específicas, como por el ahorro de energía eléctrica asociado a las medidas de demanda final, aun cuando estas reducciones se contabilicen en el sector de generación.

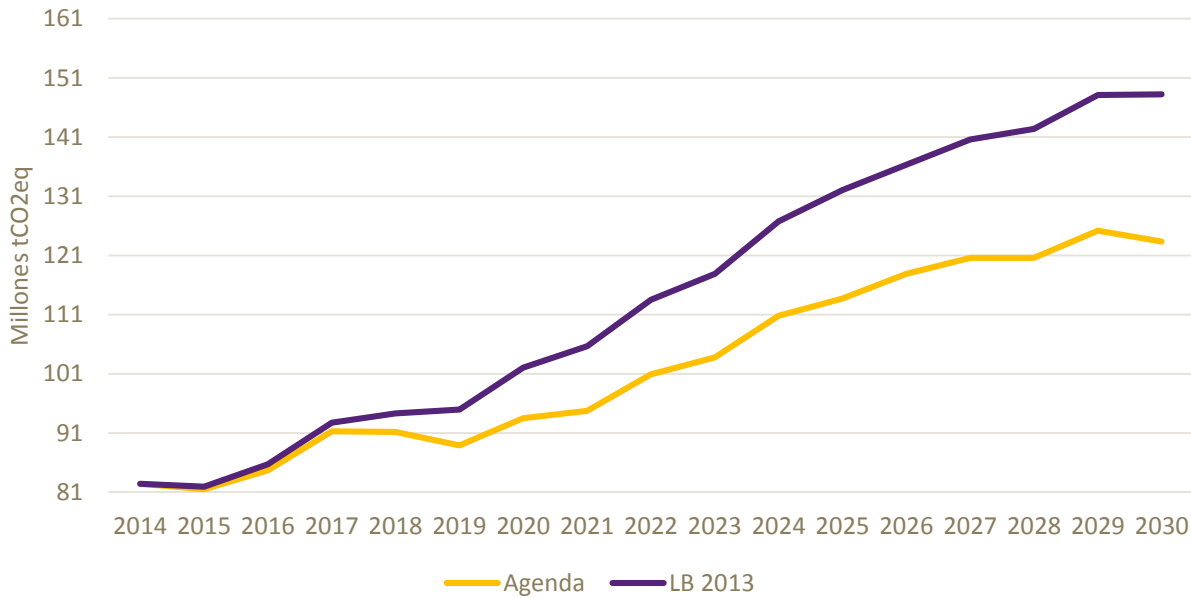
Según los resultados del estudio, la Agenda permitiría reducir en un 8% las emisiones de GEI para el año 2020 (reducción anual no acumulada) llegando a un valor de 17% para el año 2030 (Tabla 1), respecto de la Línea Base establecida para este estudio.

**Tabla 1 Resultados de emisiones totales acumulada en el periodo 2014-2030, millones de toneladas de CO<sub>2</sub>**

Escenario	Área	MMtCO <sub>2</sub> eq acumulado		Reducción Total acumulada	% reducción año respecto LB		
		Demanda Final	Generación		2020	2025	2030
<b>Agenda</b>	SIC-SING	-109	-91	-200	-8%	-14%	-17%

Fuente: Elaboración Propia

La evolución de la mitigación en el tiempo para ambos sectores, se presenta a continuación.



**Figura 1 Resultado de reducción de emisiones totales (Demanda final y generación)**  
Fuente: Elaboración Propia

La Agenda se asocia a inversiones adicionales al esfuerzo actual, que ayudan a reducir la demanda energética. En el caso eléctrico, esta menor demanda se traduce en un menor requerimiento de la expansión de capacidad y de costos de operación. Los costos de inversión (tanto públicos como privados) en valor presente descontados al 6%, aumentan en casi 11 mil Millones de dólares en el caso de la demanda final y se reduce en 2.800 Millones de dólares para la generación eléctrica, debido a la menor demanda eléctrica respecto del caso base. En lo referido a los costos operacionales (principalmente combustible), tanto para los sectores de demanda final como de generación eléctrica, éstos reducen sus consumos llegando a ahorrar conjuntamente casi 27 mil Millones de dólares. Como consecuencia, el abatimiento de gases efecto invernadero derivado de la agenda, posee un costo de reducción de emisiones de -158 USD/tCO<sub>2</sub>eq, lo cual indica que las medidas son costo eficientes. Es importante indicar que estos resultados son de carácter referencial y exploratorio (Tabla 2).

El detalle del desarrollo del proyecto y los principales supuestos se presentan a continuación.

Tabla 2 Escenario Agenda

Medida (Millón USD de 2014)	Agenda
Costo Inversión Demanda (Privado)	11.235
Costo Inversión Demanda (Público)	406
Costo Inversión Generación (Privado)	-2.835
Costo Inversión Generación (Público)	3
Total Costo Inversión (1)	8.809
Ahorro Demanda	-22.648
Ahorro Generación	-4.271
Total Ahorro Operacional (2)	-26.919
Total VPN (1)+(2)	-18.110
VPN Emisiones CO2 (millones CO2)	114,2
Costo Abatimiento (USD/tCO2eq)	-158,5
Datos Inversión Anualizado solo Demanda Privado (16 años al 6%)	1112/año
Datos Inversión Anualizado solo Demanda Público (16 años al 6%)	40/año

Fuente: Elaboración Propia

## 4 INTRODUCCIÓN

El presente informe corresponde a la entrega final del proyecto “Impacto de la Agenda de Energía en la mitigación del cambio climático. En éste se analizan detalladamente los resultados de línea de base utilizada y las medidas de mitigación identificadas en la Agenda de Energía, con foco en su potencial para la mitigación de gases de efecto invernadero. La agenda de energía presentada por el ministerio, posee diversos ejes y medidas asociadas, las cuales pueden producir una reducción o un aumento de las emisiones de GEI, situación que es dilucidada mediante el presente estudio.

En este estudio, el análisis se basa en la modelación de sistemas energéticos de largo plazo y de emisiones de gases efecto invernadero mediante el uso de escenarios. La construcción de escenarios requiere de la integración de fenómenos de largo plazo (incluyendo demográficos, tecnológicos o tendencias de ecosistemas) con otros de corto plazo (como cambios en precios o shocks en la disponibilidad de un combustible).

Es crucial destacar que los escenarios no necesariamente tienen relación directa con predicciones ni proyecciones y la lógica de su uso difiere de la idea tradicional de predicción económica. Los escenarios se construyen para mostrar imágenes alternativas del futuro y no proyectar tendencias del pasado y son diseñados explícitamente para explorar cambios estructurales, quiebres en el sistema y cambios mayores en el comportamiento humano o reglas institucionales (variables que no es posible predecir o proyectar).

En este contexto y para cumplir el objetivo del estudio es que se construyen escenarios. El objetivo de este estudio es estimar el potencial impacto en mitigación de GEI asociado a la Agenda y establecer una métrica del costo o beneficio asociado. En este sentido cabe destacar que el análisis es exploratorio y tiene como propósito mostrar aquellas diferencias que surgen de la Agenda. Como la naturaleza del análisis es de escenarios, los impactos se miden relativos unos a otros y es de carácter contrafactual.

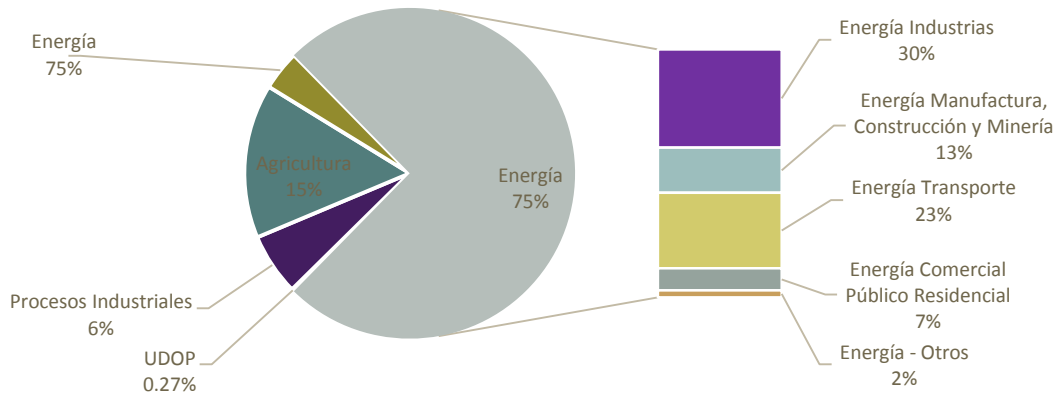
En este proyecto y para la construcción de escenarios se busca utilizar información de uso público y con cierto nivel de validación. Para los consumos de energía sectoriales se define una línea base, o tendencial, tomada de los resultados del Proyecto MAPS Fase II ya que considera una base consistente de supuestos de proyección y con alto grado de validación. En el caso de la generación eléctrica, los supuestos de MAPS se complementan con algunos de los informes de precio de nudo de la CNE, como por ejemplo costos de combustibles o de capital. No se fuerza tampoco una penetración mayor de ERNC salvo que la asociada a la regulación.

Estos supuestos son fuertes y sujetos a críticas. Sin embargo, la pregunta del impacto de la Agenda sigue siendo válida. En este sentido, y por ejemplo, la Agenda operará a pesar de cuáles sean los niveles efectivos de consumos de energía (mayores o menores) o las condiciones de mercado y tecnológicas para distintas fuentes de generación. Efectivamente si los costos de las ERNC son menores y factores de planta mayores entonces con seguridad habrá más penetración en la matriz pero eso no se relaciona directamente con la Agenda (salvo por que se cumpla la meta impuesta por la autoridad). Más aún, en



este caso habría más ERNC con o sin Agenda y por tanto no corresponde a un impacto asociado. No es foco entonces este detalle en la modelación y escapa su alcance. La ley ERNC se modela y considera para este informe por lo tanto como línea base.

Para entregar antecedentes del contexto nacional, en general, la mayoría de las emisiones directas se producen en el sector de energía como se muestra en el gráfico a continuación, el cual corresponde a la última comunicación del inventario de emisiones de Chile. El mayor emisor corresponde a Energía Industrias, el cual incorpora la producción de electricidad y calor, refinación de petróleo y gas natural, conversión de combustibles sólidos y otras industrias de energía



**Figura 2 Emisiones Directas de CO2eq para diversos sectores – Año 2010<sup>1</sup>**  
 Fuente: Elaboración propia en base a (MMA, 2014)

De acuerdo a este gráfico y tomando en consideración la Agenda de Energía, los sectores que serán analizados corresponderán a: Generación Eléctrica, Transporte, Industria y Minería y CPR (Comercial, Público y Residencial), tanto por su participación en las emisiones, como por su participación en las medidas de la Agenda de Energía. Estos sectores se relacionarán con los 7 ejes de la Agenda: (1) Un nuevo rol del Estado; (2) Reducción de los precios de la energía, con mayor competencia, eficiencia y diversificación en el mercado energético; (3) Desarrollo de recursos energéticos propios; (4) Conectividad para el desarrollo energético; (5) Un sector energético eficiente y que gestiona el consumo; (6) Impulso a la inversión en infraestructura energética; y (7) Participación ciudadana y ordenamiento territorial.

<sup>1</sup> Para obtener los porcentajes del gráfico, se procedió a recoger las emisiones indicadas en el Informe Bienal de Actualización de Chile, publicado el año 2014, que indica el inventario de emisiones del año 2010

## 5 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

El presente estudio tiene por objeto cumplir con los siguientes objetivos planteados por la contraparte.

### 5.1 OBJETIVO GENERAL

Identificar y estimar el impacto en mitigación de emisiones de GEI en cada uno de los ejes, líneas de acción y medidas de la Agenda de Energía.

### 5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Identificar y analizar los ejes, líneas de acción y medidas de la Agenda que tendrán un impacto directo en las emisiones de GEI, en relación a una línea de base previamente determinada.
- b) Identificar y analizar los ejes, líneas de acción y medidas de la Agenda que tendrán un impacto indirecto en las emisiones de GEI, en relación a una línea de base previamente determinada.
- c) Proponer/determinar el enfoque de referencia en base al cual se estimará el impacto en mitigación de los ejes, líneas de acción y medidas de la Agenda, considerando el horizonte de implementación de la Agenda y sus productos esperados.
- d) Determinar el impacto en mitigación de emisiones de GEI en cada uno de los ejes, las líneas de acción y medidas de la Agenda que impliquen reducciones directas e indirectas de GEI, basándose en el enfoque seleccionado anteriormente.

## 6 METODOLOGÍA DE TRABAJO

El presente proyecto tuvo como objetivo determinar el aporte de la Agenda de Energía en el cambio de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Por lo tanto, se buscó identificar y estimar el cambio de emisiones como consecuencia de la Agenda, respecto a la situación base de las emisiones del país, para lo cual se debió establecer una trayectoria base sin esta política. Es por esto que leyes anteriores como la Ley 20.698 (Ley ERNC 20/25) u otros programas anteriores al desarrollo de la Agenda, fueron considerados como línea base, situación frente a la cual se evaluó la Agenda de Energía.

Con tal de cumplir los objetivos planteados, el desarrollo de este proyecto consideró una propuesta metodológica flexible. De manera general, el proyecto contempló la realización de distintas etapas como se muestra en la Figura 3. En este caso ACB corresponde al análisis de costo-beneficio realizado.

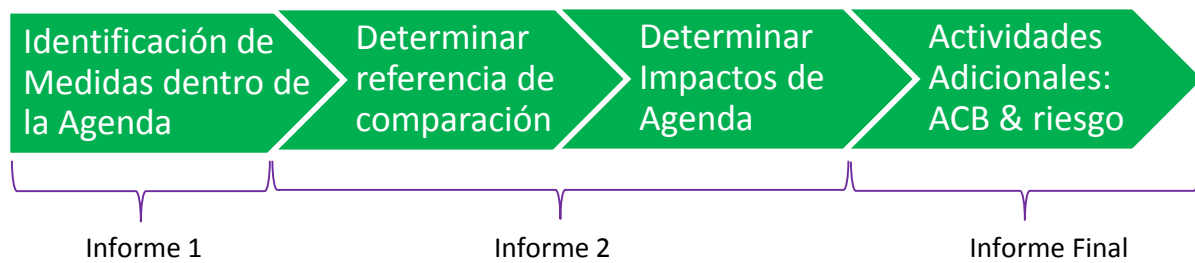


Figura 3 Etapas de Metodología

Este informe final incluye todos los resultados y análisis del estudio.

## 6.1 IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS DENTRO DE LA AGENDA

La identificación y proceso de selección de medidas involucró un análisis detallado de la Agenda de Energía, entrevistas relevantes con actores informados del sector y consideró distintos criterios. El detalle de este proceso de selección se encuentra en el Anexo 1, el cual fue presentado en el primer informe. La tabla siguiente presenta las medidas de mitigación seleccionadas que fueron modeladas con el objeto de cuantificar su impacto en mitigación.

Tabla 3 Medidas seleccionadas a ser evaluadas

NÚMERO	MEDIDA	DESCRIPCIÓN
<b>M1</b>	Ley de Eficiencia Energética	Proyecto de Ley, en el cual se analiza los mecanismos más relevantes: medidas de desacople y sistemas de gestión de energía.
<b>M2</b>	Modificación del Sistema de Licitaciones	Medida que pretende viabilizar contractualmente proyectos ERNC, reconociendo sus características de operación.
<b>M3</b>	Ampliación terminal de Quintero	Ampliación del terminal de Quintero a 20 MMm3/día, junto con el ofrecimiento de nuevos contratos de GNL por 3 MMm3/día.
<b>M4</b>	Interconexión SIC-SING	Medida que establece el desarrollo de infraestructura con una potencia estimada de 1500 MW.
<b>M5</b>	Proseguir con el Plan de Acción de Eficiencia Energética	Medida que establece continuar con el PAEE 2013, a partir de los potenciales PAEE 2010.
<b>M6</b>	Etiquetado de Eficiencia Energética	Etiquetado para cocinas, calefones, lavavajillas, lavadoras y calefactores a leña.
<b>M7</b>	MEPS Motores y Refrigeradores	Los MEPS corresponden a la principal medida de EE en materia de equipos por su efecto de remover productos ineficientes del mercado.
<b>M8</b>	Set de Instrumentos de Apoyo al cumplimiento de la Ley de ERNC	Medida de apoyo al cumplimiento. No se modela debido a que la Ley se considera línea base.
<b>M9</b>	Aumento de capacidad de Pemuco.	Esta medida corresponde a aumentar la Planta Satélite de Regasificación (PSR) Pemuco en 500,000 m3 día adicionales.
<b>M10</b>	Reglamento de Sistemas Medianos.	Medida que destrabaría la entrada de nuevos actores ERNC, en estos sistemas.
<b>M11</b>	Techos Solares Públicos	Instalación de 3 MWp en edificios públicos.
<b>M12</b>	Subsidio de Reacondicionamiento Térmico en Viviendas Vulnerables	Continuación de programa de subsidios.
<b>M13</b>	Exploración de gas en Magallanes por ENAP.	Exploración para mantener consumo de gas, y reemplazar generación eléctrica con diésel.
<b>M14</b>	Impulso al desarrollo de un programa de sustitución de diésel nacional por ERNC	Incorporación de ERNC en sistemas insulares como Isla de Pascua, Juan Fernández, e islas de Chiloé.
<b>M15</b>	Recambio de Luminarias	Recambio de 200,000 luminarias públicas a nivel país desde el 2015 al 2017.
<b>M16</b>	Cambio de normativa de reglamentación térmica	Medida que busca aumentar las exigencias de reglamentación térmica de las edificaciones en el sector residencial.
<b>M17</b>	Impacto de medidas de ordenamiento y estudio de cuencas	Medida que busca proveer información y ordenamiento de las cuencas, para apoyar el desarrollo hidroeléctrico

Fuente: Elaboración Propia

## 6.2 DETERMINAR REFERENCIA DE COMPARACIÓN

Como información de referencia del presente proyecto, se emplean los insumos de la segunda fase del Proyecto MAPS Chile, el cual establece la línea base 2013-2050 que se utiliza oficialmente por parte del Ministerio de Medio Ambiente (MMA). Cabe destacar que esta línea base fue acordada mediante un proceso participativo con diversos sectores de la sociedad, incluyendo entidades públicas, privadas y academia, lo cual le da una mayor legitimidad a los resultados obtenidos. Si bien el proyecto MAPS hace estimaciones hasta el año 2050, se considera utilizar los datos hasta el 2030, de acuerdo a lo solicitado en las bases. Para el presente proyecto, se emplean insumos de MAPS, aunque con algunas diferencias que se presentan a continuación.

### PRINCIPALES DIFERENCIAS CON SUPUESTOS DE PROYECTO MAPS

En esta sección se presenta un análisis respecto a las principales diferencias, entre los supuestos de MAPS y los utilizados como referencia para el presente análisis de la Agenda.

#### DEMANDA

Respecto de la demanda, se ajustaron los datos a los valores reales del año 2014, especialmente en lo referido a la energía eléctrica. Para el resto de los sectores, se asumió una corrección proporcional entre el consumo eléctrico que presentaron las cifras reales del 2014 y aquellas estimadas por MAPS para ese mismo año. Esta corrección permite capturar el impacto en el consumo de un menor crecimiento económico. Para proyectar las tasas de crecimiento futuras, se utilizaron aquellas contempladas en el escenario de línea base del proyecto MAPS, ya que representan tasas de largo plazo asociadas al producto potencial (y que no se asocian a fenómenos transitorios y de corto plazo).

#### GENERACIÓN ELÉCTRICA

En el caso de la generación eléctrica, se complementa la metodología utilizada en la modelación de MAPS, la cual corresponde a un modelo de despacho óptimo para el SIC y el SING, en conjunto con los antecedentes del informe de precio de nudo de octubre de 2014. En consecuencia, se actualizan dos cosas: el plan de obras en construcción indicado en este informe, y las series de precios de los combustibles. El precio del gas natural destaca como una diferencia relevante, siendo menor el precio considerado en el proyecto MAPS que aquel obtenido en el informe de la CNE.

Otra diferencia respecto de la simulación base de MAPS, tiene que ver con la interconexión SIC-SING. En este estudio, esta acción se considera como una política adicional y consecuencia de la Agenda, y que no es parte de la línea base. En el proyecto MAPS, la interconexión se considera como una acción de base.

Adicionalmente, para el presente estudio, se considera como línea base una aproximación de la modelación del impuesto al carbono de 5 USD/ton. Debido a limitaciones del software, no es posible poder modelar la exención del tamaño de las centrales térmicas a diésel de menos de 50MW, pero dado

que su participación es marginal (especialmente en el largo plazo), se considera que esta aproximación no afecta la modelación del impacto en las centrales más importantes de gas y carbón. Para el caso de MAPS, no se consideraba este impuesto en línea base.

Respecto de la expansión térmica en MAPS, ésta tiene una mayor participación de GNL dado los supuestos de precios y disponibilidad de ese proceso, los que contrastan con los supuestos de precios del informe de precio de nudo de octubre de 2014. Para este estudio, adicionalmente se considera que existen restricciones de disponibilidad de gas en Quintero para las centrales, y que las medidas que permiten aumentar el acceso al gas son adicionales y consecuencia de la Agenda. Por ejemplo, una medida en esta línea es el caso de una potencial expansión del terminal Quinteros.

Finalmente, la hidrología del año 2014 se tuvo que ajustar, dado que el valor usado por MAPS para ese año era más húmedo que la situación real, obtenida de los datos de la CNE. Dado que en general los embalses tardan en recuperarse un tiempo, la serie hidrológica para el resto de los años se tuvo que ajustar a la baja, dado que no es razonable que de un año a otro se tenga una alta disponibilidad de esta tecnología, a menos que ocurra un año demasiado lluvioso, lo cual posee una baja probabilidad.

A continuación se presenta el factor de planta (FP) de un estudio de probabilidades realizado por (Inzunza, 2014), en donde se analizaron estos valores para la tecnología de embalse (E) y de pasada (P), en una serie de 50 años. De esta tabla se puede observar que para un factor de planta de 16% de los embalses, éste posee una probabilidad de ocurrencia de un 6% (H1), y que un factor de planta de un 71% posee una probabilidad similar (H10).

**Tabla 4 Factor de Planta (FP) SIC y probabilidades (P) para Central de Embalse y Pasada**

	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10
<b>Embalse FP</b>	16%	24%	30%	34%	41%	46%	52%	58%	63%	71%
<b>Embalse P</b>	6%	6%	13%	17%	13%	11%	17%	8%	4%	6%
<b>Pasada FP</b>	42%	49%	51%	47%	51%	53%	55%	58%	54%	59%
<b>Pasada P</b>	6%	6%	13%	17%	13%	11%	17%	8%	4%	6%

Referencia: Elaboración propia en base a (Inzunza, 2014)

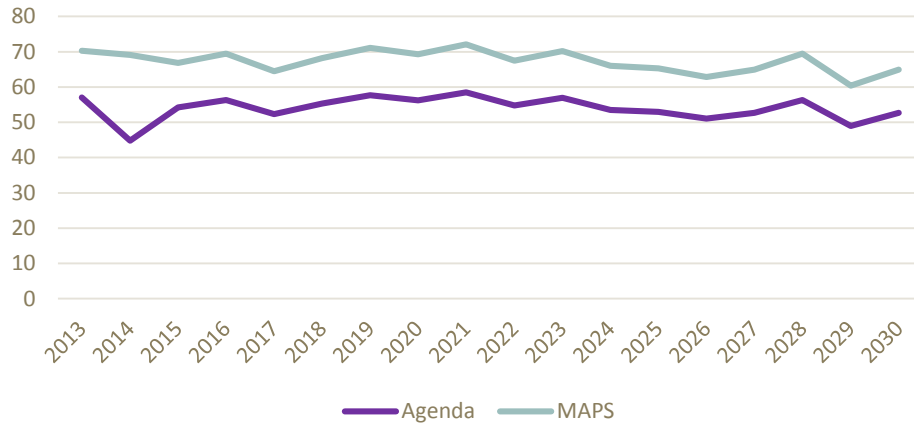
**Tabla 5: Factor de Planta por año de Embalse y Centrales de Pasada SIC**

	2014	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
<b>E</b>	40%	45%	51%	47%	53%	51%	54%	48%	48%	43%	42%	39%	43%	49%	39%	53%	40%
<b>P</b>	45%	54%	56%	55%	58%	56%	59%	55%	57%	54%	53%	51%	53%	56%	49%	53%	45%

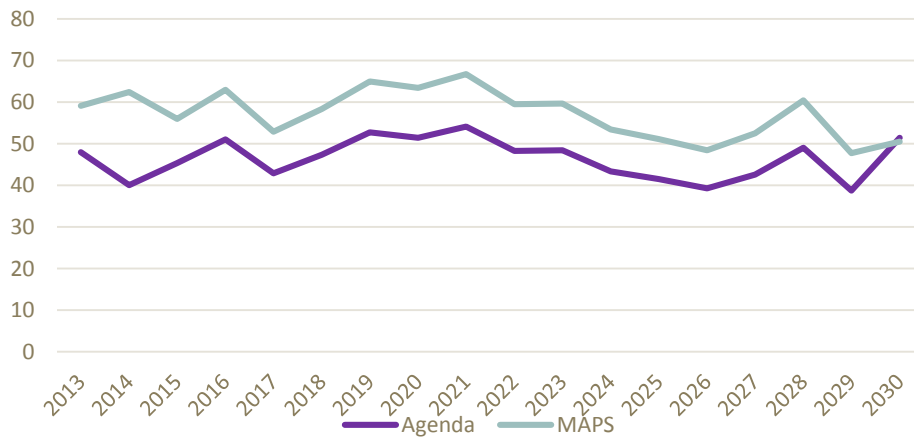
Referencia: Elaboración Propia

Al comparar la Tabla 4 y , con las hidrologías usadas para el presente estudio (Figura 4 y Figura 5), en general se puede apreciar que los factores de planta usados para la modelación de la Agenda, no son

extremos, manteniéndose en un rango medio razonable. El detalle del análisis de la comparación entre lo usado en MAPS y lo de la Agenda, se encuentra en el Anexo 4 del presente informe.



**Figura 4: Factores de planta hídricos de pasada del SIC (%)**  
Fuente: Elaboración propia, (MAPS, 2015)



**Figura 5: Factores de planta hídricos de embalse SIC (%)**  
Fuente: Elaboración propia, (MAPS, 2015)

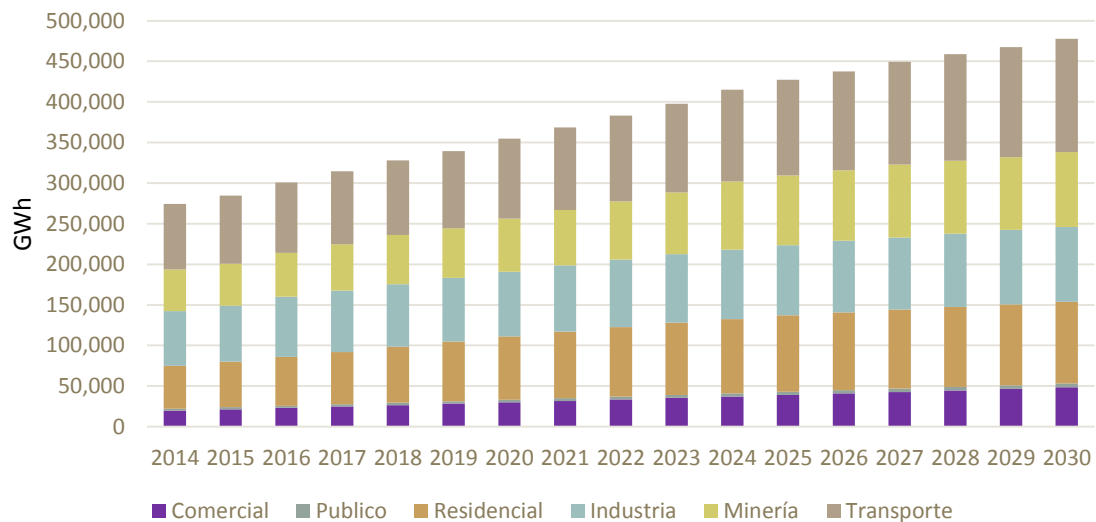
## LÍNEA BASE DE DEMANDA FINAL: INDUSTRIA Y MINERÍA, TRANSPORTE Y CPR

A continuación, se presentan los resultados a nivel nacional de consumo de energía y de emisiones para el escenario base de este estudio y que servirá como referencia para estimar ahorros de energía y emisiones en los escenarios de mitigación. Se consideran los sectores de la demanda y transformación más relevantes: CPR (Comercial, Público y Residencial), Transporte, Industria y Minería, y el sector de Generación Eléctrica. Las metodologías y supuestos utilizados en la modelación de cada sector se presentan brevemente.

De acuerdo a lo solicitado por la contraparte, todas las unidades de consumo de energía final serán indicadas en GWh, indicándose GWhe en el caso que se refiera solamente al consumo eléctrico. En el Anexo 3 del presente informe, se presentan mayores antecedentes y desagregación de los consumos sectoriales.

### DEMANDA FINAL DE ENERGÍA

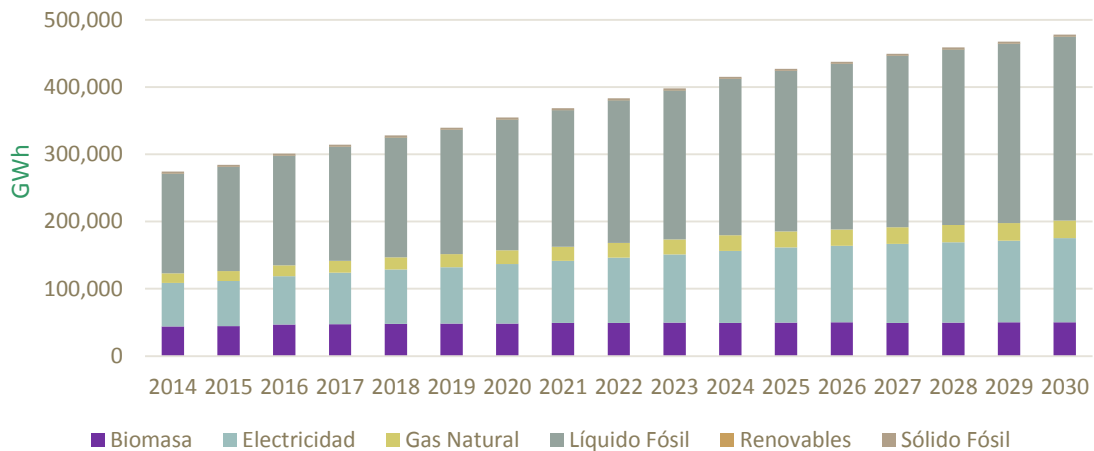
La Figura 6 presenta el consumo final desagregado por sector, para el área geográfica SIC-SING. El consumo total pasa de poco menos de 300 mil GWh en 2014 a cerca de 500 mil GWh en 2030. La participación de los sectores en el consumo final es relativamente estable para los sectores transporte y minería, representando en promedio 28% y 19% del total. La industria, con un promedio de 22% en el horizonte de evaluación, presenta una caída en su participación de 25% en 2014 a 19% en 2030. En este sector hay industrias que presentan limitaciones en su crecimiento futuro, como es el caso de la siderurgia, o el cemento, en donde debido a los precios de los energéticos, ya no es competitivo producir ciertos productos en el país, versus otros mercados como China. El sector CPR agregado, presenta un aumento en su participación de 27% en 2014 a 32% en 2030, con un promedio de 31% en el consumo final de estos sectores.



**Figura 6: Consumo de Energía Final (GWh)**  
Fuente: Elaboración propia en base a Proyecto MAPS Chile

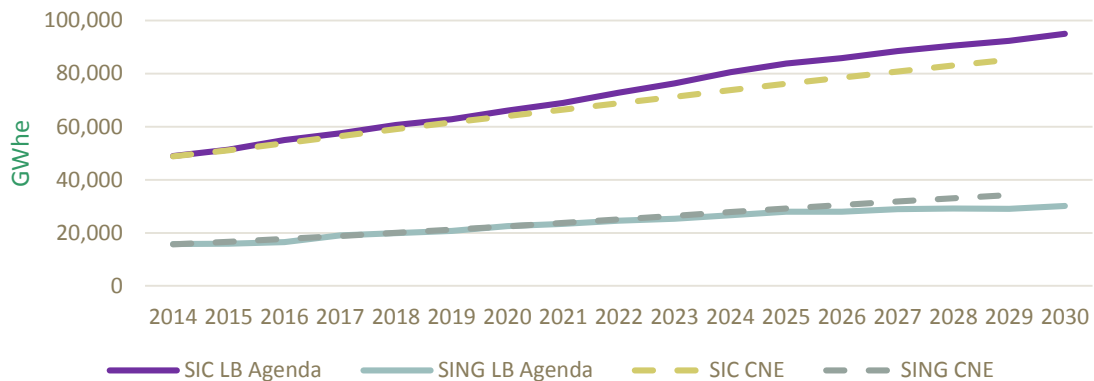


Con respecto al uso por combustible, en la Figura 5 se observa que domina la categoría el combustible fósil líquido (diésel, gasolina, petróleo combustible) con un 51% el 2014, valor que llega a un 56% el año 2030. El segundo energético con mayor participación en el consumo final corresponde a la electricidad, con un valor algo menor a 24% el año 2014, valor que llega a un 26% el año 2030. Los renovables poseen una participación despreciable, y considera principalmente el uso de renovables en procesos térmicos, como por ejemplo: colectores solares, calentamiento de soluciones con sistemas solares, entre otros.



**Figura 7 Consumo de energéticos (GWh)**  
Fuente: Elaboración propia en base a Proyecto (MAPS, 2015)

Los resultados de consumo por sistema interconectado se presentan en la Figura 6 siguiente. En promedio, y en una cifra muy estable a lo largo del periodo de evaluación, la demanda del SIC representa entre 75% y 77% del consumo eléctrico agregado. Anteriormente, se indicó que esta demanda de electricidad corresponde a una modificación de la demanda de MAPS, en donde se usa como punto inicial el valor real del 2014, a partir del cual se mantienen los crecimientos de la demanda proyectados en el escenario de línea base de MAPS. En el gráfico se comparan estos resultados con las proyecciones del precio de nudo de octubre 2014, en donde se puede apreciar que las mayores diferencias se refieren al SIC.



**Figura 8: Consumo de Electricidad para SING y SIC (GWh)**

Fuente: Elaboración propia en base a Proyecto (MAPS, 2015)

## EMISIONES LÍNEA BASE

La energía utilizada para los sectores anteriores implica una evolución de las emisiones, desde 43 millones de ton CO<sub>2</sub>eq hasta alrededor de 80 millones en el año 2030. El sector que más emite corresponde al sector transporte, con cerca de un 48% el 2014, el cual evoluciona hasta un 46% el año 2030. Luego, los sectores más relevantes son industria y minería, con una participación de 34% el año 2014, el cual se reduce a un 28% el año 2030.

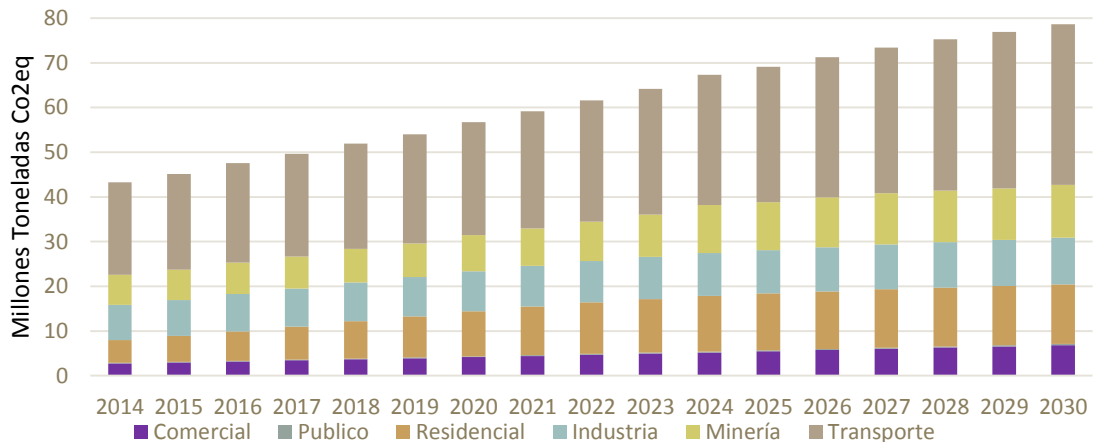


Figura 9 Emisiones de CO<sub>2</sub>eq Línea Base

Fuente: Elaboración propia en base a Proyecto (MAPS, 2015)

## LÍNEA BASE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

La construcción de la línea base de generación se basa en la capacidad instalada al año 2013, sobre lo cual se incorpora las centrales en construcción, de acuerdo al informe de precio de nudo de octubre del año 2014. El resto de la capacidad se expande bajo un modelo de despacho óptimo, usando para ello el software de modelación energética LEAP<sup>2</sup>. Para ello, se utiliza una versión del software especialmente diseñada durante el proceso MAPS para modelar la interconexión de sistemas eléctricos y la optimización de dos sistemas eléctricos de forma simultánea (SIC Y SING).

El desarrollo de la línea base de generación eléctrica, considera el uso de información mixta: parámetros técnicos levantados de MAPS, el informe de precio de nudo de octubre de 2014, y otros datos que se encuentran en el Anexo 4 del presente informe. Las variables y parámetros originales de MAPS fueron sometidos a una revisión por parte del equipo consultor, la cual fue contrastada con la nueva información existente, y por lo tanto, corregidas si se consideraba apropiado realizarlo. Los detalles se encuentran en el Anexo 4 del presente informe.

<sup>2</sup> Long Range Energy Alternatives Planning System

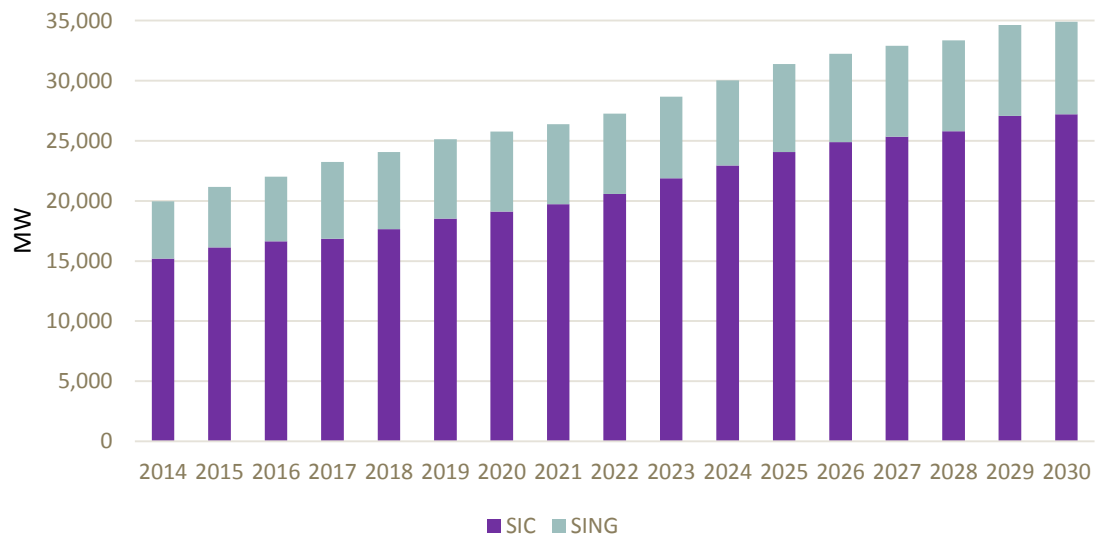
**Tabla 6 Principales referencias de variables relevantes del modelo eléctrico**

Variable	Fuente
<b>Eficiencias</b>	(MAPS, 2015) (CNE, 2014)
<b>Factores de Planta</b>	(MAPS, 2015)
<b>Costos de Inversión</b>	(MAPS, 2015)
<b>Costos de Operación Variables (No Combustibles) y Fijos</b>	(MAPS, 2015)
<b>Curva de Carga SIC y SING</b>	(MAPS, 2015)
<b>Estructura de bloques de la demanda</b>	(MAPS, 2015)
<b>Factores de Planta de Renovables</b>	(MAPS, 2015)
<b>Pérdidas de transmisión y distribución</b>	(MAPS, 2015)
<b>Proyecciones de hidrología</b>	(MAPS, 2015)
<b>Proyección de precio de combustibles</b>	(CNE, 2014)
<b>Incorporación de renovables</b>	(CNE, 2014)
<b>Impuesto al Carbono</b>	(SII, 2014)

Fuente: Elaboración Propia

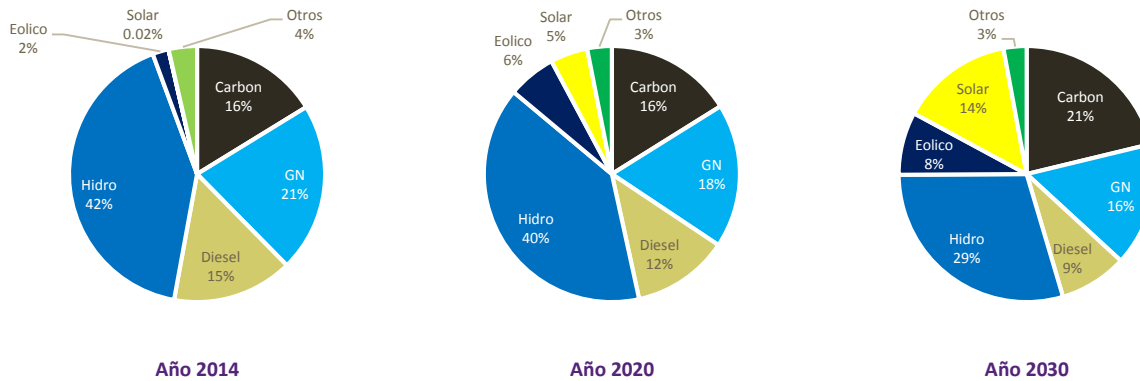
## CAPACIDAD Y ENERGÍA GENERADA

Los cuadros siguientes presentan de manera resumida, los cuadros con la expansión de capacidad considerada para los sistemas SIC y SING en el escenario base. La capacidad total para cada uno de los sistemas se presenta en el gráfico a continuación, el cual parte desde los 20.000 MW el 2014, para llegar a un valor de 35.000 MW el año 2030.



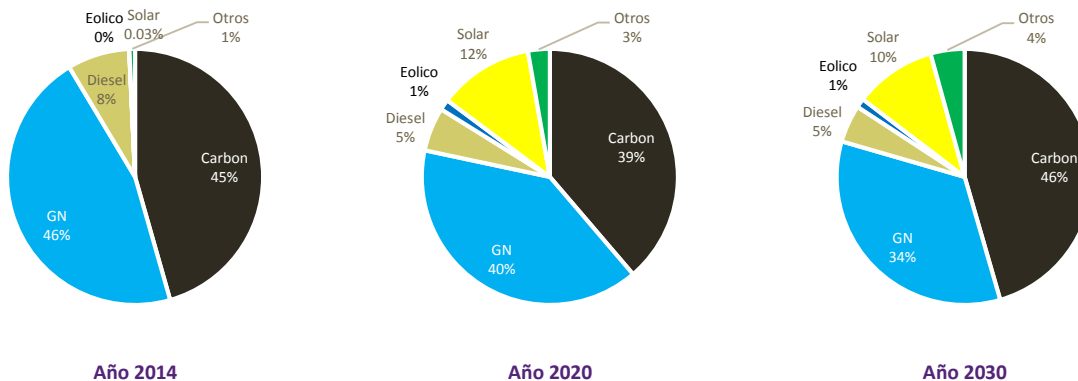
**Figura 10 Evolución de Capacidad SIC y SING**  
 Fuente Elaboración propia en base a simulación

En lo que respecta al tipo de capacidad que se desarrolla en cada uno de los sistemas, para el caso del SIC se puede observar una expansión importante de las centrales a carbón, desde un 16% el año 2014, a un 21% el año 2030. Con respecto a las tecnologías consideradas como ERNC, se puede observar una expansión relevante del parque eólico de un 2% el año 2014 a un 8% el año 2030. Algo similar ocurre con los sistemas basados en energía solar, cuyo porcentaje va a de un 0,02% el año 2014, a un 14% el año 2030.



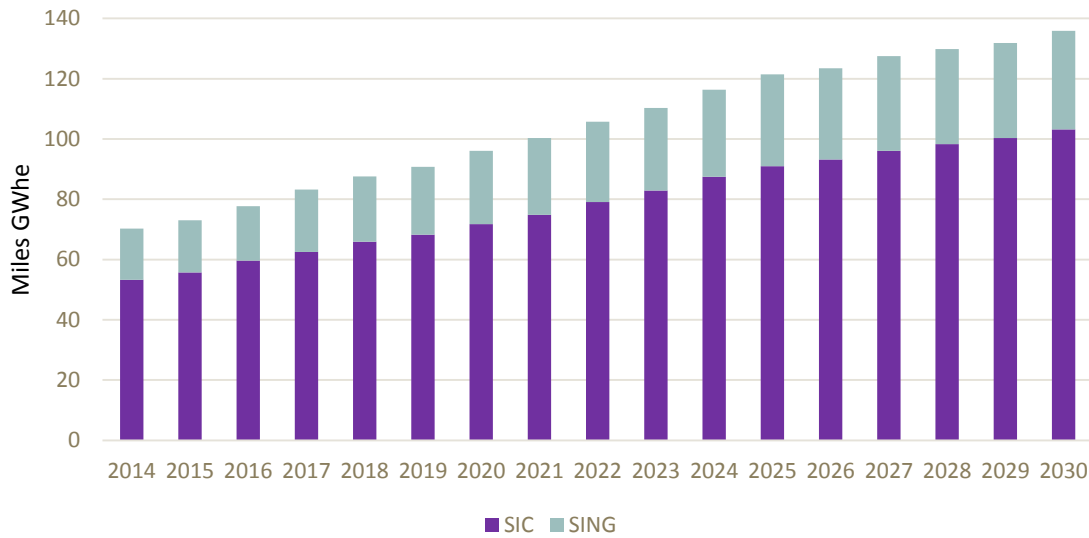
**Figura 11 Evolución por tipo de capacidad SIC**  
Fuente Elaboración propia en base a simulación

Para el caso del SING, se puede observar que la principal tecnología, la cual corresponde a centrales a carbón, mantiene su participación con un ligero aumento de un 45% el año 2014, a 46% el año 2030. Además, se puede observar una expansión relevante de las ERNC basadas en energía solar, con una expansión del 0,03% al 10% en el año 2030. Se puede observar una disminución del gas natural de un 46% el año 2014, a un 34% para el año 2030, por efecto del precio relativo de este combustible.



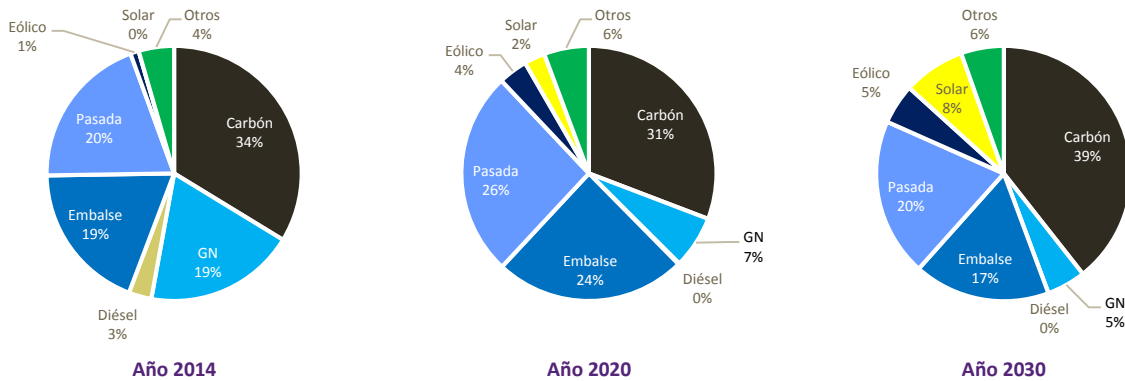
**Figura 12 Evolución por tipo de capacidad SING**  
Fuente Elaboración propia en base a simulación

En lo referido a la energía generada, se observa que esta va desde los 70.000 GWhe el año 2014, a un valor cercano a los 140.000 GWhe el año 2030. Esta generación toma en cuenta las pérdidas de distribución y transmisión, las cuales se estimaron cercanas a un 8% de acuerdo a la referencia de MAPS.



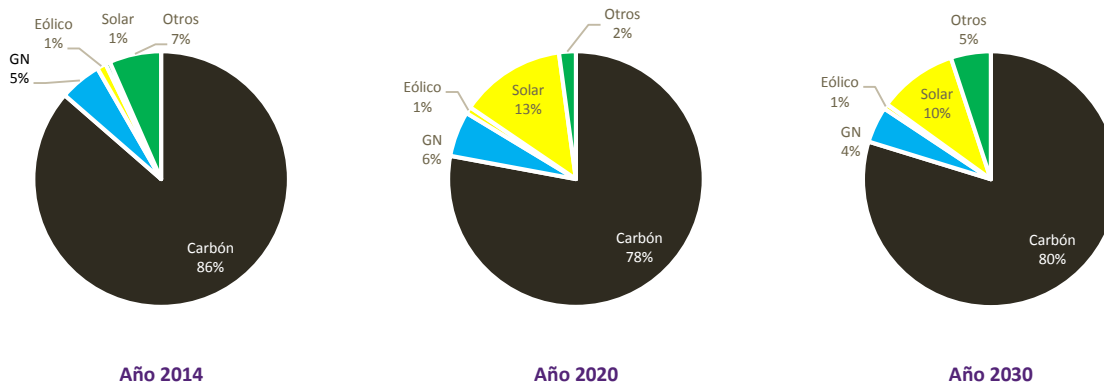
**Figura 13 Evolución de la generación bruta por sistemas**  
Fuente Elaboración propia en base a simulación

En lo que respecta a la participación de generación por cada sistema, ésta se presenta a continuación. Para el caso del SIC, se pasa de un 34% a un 39% de generación de energía con carbón el año 2030. En el caso de la energía eólica, la energía generada pasa de un 1% a un 5% en el año 2030. Además, se observa una importante reducción de la generación con gas natural, el cual pasa de 19% a 5% en el año 2030, a causa del aumento del precio relativo de este combustible



**Figura 14 Evolución de participación de generación SIC**  
Fuente Elaboración propia en base a simulación

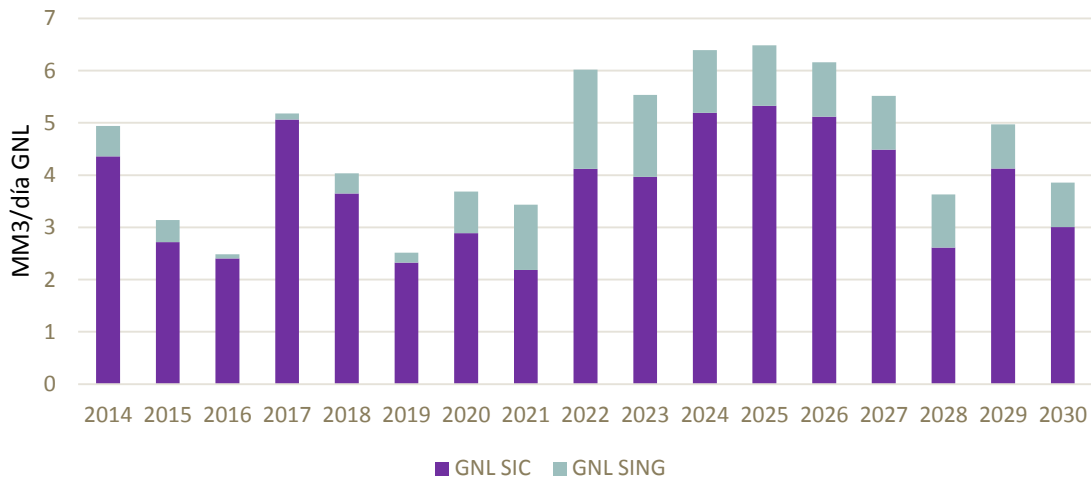
Con respecto al SING, se puede observar que se mantiene la importancia de las centrales a carbón en la generación de energía, existiendo una disminución en la participación de un 91% a un 80% el año 2030. Para el caso del gas natural, se puede observar que va disminuyendo su participación a causa de una mayor entrada de sistemas renovables, especialmente de sistemas fotovoltaicos, cuya participación aumenta de un 1% el año 2014 a un 10% el año 2030.



**Figura 15 Evolución de participación de generación SING**  
Fuente Elaboración propia en base a simulación

### CONSUMO DE GAS NATURAL

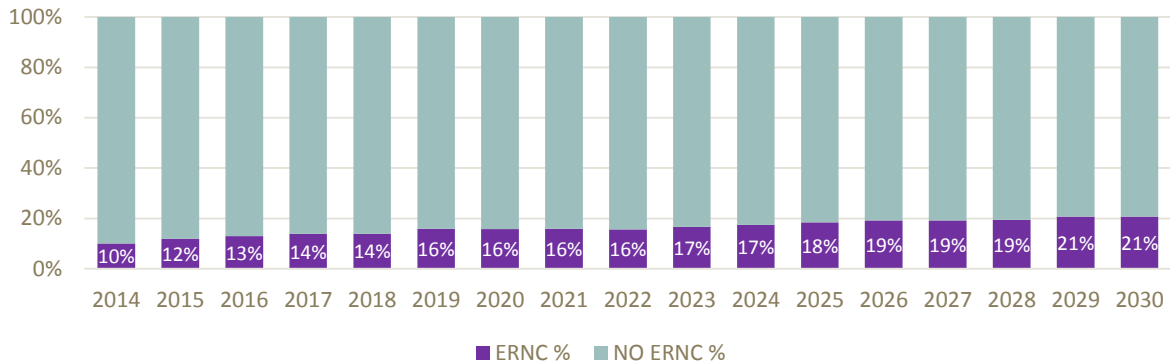
Dado que el consumo de gas natural licuado es una variable relevante, debido a que puede implicar una limitación en la generación a causa de la capacidad de los terminales, se realizó la siguiente gráfica que aproxima los consumos de gas natural de línea base en generación, en millones de metros cúbicos diarios (MMm3). En el año 2025 se observa el mayor consumo asociado al terminal de Quintero (GNL SIC) el cual es cercano a los 5 MMm3/día, valor que se encuentra bajo la capacidad futura de 8 MM3/día que podría ser destinada a generación, de un total de 15 MMm3/día que será su capacidad total. Esta capacidad asociada a generación se calcula asumiendo los aportes de Endesa (5,5 MMm3/día), los potenciales excedentes de Metrogas (1,4 MMm3/día), y el aporte de ENAP mediante contratos para generadores (1,1 MMm3/día). El equipo consultor no posee información detallada de los supuestos de disponibilidad de gas natural del proyecto MAPS.



**Figura 16 Consumo de GNL en el sistema SIC y SING**  
Fuente Elaboración propia en base a simulación

## EVOLUCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES

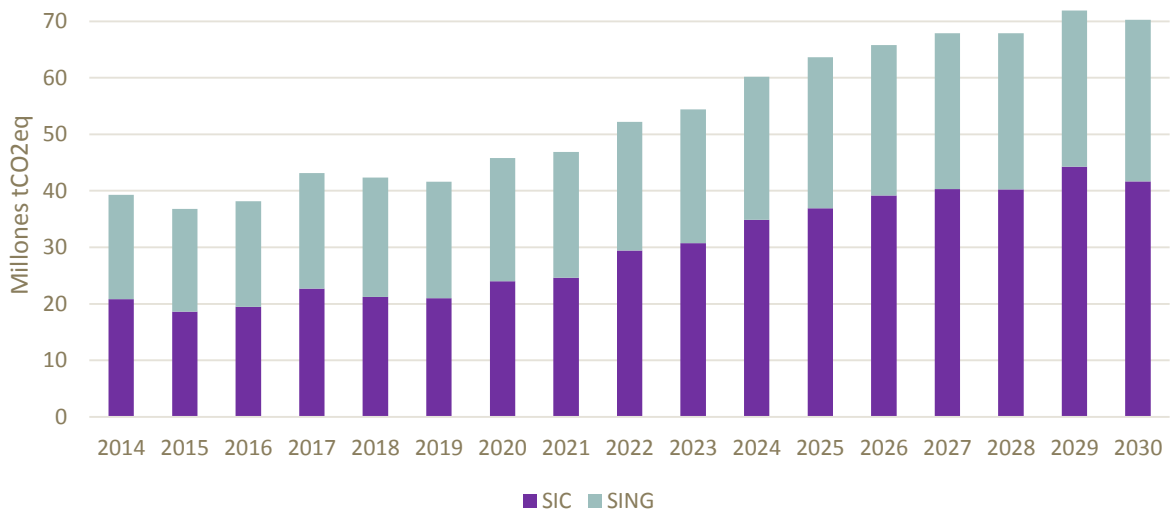
En la línea base que se generó, se puede apreciar el cumplimiento de meta de renovables establecida en la Ley, para ambos sistemas. Se puede observar que desde un valor cercano al 9% el año 2014, se pasa a un valor de 21% el año 2030. Esta trayectoria de participación se basa en el informe de precio de nudo y en entrevistas realizadas en la CNE.



**Figura 17 Evolución de participación de ERNC**  
Fuente Elaboración propia en base a simulación

## EMISIONES GENERACIÓN ELÉCTRICA

Finalmente, se presenta la evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub>eq, las cuales en la línea base van de un valor de 40 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq, hasta aproximadamente un valor de 70 millones en el año 2030. Se observa una estabilización hacia el final del periodo bajo estudio, consecuencia de una mayor participación de las ERNC en la matriz.



**Figura 18 Emisiones de CO<sub>2</sub>eq sector electricidad**  
Fuente Elaboración propia en base a simulación

## LÍNEA BASE DE SISTEMAS MEDIANOS E INSULARES

Dado que las medidas de la Agenda, en general consideran medidas relacionadas con la generación eléctrica, se procedió a estimar la línea base para los sistemas más relevantes: Isla de Pascua, Juan Fernández, Región de Magallanes, y las Islas desiertos en Chiloé. Se estimó no considerar a los sistemas de General Carrera y Palena, debido a que ya presentan una fuerte participación de ERNC, de 24% y 81% respectivamente, cuyo valor está sobre las metas de ingreso de renovables que se están considerando para la modelación para los otros sistemas (18% - 21% para el año 2030).

### LÍNEA BASE ISLA DE PASCUA

En el caso de Isla de Pascua, se utilizaron las mediciones y proyecciones realizadas por el gobierno regional de Valparaíso, en el “Estudio de Demanda Eléctrica en Isla de Pascua” publicado en 2012. Ésta proyección se basó en encuestas, información de la empresa generadora, y otros estudios, con los cuales se realizó la proyección por tipo de cliente (residencia, comercial y público) hasta el año 2022. Para extender estos valores hasta el año 2030, se tomó el supuesto que la tasa de crecimiento de la demanda permanecería constante con el valor del último año para el resto del periodo. Las estimaciones se presentan en los siguientes gráficos.

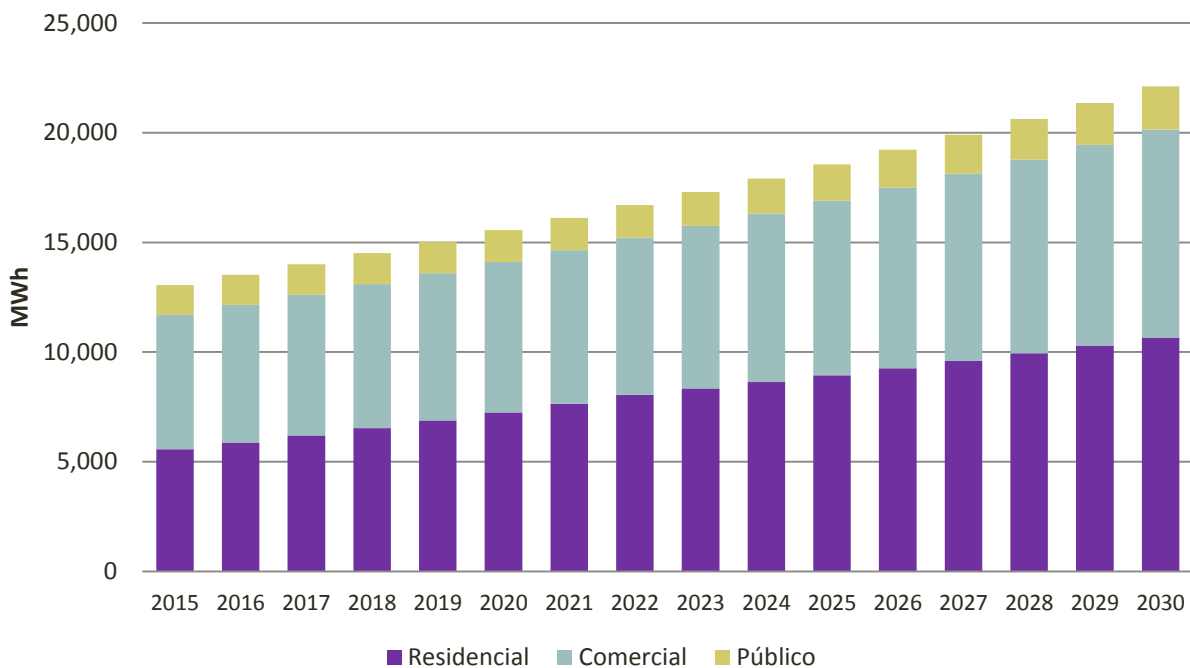


Figura 19: Consumo de Electricidad de la Isla de Pascua (MWh)  
Fuente: Elaboración Propia



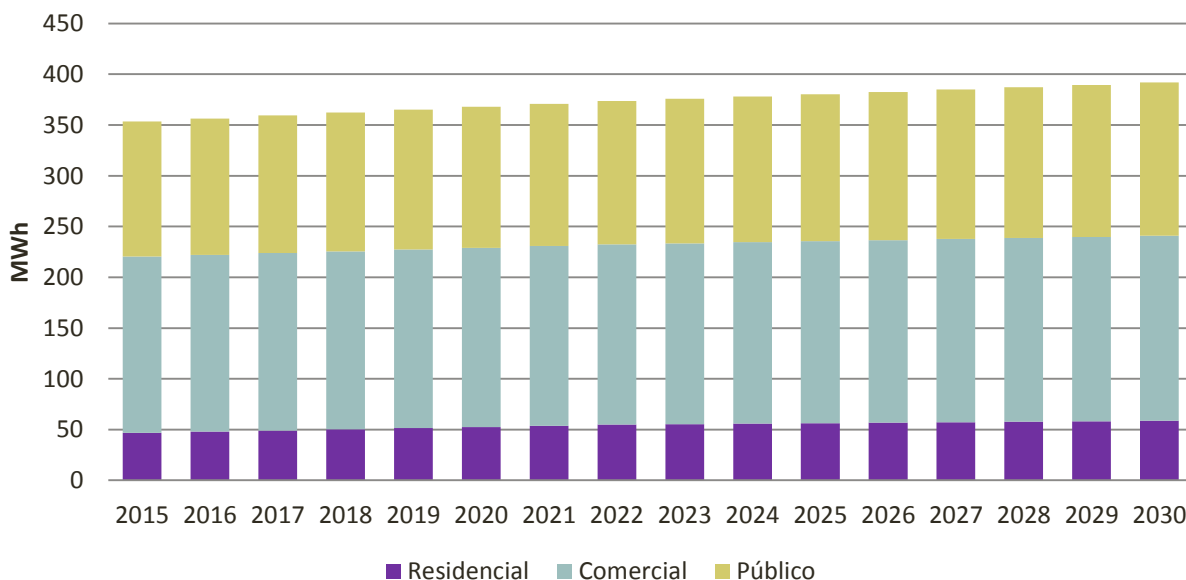
## ARCHIPIÉLAGO JUAN FERNÁNDEZ

En el caso del Archipiélago Juan Fernández, no se encontraron estudios previos de demanda eléctrica, por lo que se realizaron proyecciones propias, separando en consumo residencial, comercial y público. Para esto, se utilizó como referencia el caso de Isla de Pascua, anteriormente mencionado, además de información del INE.

La estimación contempla asumir como referencia el consumo eléctrico unitario por hogar de Isla de Pascua para Juan Fernández. A partir de estadísticas y proyecciones de población y de crecimiento demográfico tomadas de INE, se estimó el número de viviendas por año considerando la información existente para el año 2013. Con lo anterior, es posible estimar la proyección de hogares asumiendo que el número de habitantes por hogar es constante. Para el consumo eléctrico por vivienda, se tomó la información de Isla de Pascua, que para el año 2012 señala un valor de 140 kWh y para el año 2022 de 162 kWh. Entre ambos años se utilizó una tendencia lineal de crecimiento y después del año 2022, se asumió constante.

En el caso del consumo comercial, se utilizó la regresión lineal estimada en el Estudio de Demanda Eléctrica en Isla de Pascua, la cual relaciona el número de turistas por año, con la demanda eléctrica. Se consideró la información de medios de prensa que señalaban que para el año 2012 hubo 1.200 turistas en la isla. Se asumió que el número de visitantes aumentaba según la tasa de crecimiento de la población.

Finalmente, para el sector público se estimó un consumo de energía por habitante, utilizando la información de Isla de Pascua. Posteriormente, utilizando este valor en conjunto con el total de habitantes de Juan Fernández se obtuvo el consumo del sector. Los resultados se presentan en el siguiente gráfico.

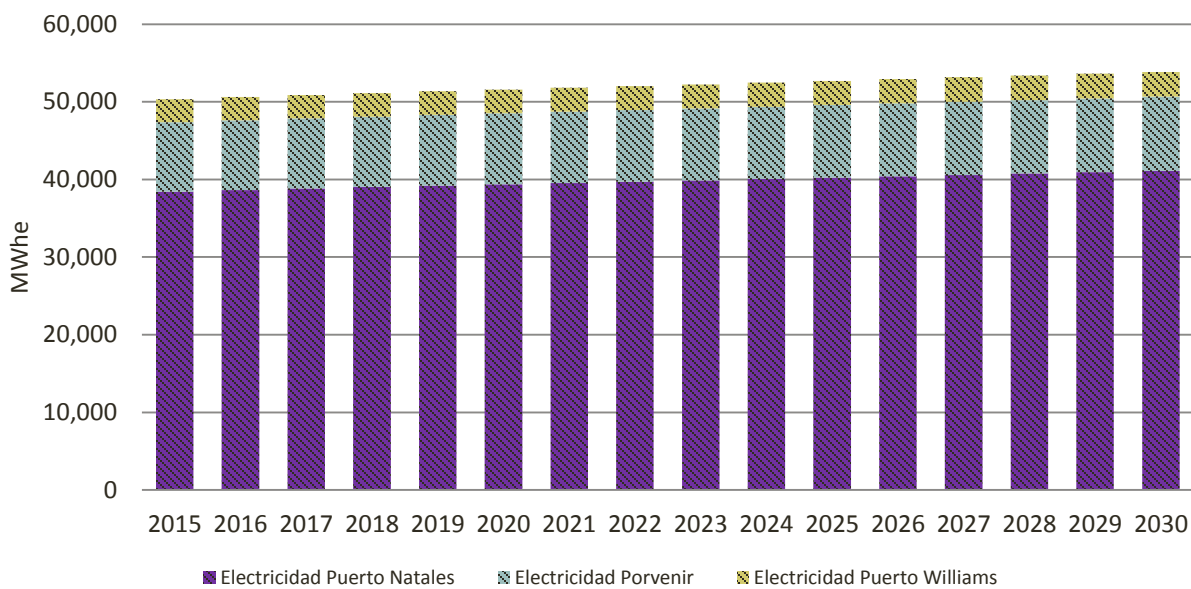


**Figura 20: Consumo de Electricidad del Archipiélago Juan Fernández**  
Fuente: Elaboración Propia

## PUERTO NATALES, PORVENIR Y PUERTO WILLIAMS

Para la estimación del consumo eléctrico de línea base para estos tres sistemas aislados, se consideró la información provista por EDELMAG a través de su anuario, además de las proyecciones de población para la región de Magallanes realizadas por el INE.

En primer lugar, se consideró el número de clientes para el año 2013 para cada uno de los sistemas, reportado por la empresa. Se estimó el número de clientes para los siguientes años, asumiendo que crecían a la misma tasa que aquella asociada al crecimiento de la población de la región de Magallanes. En segundo lugar, se estimó el consumo por habitante de acuerdo a la información presentada por EDELMAG en su anuario, con lo cual se proyectó el consumo hasta el año 2030. Los resultados se presentan a continuación.



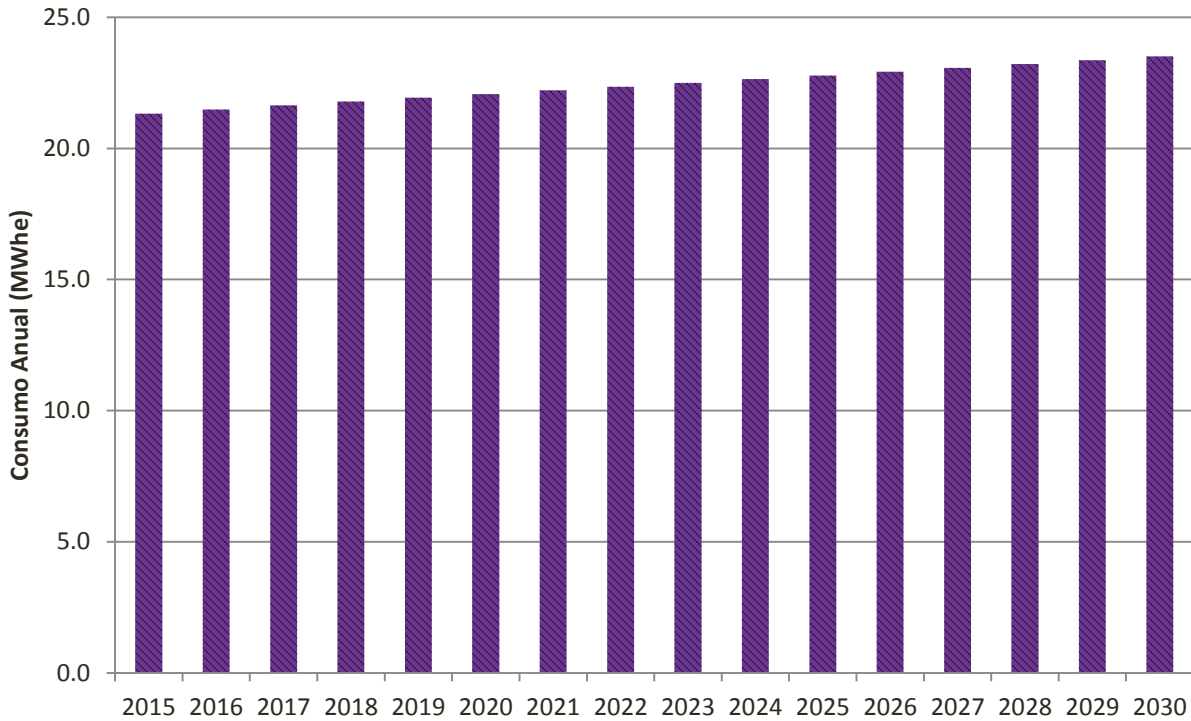
**Figura 21: Consumo de Electricidad de Sistemas Aislados de Magallanes**  
Fuente: Elaboración Propia

## ISLAS DESERTORES

En el caso las Islas Desertores, considerando las Islas Chuit, Autení, Chaulín, Talcán, Nayahué, Imerquina y Llanquid, pertenecientes al Archipiélago de Chiloé, se utilizó la información presentada por la empresa Wireless Energy<sup>3</sup> en una publicación sobre su proyecto de instalación de turbinas eólicas y generadores a diésel para este grupo de Islas.

<sup>3</sup> [http://www.intendencialoslagos.gov.cl/n559\\_10-02-2014.html](http://www.intendencialoslagos.gov.cl/n559_10-02-2014.html)

Se consideró que al año 2013 había 210 viviendas que fueron beneficiarias de la instalación de nuevas fuentes de energía. Para estimar las viviendas hasta el año 2030, se utilizó la tasa de crecimiento de la población para la región de los Lagos estimada por el INE. Posteriormente, se consideró un consumo por vivienda de 100 kWh, de acuerdo a lo presentado por Wireless Energy. Los resultados se presentan a continuación.



**Figura 22: Consumo Eléctrico Islas Desertores**  
Fuente: Elaboración Propia

### 6.3 PRESENTACIÓN DE LAS MEDIDAS DE MITIGACIÓN

En esta sección se presentan las medidas y principales supuestos para su estimación. En el Anexo 2 del presente documento, se construye una ficha para cada medida donde se entregan mayores detalles de los supuestos asociados.

#### MEDIDA 1: LEY DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Durante el año 2015, el Ministerio de Energía presentará al congreso un proyecto de Ley de Eficiencia Energética cuyo objetivo es declarar los recursos energéticos de interés nacional y establecer el correcto aprovechamiento de estos a través de la eficiencia energética como una política de Estado. Esta medida es carácter normativo, por lo que su desarrollo se contempla a nivel nacional y aplicaría a cuatro sectores de consumo: (1) Grandes consumidores industriales y mineros, (2) Clientes regulados de Empresas Distribuidoras, (3) Sector Público y (4) Transporte.

En el sector transporte se pretende establecer un estándar mínimo de rendimiento en los vehículos, medida que ya está siendo incorporada en el PAEE. Por otro lado, el sector público es pequeño y parte del potencial de ahorro está siendo incorporado en el PAEE. Por otro lado, la Ley está siendo implementada principalmente a través de las obligaciones a empresas distribuidoras y grandes consumidores de energía. Por lo anterior, a pesar de que la Ley de Eficiencia Energética aplicará a todos los sectores usuarios de energía, se considerarán en la modelación los dos primeros sectores ((1) y (2)).

En resumen, los principales impactos de la Ley de EE se asociarán a dos mecanismos sustanciales:

1. Mecanismo de desacople para las distribuidoras de electricidad: permitirá terminar con el desincentivo de las distribuidoras a vender menos energía, y a la vez, establecerá metas de reducción del consumo de energía, las que deben cumplirse a través de un portafolio de programas.
2. Mecanismo para grandes consumidores de energía: establece obligaciones de gestión energética para empresas energo-intensivas, determinando metas de mejora del desempeño energético para el conjunto de empresas que pertenezcan a esta categoría.

#### SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN

Debido a que esta medida se encuentra en desarrollo por parte del Ministerio de Energía, diversos elementos no han sido definidos a la fecha de realización de la modelación, por lo que se tomarán algunos supuestos en base a las discusiones desarrolladas durante el proceso participativo asociado a la propuesta de contenidos de la Ley.

Los dos principales mecanismos serán modelados de forma separada, sin embargo, en ambos casos se considerará que la meta de desempeño energético será la que definirá el impacto de la medida en los sectores afectados. La meta será aplicada año a año a las proyecciones de consumo energético respecto de línea base actualizada de forma periódica, por lo tanto, su aplicación queda definida por la siguiente

ecuación, en la cual  $g$  corresponde al crecimiento de la demanda respecto del año anterior, y  $m$  es la meta de ahorro que se aplica para cada año.

$$C_{EE} = C_{2020} \cdot (1 + g_{2020}) \cdot (1 + g_{2021}) \dots \cdot (1 + g_n)(1 - m)^n$$

Los valores de las metas en cada caso no han sido definidos a la fecha, por lo que se tomarán referencias internacionales para su modelación, quedando en:

- 1% de reducción anual para las todas distribuidoras eléctricas a través del mecanismo de desacople, con respecto a la proyección anual de ventas de cada año. El valor se determina en base a la experiencia internacional (ACEEE, 2014).
- 2% de reducción anual para los 60 grandes consumidores de energía a través de la obligación de contar con sistemas de gestión de la energía. La meta de reducción de 2% es una referencia que se obtuvo de (IIP, 2015), y corresponde a la meta de Holanda. Respecto de los grandes consumidores, se chequeó junto a la contraparte que sólo 60 son las empresas con consumos anuales mayores o iguales a 450 Tcal<sup>4</sup>.

Los programas a realizar para el cumplimiento de las metas no estarán limitados a un único recurso energético, por lo que los ahorros afectarán los consumos de todo tipo de energéticos acorde a los potenciales de eficiencia energética existentes.

---

## MEDIDA 2: LICITACIONES DE DISTRIBUCIÓN

La Agenda de Energía contempla reforzar los mecanismos de licitaciones con el propósito de diversificar la matriz, incrementar la competencia y bajar los precios de la energía. Respecto a su contribución a la mitigación de GEI, el principal cambio se refiere al rediseño de bloques y sub-bloques de suministro para incentivar el ingreso de ERNC intermitentes (energía solar). Las licitaciones tradicionalmente se han realizado considerando bloques de 24 horas.

La licitación 2013/03 segundo llamado (adjudicada el 12 de diciembre de 2014), entrega un antecedente previo a la aprobación de la Ley pero que ya incorpora distintos bloques en el espíritu de ésta. En este proceso se licitaron 4 bloques de los cuales dos bloques (1 y 2), se licitaron utilizando tres sub-bloques, mientras que otros dos bloques (3 y 4), se licitaron como es usual. En esta oportunidad se presentaron 17 empresas (por los distintos bloques y sub-bloques) y las empresas ERNC tuvieron una importante presencia, a diferencia de procesos anteriores.

En particular, las licitaciones consideran dos bloques de 500GWh anuales en 2016 y 2018 en horarios 8:00-18:00hrs., es decir, cuando existe disponibilidad de energía solar. En la adjudicación del Bloque 1-B (tarde 8:00-18:00) que inicia suministro en 2016, se adjudicó el 54% de la energía licitada. En el caso del Bloque 3, que inicia suministro el año 2018, éste fue adjudicado en un 100%.

---

<sup>4</sup> 450 Tcal es el la cota inferior para que un consumidor pueda ser considerado grande según el proyecto de Ley de EE.

En caso que se requiera, la Agenda contempla licitaciones adicionales para ir cumpliendo la meta de penetración de ERNC impuesta por la Ley, pero actualmente la trayectoria de cumplimiento de la Ley se está ejecutando con holgura.

---

### SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN

Se asume que los resultados de esta licitación son impulsados por la Agenda de Energía y, por tanto, son adicionales. En particular y para propósito de la modelación, se considera la generación de 500GWh de solar para el año 2016 y 500GWh para el año 2018. La capacidad asociada para satisfacer esta demanda se asume que entra de manera anticipada respecto del escenario base. Es decir, no se profundiza la meta de 20% al 2025 sino que se adelanta la construcción de esta capacidad. La entrada anticipada conlleva ahorro de emisiones respecto del escenario base, dado que se desplaza generación con fuentes más contaminantes.

---

### MEDIDA 3: TERMINAL DE QUINTERO

La Agenda de Energía busca reducir en 30% el costo marginal en el SIC a 2017, para lo cual se contempla reducir la generación en base a diésel. La capacidad instalada de gas natural en el SIC es del orden de 2700 MW, de los cuales el 30% cuenta con acuerdos de suministro de GNL de largo plazo proveniente del Terminal de GNL de Quintero.

Las mayores centrales son los complejos San Isidro I y II (732 MW) y Quintero (257 MW), ambas de Endesa. Estas centrales cuentan con contratos de suministros de gas, y por tanto, cuentan con contratos para operar según se requiera. De manera intermitente, han operado también las centrales Nueva Renca (379 MW, AES Gener), Nehuenco I, II y III (Colbún, 874 MW) y Candelaria (270 MW, Colbún). Ante la falta de GNL, estas centrales han debido operar también con diésel.

---

### SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN

Para la modelación se asume que la expansión contemplada del terminal de Quintero se concreta pasando de 15 MM m<sup>3</sup>/día a 20 MM m<sup>3</sup>/día en 2020. Un supuesto importante es que esta capacidad adicional se usa íntegramente para la generación eléctrica en el SIC desde el año 2020.

---

### MEDIDA 4: INTERCONEXIÓN SIC-SING

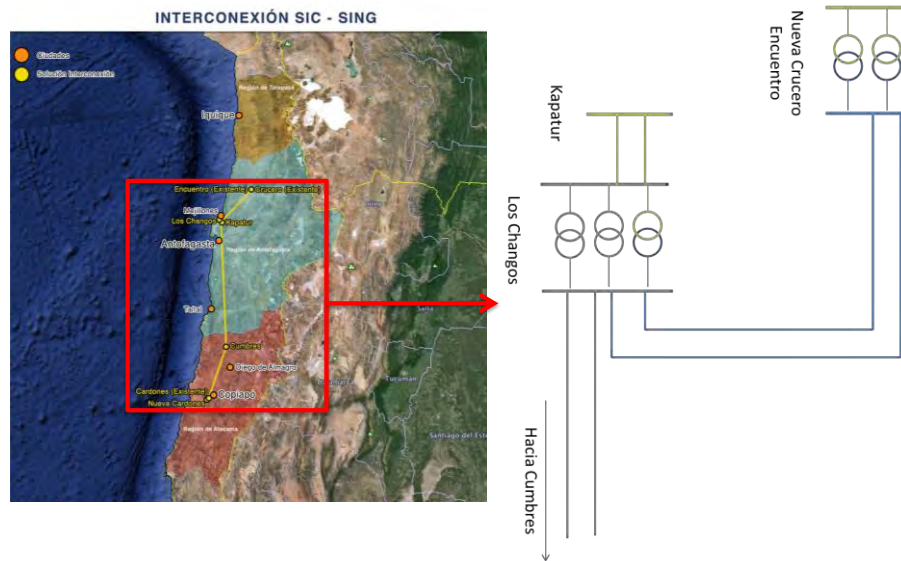
La interconexión es una medida que permitiría evacuar excedentes de energía en aquellos sistemas con menores costos marginales y que aportaría a una mayor seguridad de operación inter-sistemas. Una hipótesis respecto de la medida es que ayudaría al desarrollo de ERNC en el norte del país, y las capacidades de reserva del SIC.

El proyecto de interconexión SING-SIC es llevado adelante por E-CL (del grupo GDF Suez), a través de su filial Transmisora Eléctrica del Norte (TEN). Este proyecto permite conectar a la central CTM3 desde Mejillones en la subestación Los Changos del SING al SIC en la subestación Nueva Cardones, a través de

una línea HVAC (corriente alterna) energizada en 500 kV. Este proyecto permitiría que la interconexión entre el SIC y SING se realice aprovechando estas instalaciones. La línea se hará en doble circuito en corriente alterna, a un voltaje de 500 kV, y permitirá transmitir una potencia de 1.500 MW.

### SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN

Para la cuantificación se asume que el escenario base no considera la interconexión, por lo que esta acción se considera adicional y consecuencia de la Agenda. La modelación considera que la interconexión está operativa desde el año 2022. Esto porque según el Estudio de Transmisión Troncal, la interconexión a través de la línea adicional presentada por TEN se instalaría en 2017, completándose la conexión con el SING en 2021. La interconexión contempla la nueva línea de 2x500 kV entre las subestaciones Nueva Cardones (en el norte del SIC) y Los Changos (al sur de Mejillones), la cual será desarrollada por la línea TEN. Además, habrá una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones Los Changos y Kapatur, junto a la nueva línea de 2x500 kV entre las subestaciones Los Changos y Nueva Crucero Encuentro.



**Figura 23: Interconexión SIC-SING**  
Fuente: Ministerio de Energía, 2015

De esta forma, la interconexión de ambos sistemas partiría de las subestaciones Crucero y Encuentro, al norte de Mejillones, pasando por las subestaciones Los Changos y Kapatur, al sur de Mejillones, hasta las subestaciones Cardones y Nueva Cardones al suroeste de Copiapó.

Los flujos de energía entre sistemas provienen del modelo de optimización de costos, el cual determina el despacho óptimo para cada sistema al momento de la interconexión.

**MEDIDA 5: PLAN DE ACCIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2020**

En el año 2013 se lanza el documento actualizado del Plan de Acción de Eficiencia Energética (PAEE), que establece una guía para la realización de un conjunto de programas de eficiencia energética. La Agenda de Energía establece un compromiso con la ejecución del plan de acción acorde a lo establecido en el documento base desarrollado el año 2010. Las metas de reducción de consumo de energía establecidas en el plan de acción se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7 Metas de Ahorro PAEE 2013

Sector	Ahorros en 2020 (Tcal)	Ahorros 2020 respecto del total de ahorro (%)
<b>Industria y Minería</b>	16.900	39
<b>Transporte</b>	5.000	12
<b>Edificación</b>	8.500	20
<b>Artefactos</b>	3.500	8
<b>Leña</b>	8.000	19
<b>Otros</b>	1.100	2
<b>Total</b>	43.000	100

Fuente: PAEE 2013

Este plan se ejecuta a nivel nacional, para cada uno de los sectores involucrados, siendo la implementación distinta para cada uno de los programas, dependiendo del sector involucrado.

**SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN**

Los ahorros de energía asociados a la ejecución del PAEE se tomarán de forma directa de las fichas descriptivas de cada uno de los programas que conforman el plan, desarrolladas por el Ministerio de Energía el año 2012, en base a los resultados del “Estudio de bases para la elaboración de un Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética”.

Es relevante destacar que algunas de las medidas del PAEE también aparecen destacadas individualmente como medidas de la Agenda. Es necesario entonces identificar esta intersección entre las medidas del PAEE y la Agenda, para evitar doble conteos de ahorros de energía al momento que se definan escenarios. Es decir, al PAEE habrá que descontarle las medidas que también se consideran en la Agenda.

Particularmente, son las siguientes medidas de la Agenda las que se restarán del PAEE, con el fin de evitar un doble conteo de ahorro de energía:

- Medida 1 – Ley de Eficiencia Energética: La medida considera la aplicación de sistemas de gestión de la energía para grandes consumidores. Por su parte, el PAEE considera la implementación de campañas para la aplicación de sistemas de gestión de la energía para todos los consumidores del sector industrial. Para evitar el doble conteo, se resta el impacto asociado a grandes consumidores de energía de los programas de sistemas de gestión de la energía del PAEE.



- Medida 6 – Etiquetado: Las campañas de etiquetados de artefactos son parte del portafolio de programas del PAEE, encontrándose un conjunto similar de artefactos que conforman la medida 6, por lo que estos últimos son restados del impacto asociado a estos artefactos de los programas de etiquetado del PAEE.
- Medida 7 – MEPS: Las implementaciones de MEPS de artefactos son parte del portafolio de programas del PAEE, considerando el conjunto de artefactos que conforma la medida 7, por lo que éstos son restados del impacto asociado a estos artefactos de los programas de MEPS del PAEE.

Si bien hay otras medidas de eficiencia energética en la Agenda, como lo son las medidas de reacondicionamiento térmico (medida 12) y de alumbrado público (medida 15), éstas no fueron restadas de los impactos del PAEE, pues al no operar de forma obligatoria sino que en base a campañas de apoyo, se consideraran medidas complementarias entre sí.

---

#### MEDIDA 6: ETIQUETADO DE ARTEFACTOS

La Ley 20.402 que crea el Ministerio de Energía, entrega a este la facultad de “Establecer, mediante resolución los productos, máquinas, instrumentos, equipos, artefactos, aparatos y materiales eléctricos, de gas y de combustibles líquidos o que utilicen cualquier tipo de recurso energético, que deberán contar para su comercialización con un certificado de aprobación o la respectiva etiqueta de consumo energético, conforme lo dispuesto en el número 14.- del artículo 3º de la Ley Nº 18.410.”. En este marco la Agenda de Energía se compromete a generar los etiquetados para cocinas, calefones, lavavajillas, lavadoras y calefactores a leña.

Corresponde a una medida normativa y por lo tanto de carácter nacional, que será aplicada sobre el mercado de artefactos, a través de las ventas de los artefactos señalados.

---

#### SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN

El etiquetado de artefactos afectará la decisión de compra de artefactos, aumentando las probabilidades para un usuario de adquirir un artefacto eficiente por sobre uno ineficiente, por lo que la modelación considera la adquisición de productos asociadas a dos causas:

- Crecimiento del parque del artefacto analizado
- Recambio por obsolescencia del artefacto analizado.

En ambos casos, se asigna una probabilidad de adquirir un producto eficiente acorde a estudios internacionales sobre el impacto del etiquetado de eficiencia energética en el comportamiento de los usuarios.

---

## MEDIDA 7: ESTÁNDARES MÍNIMOS DE EFICIENCIA PARA MOTORES Y REFRIGERADORES

Al igual que en el caso de etiquetados, es la Ley 20.402 la que entrega al Ministerio de Energía la facultad de “Fijar, mediante resolución, los estándares mínimos de eficiencia energética que deberán cumplir los productos, máquinas, instrumentos, equipos, artefactos, aparatos y materiales que utilicen cualquier tipo de recurso energético, para su comercialización en el país” y es en este marco que la Agenda de Energía se compromete a generar los estándares para refrigeradores y motores.

Corresponde a una medida normativa y por lo tanto de carácter nacional, que será aplicada sobre el mercado de artefactos, a través de las ventas de los artefactos señalados.

---

### SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN

Los estándares ayudan a eliminar del mercado de artefactos aquellos equipos considerados ineficientes. Por lo tanto ningún usuario podrá adquirir alguno de éstos, al terminar la vida útil de su equipo antiguo. Al igual que en el caso del etiquetado, la adquisición del producto se asocia a:

- Crecimiento del parque del artefacto analizado
- Recambio por obsolescencia del artefacto analizado.

Por lo tanto, existe en este caso una certeza respecto a que el usuario adquirirá un artefacto eficiente, al momento que desee reemplazar un equipo antiguo o si desea comprar uno nuevo.

---

## MEDIDA 8: APOYO AL CUMPLIMIENTO DE LEY ERNC

Subsidio enfocado en proyectos de ERNC con capacidad igual o menor a 50MW, para cofinanciamiento de estudios de pre inversión, de estudios de etapa avanzada (estudios de ingeniería, due-diligence), o de estudios para líneas de transmisión adicionales asociativas entre proyectos ERNC.

---

### SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN

Para este caso, se asume que esta medida de la Agenda no tiene un impacto adicional sobre la trayectoria de línea base existente. Es decir, se asume que esta medida no generará un desarrollo adicional al cumplimiento de la Ley ERNC 2025, dado que esta Ley por sí misma, en conjunto con la baja de costo de instalación de las tecnologías ERNC, serán las principales fuerzas que harán que la Ley se cumpla. La modelación no considera el costo de la multa asociado a no cumplir con la Ley; dado que se asume que es un castigo suficiente para lograr llegar a la meta requerida.

---

## MEDIDA 9: AUMENTO DE CAPACIDAD DE PEMUCO

Esta medida corresponde a la reformulación en el corto-mediano plazo de la medida que indica la posibilidad de instalar un terminal de GNL en la zona centro sur, lo cual implica de forma específica aumentar la capacidad del terminal de regasificación de Pemuco en 500.000 m<sup>3</sup>/día adicionales.

---

### SUPUESTOS DE MODELACIÓN

Se impulsará la construcción de un tercer terminal de GNL en el país, en la zona centro- sur, para lo cual ENAP se involucrará en el desarrollo de un proyecto económicamente factible que lo materialice.

Se considera que la totalidad de esta capacidad será utilizada en el sector industrial, debido a la estabilidad de la demanda, comparado con el caso residencial, lo cual permite que se reduzca la capacidad ociosa del terminal. En términos específicos, se reemplazará GLP y petróleo combustible en los procesos de calor de las industrias en la VIII región, por GNL.

---

## MEDIDA 10: REGLAMENTO DE SISTEMAS MEDIANOS

Medida que destrabaría la entrada de nuevos actores ERNC, y daría certezas de métodos de valorización de inyecciones en sistemas altamente regulados por su actual condición casi monopólica en generación.

---

### SUPUESTOS DE MODELACIÓN

Se asume como meta lograr el mismo efecto de la Ley 2025 al año 2025, en donde la penetración de renovables alcanzaría un 18% de la generación. Para el caso del sistema de Aysén, este no se considera ya que posee una penetración de un 74,7% de energías renovables.

Para el caso de Magallanes, esta situación es diferente dado que un 100% de la generación está basada en combustibles fósiles, y por lo tanto, esta medida puede tener efectos en permitir la entrada de generación más económica para la región.

---

## MEDIDA 11: TECHOS SOLARES

Implementación de 3 MWp en edificios públicos al final del programa. Se priorizarán instalaciones públicas en zonas con mejores índices de irradiación y elevados precios de electricidad. Se define como actividad del programa la "identificación de zonas rentables".

---

### SUPUESTOS DE MODELACIÓN

El programa se desarrollará en un periodo de 4 años, dentro del cual se instalarán en edificios de instituciones públicas sistemas fotovoltaicos para la generación de electricidad, comenzando por un conjunto de comunas priorizadas de acuerdo a características de radiación y precios de electricidad.

A la fecha existen 17kWp instalados en el edificio central de Ministerio Medio Ambiente como medida piloto. Por lo tanto, para el año 2018 se espera contar con 3MWp instalados en diversas entidades públicas.

#### MEDIDA 12: SUBSIDIO PARA ACONDICIONAMIENTO TÉRMICO A VIVIENDAS EXISTENTES

El subsidio para el acondicionamiento térmico ha operado desde el año 2009, el cual es un apoyo hacia sectores vulnerables que deseen mejorar el desempeño energético de sus viviendas. La Agenda de Energía compromete la continuidad de este programa, indicando que el Ministerio de la Vivienda y Urbanismo (MINVU) entregará el equivalente a UF 1.000.000, en subsidio de acondicionamiento térmico a vivienda existente de menos de 650 UF.

Es una medida aplicada a nivel nacional sobre las viviendas beneficiadas cada año, con un efecto acumulable en el tiempo.

#### SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN

Se consideran evaluaciones realizadas por el Ministerio sobre el “Estudio de bases para la elaboración de un Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética” para la modelación del impacto de este programa considerando:

- Viviendas beneficiadas: 8.800 por año
- Ahorro de energía promedio por vivienda: 40%
- Consumo promedio por vivienda: 10.602 Mcal/año

---

### MEDIDA 13: EXPLORACIÓN DE GAS EN MAGALLANES POR ENAP

La medida corresponde a fomentar la exploración de nuevos yacimientos en Magallanes, lo cual permitiría mantener el consumo y el tipo de energético usado en el sector residencial y de generación.

---

#### SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN

La exploración de gas en Magallanes pudiese eliminar las restricciones de gas en invierno. Restricciones que los clientes residenciales no observan porque ante falta de gas, el déficit se traspasa directamente al sector generación (EDELMA), el que debe generar con diésel en vez de gas. Por lo tanto, la medida implicará substituir diésel por gas en el sector de generación en Magallanes.

---

### MEDIDA 14: SUSTITUCIÓN DE DIÉSEL POR ERNC EN SISTEMAS INSULARES

Este programa intenta incorporar ERNC en la generación de sistemas insulares como Isla de Pascua, Juan Fernández, y 11 islas de Chiloé.

---

#### SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN

Para esta medida, que involucra un programa de sustitución de diésel por ERNC, se analizó Isla de Pascua, Juan Fernández y algunas islas de Chiloé. Para el caso de estos sistemas, también se supuso una penetración de renovables parecida a la trayectoria que posee la Ley de ERNC, es decir, que la energía generada sea alrededor de al menos un 18% en el año 2025.

---

### MEDIDA 15: RECAMBIO DE LUMINARIAS

Durante 4 años, con fracciones iguales por año, los Municipios concursarán por recambio tecnológico de luminarias más ineficientes por tecnología LED.

---

#### SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN

Se asume el reemplazo de luminarias de 70W por LED de 35W, con un uso aproximado de 10 horas por día.

---

## MEDIDA 16: CAMBIO DE NORMATIVA DE REGLAMENTACIÓN TÉRMICA

Corresponde a la actualización y cambio de la normativa térmica actual vigente, por una con mayores exigencias. Entre los cambios de esta normativa se puede nombrar: rezonificación térmica; incremento del estándar para muro, ventanas, piso y cielo; exigencias a puertas, puentes térmicos; control de infiltraciones y del riesgo de condensación.

---

### SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN

Para la presente modelación, se utilizan los cálculos entregados por el MINVU respecto del potencial de la medida, el cual implicaría reducir el consumo de energía en 5000 GWh al año 2025.

---

## MEDIDA 17: IMPACTO DE MEDIDAS DE ORDENAMIENTO Y ESTUDIO DE CUENCAS

Esta medida considera el proceso de planificación territorial asociado al estudio de las cuencas, lo cual implica un proceso de análisis basado en criterios ambientales, económicos, territoriales y técnicos.

---

### SUPUESTOS DE LA MODELACIÓN

Para esta medida, se procedió a asumir que gracias a la integración de la componente energética en el ordenamiento territorial que está impulsando el Ministerio, se reducirán las barreras para la instalación de proyectos hidroeléctricos. Para el presente ejercicio de simulación, se analiza el caso de instalar una central de 150 MW en el SIC en el año 2022, a objeto de poder dimensionar el impacto que tendrá este tipo de generación en la matriz energética al año 2030.

## 7 RESUMEN DE RESULTADOS

En este estudio, el análisis de sistemas energéticos de largo plazo y de emisiones de gases efecto invernadero se realiza mediante la construcción de escenarios. Su construcción requiere de la integración de fenómenos de largo plazo (incluyendo demográficos, tecnológicos o tendencias de ecosistemas) con otros de corto plazo (como cambios en precios o shocks en la disponibilidad de un combustible).

Los escenarios no necesariamente tienen relación directa con predicciones ni proyecciones y la lógica de su uso difiere de la idea tradicional de predicción económica. Los escenarios se construyen para mostrar imágenes alternativas del futuro y no proyectar tendencias del pasado y son diseñados explícitamente para explorar cambios estructurales, quiebres en el sistema y cambios mayores en el comportamiento humano o reglas institucionales (variables que no es posible predecir o proyectar).

Para los consumos de energía sectoriales se define una línea base, o tendencial, tomada de los resultados del Proyecto MAPS Fase II, ya que éste considera una base consistente de supuestos de proyección y con alto grado de validación. También se construyen escenarios asociados a las medidas de mitigación que permiten estimar cambios en los consumos de energía y de emisiones de GEI. La formalización de la metodología de cálculo se encuentra en el Anexo 3 del presente informe.

A continuación se presentan los resultados del impacto de la Agenda, para lo cual las medidas se han agrupado en el área geográfica SIC-SING, y en el resto de los sistemas. Para la zona geográfica SIC-SING que concentra más del 99% del consumo eléctrico del país<sup>5</sup> en 2014, se definen escenarios considerando distintas medidas de mitigación.

---

<sup>5</sup> Según estimación propia a partir de CNE <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>.

## MODELACIÓN DE ESCENARIOS ÁREA SIC-SING

El área que contiene los dos sistemas interconectados (SIC-SING) concentra con holgura el consumo energético del país. Por lo mismo, es que las medidas de la Agenda también se aplican principalmente a esta zona. Para este caso, las medidas fueron agrupadas de acuerdo a los siguientes escenarios:

Tabla 8 Escenarios usados en la modelación

Escenario	Descripción	Medidas
<b>Generación</b>	Este escenario agrupa las medidas del sector de generación, sin considerar la interacción con el otro tipo de medidas.	M2, M3, M4.
<b>Medidas EE</b>	Corresponde a la agrupación de todas las medidas de EE, sin las medidas asociadas a la generación eléctrica. Incluye la Ley de EE, el PAEE y medidas específicas de EE de la Agenda, para el cumplimiento de la meta de EE al 2025.	M1, M5, M6, M7, M12, M15
<b>Agenda</b>	Este escenario corresponde a la inclusión de todas las medidas de mitigación en un solo escenario, lo que implica estudiar la interacción entre las medidas tanto en demanda final como generación eléctrica.	M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7, M9, M11, M12, M15, M16
<b>Agenda 2</b>	Escenario que considera un mayor esfuerzo en EE que el escenario Agenda (30% mayor presupuesto público).	M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7, M9, M11, M12, M15, M16
<b>Cuenca</b>	Análisis del impacto del estudio de cuencas respecto de la línea base y del escenario Agenda.	M17

Fuente: Elaboración Propia

## INTERACCIÓN DE EFECTOS DE LAS MEDIDAS DE EE

La construcción de los escenarios requiere incorporar de manera conjunta los impactos de diferentes medidas de mitigación. Ello exige considerar explícitamente posibles interacciones entre ellas y evitar de esta forma, el doble conteo de la reducción de consumo de energía y emisiones. Este fenómeno se da particularmente en las medidas de eficiencia energética.

Como ya fue presentado, el PAEE incluye un conjunto de medidas, en que algunas de éstas se superponen con otras medidas de eficiencia energética de la Agenda. En particular, las medidas de etiquetado de artefactos, estándares mínimos de eficiencia de refrigeradores y motores, recambio de luminarias, y acondicionamiento térmico, son consideradas tanto en el PAEE como en la Agenda, por tanto éstas se descuentan del PAEE.

Por otra parte, la Ley de EE comienza su aplicación el año 2020, por lo que el efecto del cruce con el PAEE es descontado solo desde dicho año. Además, los efectos de esta medida son evaluados en forma porcentual, por lo que el cálculo de sus efectos considera la reducción de la energía de las medidas evaluadas anteriormente. La siguiente figura describe la secuencia de evaluación de impacto de las medidas.



Figura 24 Secuencia de evaluación de impactos Escenario EE



Fuente: Elaboración propia

## ÁREA SISTEMAS MEDIANOS E INSULARES

Para este caso, se van a presentar los resultados de cada una de las medidas en cada uno de los sistemas que correspondan, según lo presentado en la línea base. Los sistemas involucrados, y las medidas de mitigación de cada uno de ellos, se presentan en la Tabla 9:

Tabla 9 Medidas de mitigación y sistemas involucrados

Medidas de Mitigación	Sistemas involucrados
<b>M10: Reglamento de Sistemas Medianos y M13: Exploración de Gas en Magallanes</b>	Magallanes
<b>M14: Impulso de programa de sustitución de Diésel por ERNC</b>	Isla de Pascua, Juan Fernández e Islas de Chiloé

Fuente: Elaboración Propia

## 7.1 RESULTADOS POR ESCENARIO

En este capítulo, se presenta un resumen de resultados de mitigación de CO<sub>2</sub>eq por escenario, los cuales se detallarán a continuación, y que además distinguen el origen de la mitigación. En particular, se define la reducción de emisiones de demanda final, como aquella en que incurren los sectores de consumo final (industria y minería, transporte y CPR). Las emisiones del sector generación, como su nombre indica, están asociadas a la columna “Generación” de la Tabla 10. Los resultados acumulados consideran la agregación del periodo 2014-2030.

Respecto del escenario Agenda, el cual considera todas las medidas analizadas, este reduce un 8% las emisiones en el año 2020, tanto en el sector de la demanda final como en el de generación de electricidad. Este valor aumenta a 14% para el año 2025, llegando a un valor de 17% el año 2030.

En el caso del escenario de Generación, se reduce la tendencia de aumento de emisiones, de un +1,6% el año 2025 a un +0,2% el año 2030 debido a que las hidrologías utilizadas tendieron a ser más húmedas al final del periodo de simulación.

Tabla 10 Resultados de emisiones totales acumulada en el periodo 2014-2030, millones de toneladas de CO<sub>2</sub>

Escenario	Área	MMTCO <sub>2</sub> eq acumulado		Reducción Total acumulada	% reducción año respecto LB		
		Demanda Final	Generación		2020	2025	2030
Medidas EE	SIC-SING	-108	-81	-189	-7%	-13%	-16%
Generación	SIC-SING	0	+12,4	+12,4	-0,4%	+1,6%	+0,2%
Agenda	SIC-SING	-109	-91	-200	-8%	-14%	-17%
Agenda 2	SIC-SING	-139	-116	-255	-10%	-19%	-21%

Fuente: Elaboración Propia

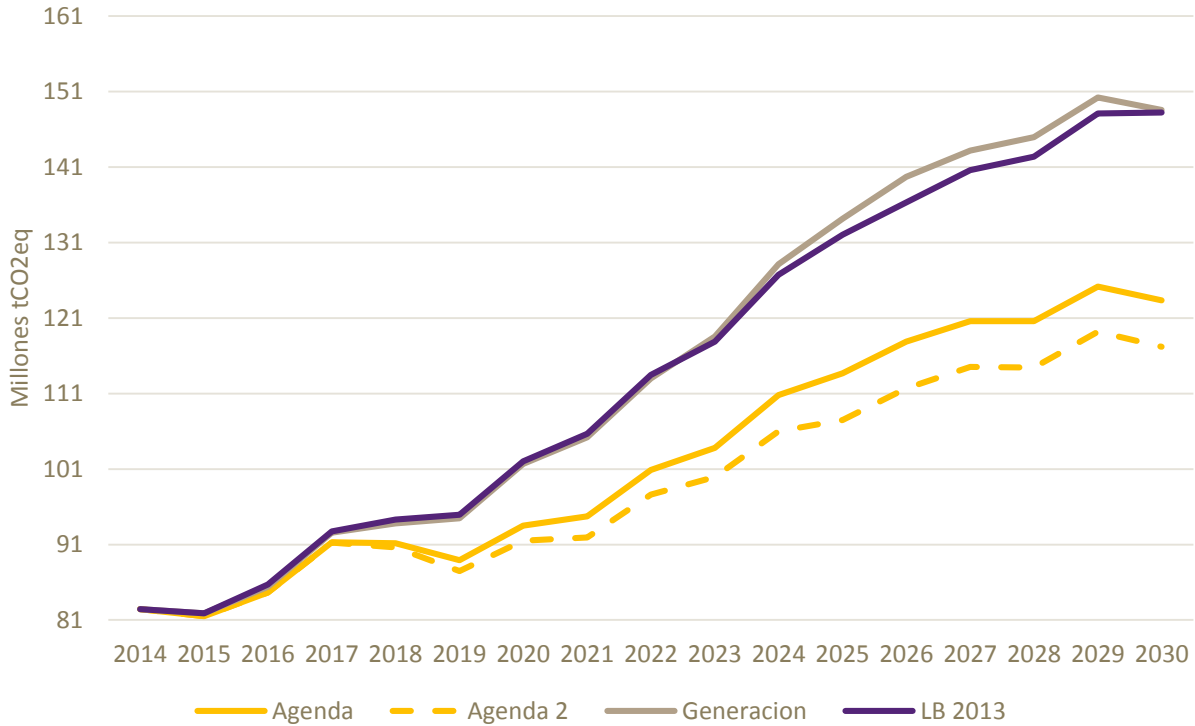
La reducción de emisiones del sistema de Magallanes y otras Islas, es marginal respecto a las escalas de la zona anterior. En este caso, las reducciones se presentan en miles de toneladas, y no en millones como el caso anterior, y que se puede observar en la Tabla 11.

Tabla 11: Resultados otras áreas en miles de toneladas de CO<sub>2</sub>eq periodo 2014-2030

Escenario	Área	MTCO <sub>2</sub> eq acumulado		Reducción Total acumulada
		Demanda Final	Generación	
Magallanes	Magallanes	0	-66	-66
Sistemas insulares	Islas	0	-41	-41

Fuente: Elaboración propia

El resumen de los resultados de emisiones totales, se presenta a continuación de forma gráfica.. Además, se puede apreciar que el escenario generación por sí solo, no logra mitigar emisiones de GEI, si no que requiere de un portafolio de otras medidas de gestión asociadas a la demanda, las cuales contribuyen de forma más relevante a la reducción de emisiones del país, como es el caso de los dos escenarios Agenda.



**Figura 25 Resultado de reducción de emisiones totales (Demanda final y generación)**  
Fuente: Elaboración Propia

## 7.2 DETALLE DE RESULTADOS

### ÁREA SIC- SING

A continuación se describen los resultados obtenidos del modelo de optimización-simulación para la zona geográfica que incluye los sistemas SIC-SING. En primer lugar, se presentan los resultados del escenario de eficiencia energética, para el cual se detallan tanto los efectos en la demanda de uso final de energía, como los efectos en el sector de generación eléctrica provocados por la menor demanda eléctrica.

Posteriormente en el escenario Generación no se realiza un análisis de demanda de uso final de energía, ya que en este escenario no hay variaciones de demanda respecto de la línea base.

En el escenario Agenda se realiza un análisis de demanda energética, ya que adicionalmente a las medidas de eficiencia energética, se incorporan las medidas de cambio de combustibles. Además, si bien la demanda eléctrica es equivalente al escenario de eficiencia energética, la estructura de los sistemas eléctricos se ve afectada por las medidas del escenario Generación.

Se incluye en el análisis los resultados del escenario Cuencas, el cual simula incorporar una central de 150 MW en el año 2022. Se hace un análisis respecto del aporte de esta medida, sin que interactúe con el resto de las medidas, y otra simulación respecto al impacto que tiene sobre el escenario Agenda.

### ESCENARIO GENERACIÓN

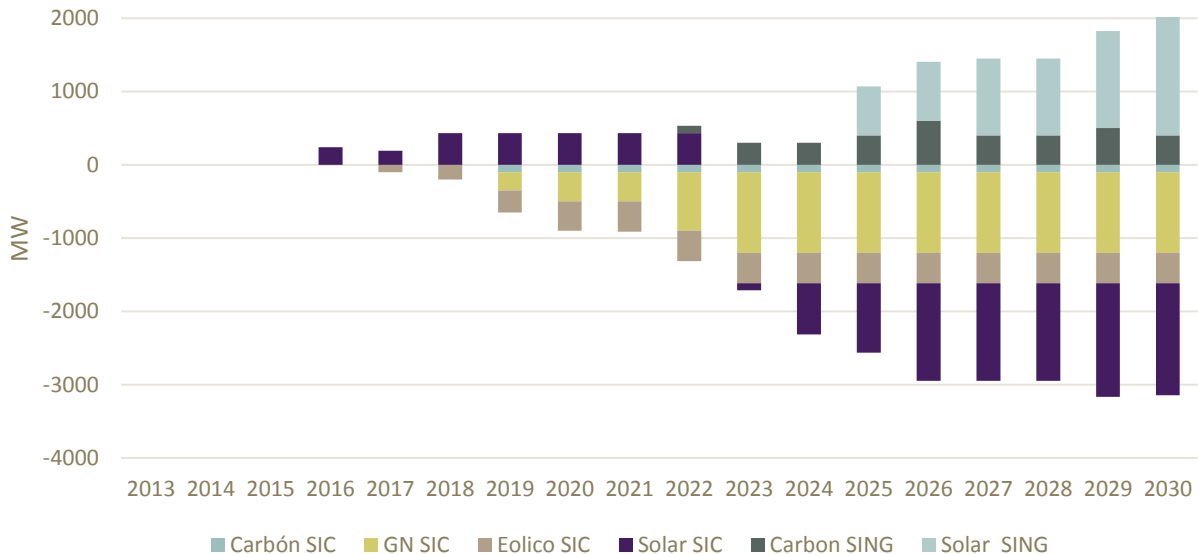
En este escenario se consideraron los efectos de las medidas 2, 3 y 4 asociadas al sector de generación eléctrica. Estas medidas corresponden a la licitación de bloques de generación ERNC, la expansión del terminal de gas natural Quintero, y la interconexión de los sistemas eléctricos SIC y SING. En este escenario, la demanda permanece inalterada respecto del escenario base, por lo que no hay reducción de consumos de energía o emisiones relacionados al consumo final.

### EFFECTOS EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

A continuación, se presenta la diferencia de la capacidad instalada en cada sistema eléctrico en el escenario de generación respecto de la línea base. La Figura 24 a continuación muestra en el sector positivo del eje, aquella potencia adicional que se instala respecto del escenario base. El sector negativo del eje del gráfico, muestra aquella potencia que se deja de instalar respecto de la línea base.

La licitación de bloques de ERNC adelanta la incorporación de energía solar al SIC, a partir del año 2016 hasta el año 2018. Por otra parte, este escenario considera la interconexión de los sistemas eléctricos. Tomando en cuenta toda la capacidad (SIC-SING integrado), la interconexión permite reducir el aumento de capacidad en una cifra cercana a 1000MW en el horizonte.

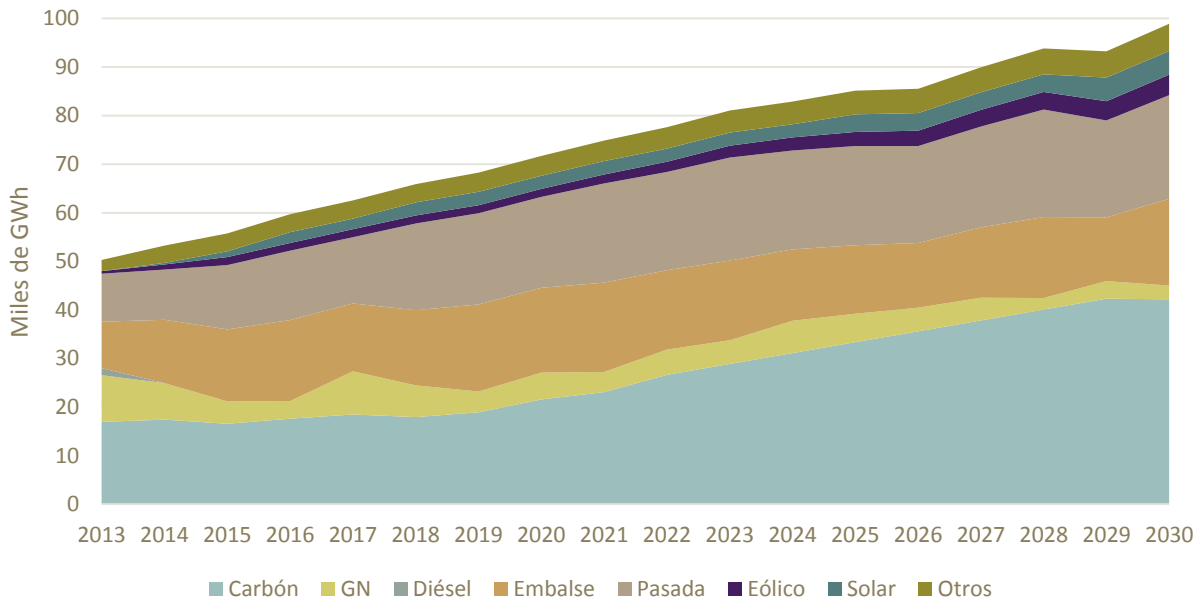
Desagregando por sistemas, se aprecia que en el SIC se reduce la expansión de capacidad mientras que ocurre el efecto opuesto en el SING (respecto de la línea base en el periodo 2014-2030). En efecto, en el escenario de generación, y en relación a la línea base, se desplaza capacidad hacia el SING, generando un aumento sostenido de capacidad termoeléctrica a carbón en el SING, y en menor medida de energía solar. Esto tiene implicancias en el SIC el cual tiene una menor expansión de capacidad termoeléctrica a gas natural y carbón, debido principalmente a la interconexión.



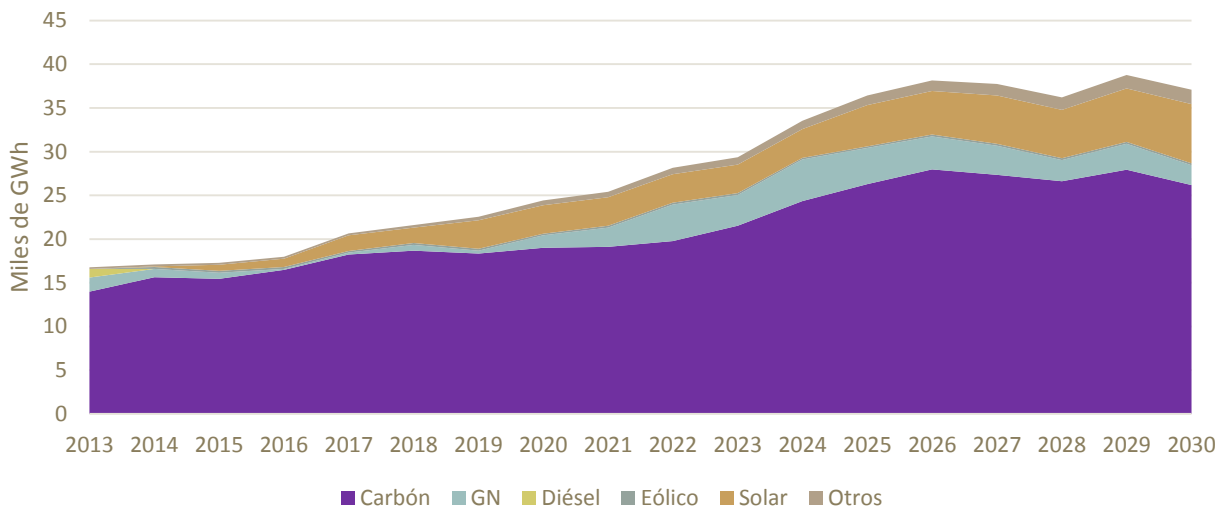
**Figura 26 Variación de Capacidad instalada de energía eléctrica Línea Base versus Escenario Generación**  
Fuente: Elaboración propia

Otro resultado importante de este escenario es el exiguo efecto que tiene la expansión de capacidad del terminal de gas natural de Quintero. Si bien aumenta la generación de energía en base a gas natural versus la línea base, debido a un mayor uso de las centrales que hoy utilizan diésel en el SIC para sustituir el gas natural, no se genera un aumento de la capacidad instalada de centrales termoeléctricas a gas natural, principalmente por el menor precio del carbón versus el GNL.

A continuación se presenta la generación de energía de ambos sistemas desagregada por energético en el periodo 2013-2030. En estas figuras no se incluyen los flujos de interconexión, los cuales serán detallados posteriormente.

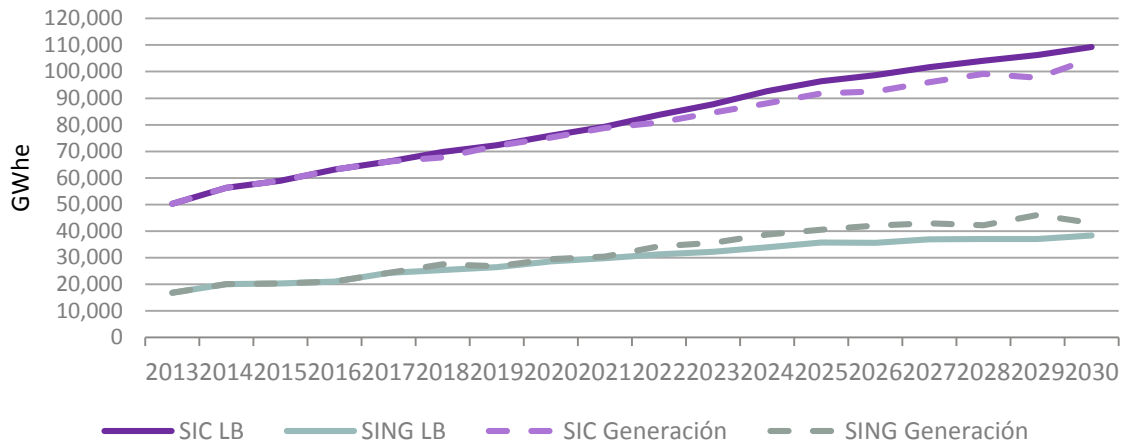


**Figura 27 Generación de energía eléctrica SIC Escenario Generación**  
Fuente: Elaboración propia



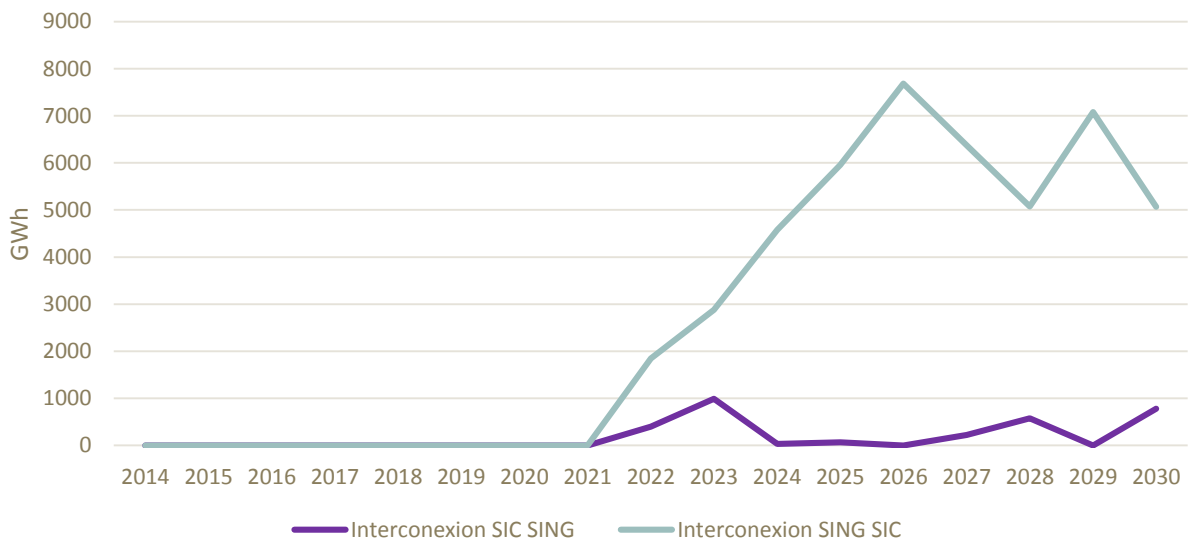
**Figura 28 Generación de energía eléctrica SING Escenario Generación**  
Fuente: Elaboración propia

En consistencia con el aumento total de la capacidad del SING, la generación en base a carbón presenta un importante aumento en el SING. La Figura 29 muestra como la generación de energía es desplazada hacia el SING, apreciándose por lo tanto una disminución sostenida de la generación del SIC versus el escenario base.



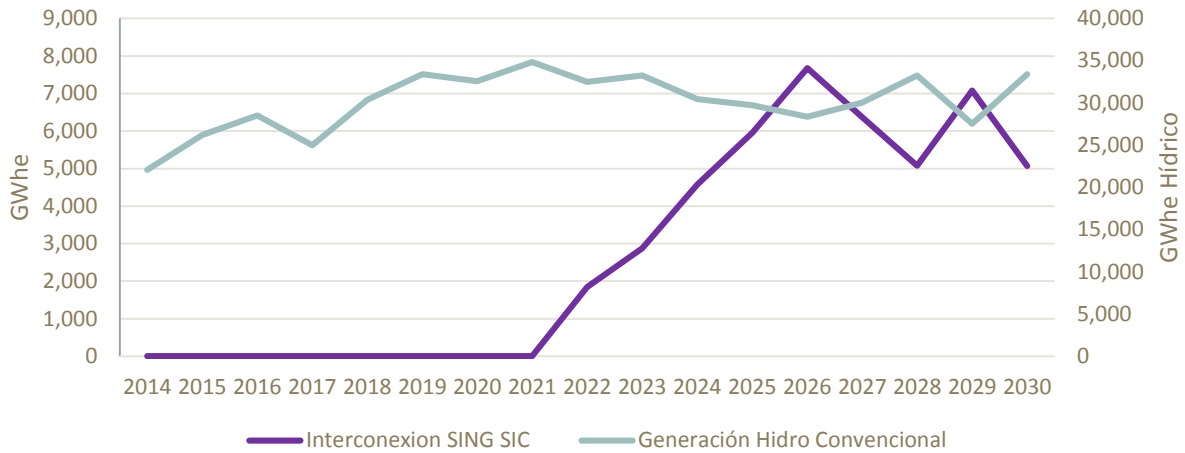
**Figura 29 Generación de energía eléctrica Línea Base versus Escenario Generación**  
Fuente: Elaboración propia

Observando con más detalle los flujos de la interconexión, en la Figura 30 se aprecia una clara tendencia de transmisión de energía desde el SING hacia el SIC. En el gráfico se describe como “interconexión SIC SING” a los flujos que se transfieren desde el SIC hacia el SING, y como “Interconexión SING SIC” a los flujos transferidos desde el SING hacia el SIC.



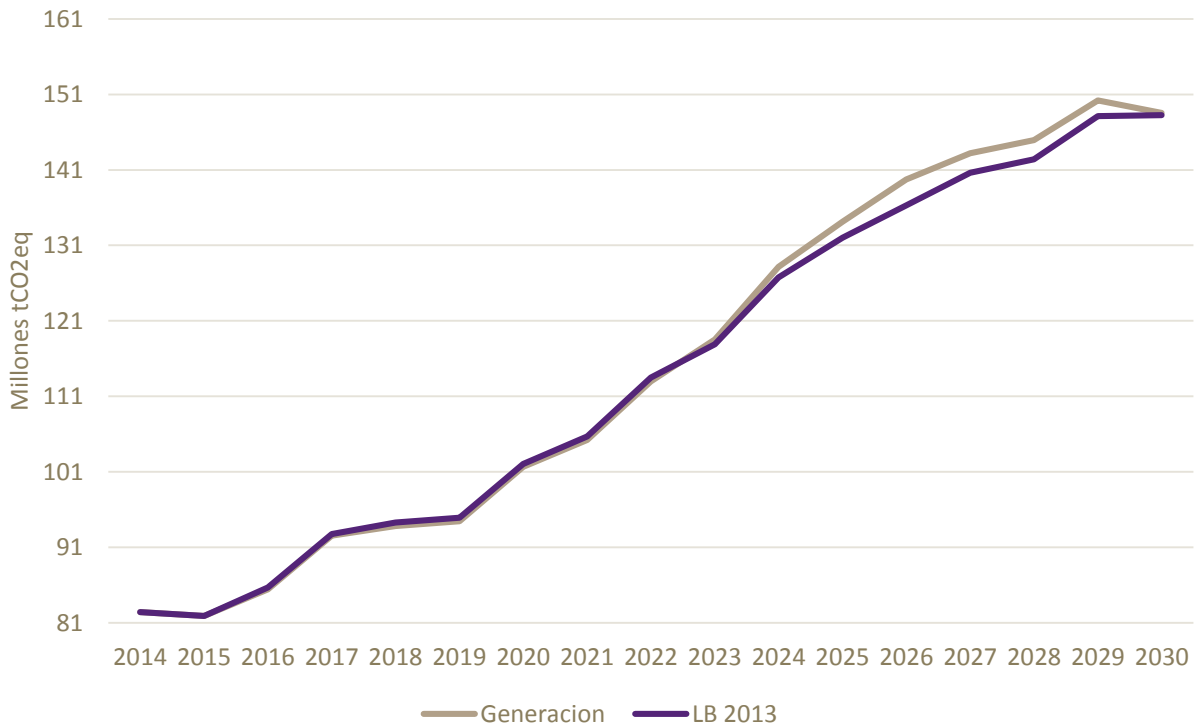
**Figura 30 Flujos de interconexión de sistemas eléctricos Escenario Generación**  
Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, es posible desprender que la interconexión funciona como un “amortiguador” frente a la variabilidad de la oferta hídrica del SIC. La Figura 31 compara los flujos de la interconexión con la generación de energía hídrica en el SIC. Por un lado, el tamaño de la transferencia aumenta en la medida que se incorpora capacidad en el SING, pero además, la forma de la curva responde a la par de las variaciones de la oferta hídrica.



**Figura 31 Transferencia de energía desde el SING hacia SIC versus generación hídrica del SIC. Escenario Generación**  
Fuente: Elaboración propia

A continuación, en la Figura 32 se presentan los resultados de emisiones de gases de efecto invernadero, tanto para el sector de generación eléctrica, como para los escenarios Generación y Línea Base. Se aprecia que las emisiones en el escenario Generación aumentan respecto del escenario Línea Base. En el periodo 2014-2030 las emisiones acumuladas aumentan en 12,4MMtCO<sub>2</sub>eq.



**Figura 32 Emisiones de CO<sub>2</sub>eq Línea Base versus Escenario Generación**  
Fuente: Elaboración propia



## ESCENARIO EFICIENCIA ENERGÉTICA

En este escenario se consideraron los efectos de las medidas 1, 5, 6, 7, 12, 15 y 16 que corresponden a medidas de eficiencia energética, las cuales provocan una reducción de la demanda de uso final de combustibles respecto del escenario de línea base. Entre estas medidas se encuentra la Ley de EE, el PAEE, aislación térmica y cambios en la normativa de la ordenanza de construcción, etiquetado de artefactos, MEPS de motores y refrigeradores y de reemplazo en el alumbrado público. Este escenario no considera las medidas asociadas a la generación eléctrica.

Estas medidas se asocian a reducciones directas de emisiones de CO<sub>2</sub>eq, a causa de la disminución del consumo de combustibles fósiles por parte de los sectores de consumo final. La reducción de consumo eléctrico como consecuencia de la eficiencia energética, reduce los requerimientos de generación eléctrica y contribuye también, en menor medida, a la mitigación.

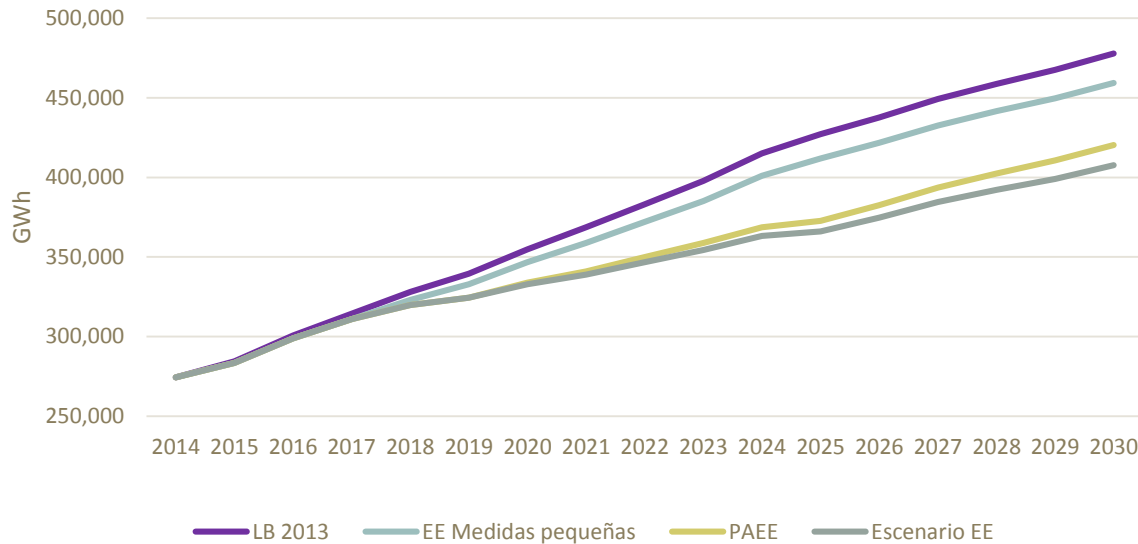
## EFFECTOS EN LA DEMANDA

---

Para analizar el escenario de eficiencia energética, éste se desagrega en bloques de medidas que definirán a su vez nuevos escenarios. En particular, se consideran los siguientes escenarios:

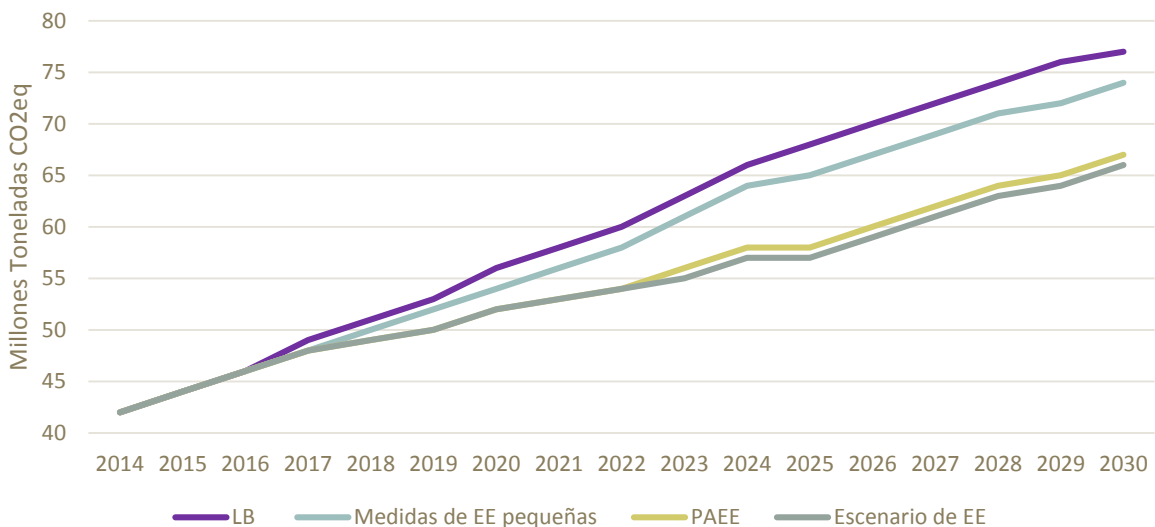
- 1) Escenario EE medidas “pequeñas”: corresponde a etiquetados (M6), MEPS de motores y refrigeradores (M7), la medida de aislación (M12) y de nueva reglamentación térmica (M16) y el recambio de luminarias (M15). Este conjunto de medidas reduce la demanda en una cifra cercana a 15 mil GWh para el año 2025, equivalente a una reducción de un 3,6% para ese año.
- 2) Escenario PAEE: Este escenario considera el PAEE como está definido en el año 2013 y con una fecha de inicio del año 2018. Este escenario incluye las medidas del escenario EE “pequeñas” (con las que existe intersección). Este conjunto de medidas reduce la demanda en una cifra del orden de 54 mil GWh para el año 2025, equivalente a una reducción de un 12,7% para ese año.
- 3) Escenario EE: Considera todas las medidas de eficiencia energética de los dos escenarios anteriores, y además, incorpora la Ley de EE. En este escenario se reduce un total de 61 mil GWh, lo cual corresponde a una reducción de un 14,3% para el año 2025. Esta estimación no considera los ahorros de eficiencia energética logrados con proyectos privados implementados entre los años 2008 a 2013, los que sí están considerados en la meta de reducción de consumo de energía de 20% al 2025 de la Agenda de Energía.

La Figura 33 siguiente presenta los consumos de demanda final para cada uno de los escenarios antes presentados. De ella, se infiere que las medidas asociadas al PAEE son las que tienen mayor impacto en la reducción de demanda de energía en caso de cumplirse los ahorros estimados.



**Figura 33 Consumo de energía final Línea Base versus Escenario EE**  
Fuente: Elaboración propia

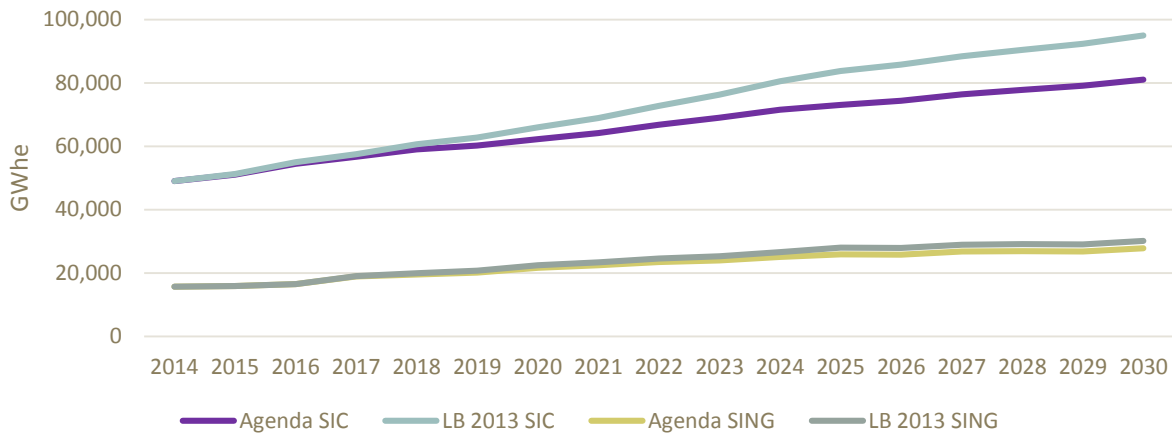
Con respecto a las emisiones (Figura 34), el escenario de EE aporta con una reducción de 104 millones de toneladas acumulada entre 2014 y 2030. Se puede observar, nuevamente, que la medida de la Agenda que más impacto tiene, corresponde a la implementación del PAEE.



**Figura 34 Emisiones de Gases Efecto Invernaderos asociadas a demanda final**  
Fuente: Elaboración propia

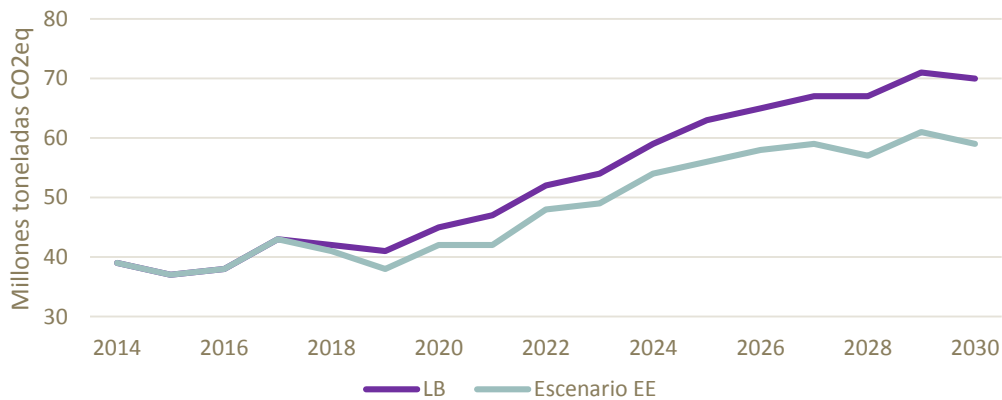
## EFFECTOS EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

La menor demanda de energía reduce las exigencias de generación en el sector eléctrico, a pesar de que en este escenario no se consideran medidas específicas para este sector. La siguiente figura muestra la demanda eléctrica para el SIC y el SING en el escenario base y el escenario de eficiencia energética. Estas medidas del escenario provocan un ahorro de consumo eléctrico de 13% en el SIC y 7% en el SING al año 2025.



**Figura 35 Demanda de energía eléctrica Línea Base versus Escenario EE**  
Fuente: Elaboración propia

La menor demanda se asocia entonces a menor generación y emisiones. La Figura 36 presenta los resultados de emisiones del sector generación eléctrica.



**Figura 36 Emisiones de GEI del Sector Generación Línea Base versus Escenario EE**  
Fuente: Elaboración propia

## ESCENARIO AGENDA

En este escenario se consideran todas las medidas de demanda final y de generación eléctrica contenidas en la Agenda y que son aplicables a la zona geográfica que contiene al SIC y SING. Esto incluye las medidas de eficiencia energética y generación presentadas en los escenarios anteriores, más la incorporación de techos solares en edificios públicos y el cambio de combustible provocado por la expansión de capacidad de gas natural del terminal de Pemuco.

De este escenario se desprende un sub-escenario llamado Agenda 2, el cual considera un incremento de un 30% en el presupuesto público para la eficiencia energética con respecto al escenario Agenda. Esto se presentó en la sección general de resultados.

Las diferencias en la demanda final entre el escenario de Agenda y el escenario de EE, radican en el reemplazo de combustible de Pemuco (M9) y los Techos Solares (M11), por lo que el volumen de energía demandada no difiere del escenario de EE (existe una variación muy menor provocada por las distintas eficiencias de conversión de la fracción de gas natural proveniente de Pemuco que reemplaza el consumo de petróleo). Por esta razón, en el sector de demanda de energía sólo se presenta el análisis de emisiones.

## EFFECTOS EN LA DEMANDA

A continuación, en la Figura 37 se presentan las proyecciones de demanda final para los escenarios base, Agenda y Agenda 2. Las tasas de crecimiento medias de consumo para cada escenario, y considerando el periodo 2014-2030, son 3,5%, 2,5% y 2,2% respectivamente.

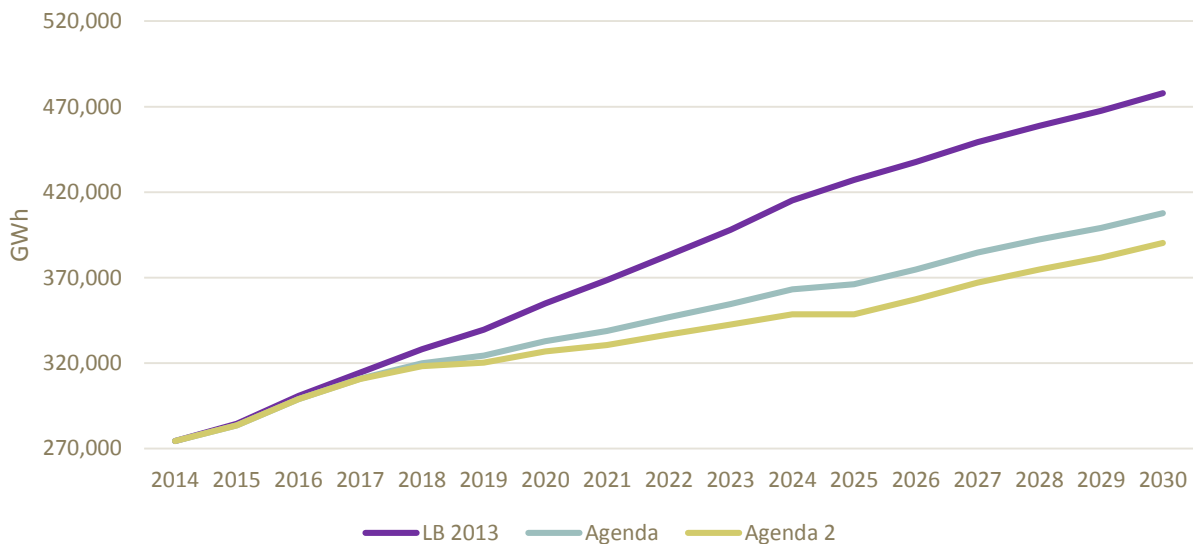


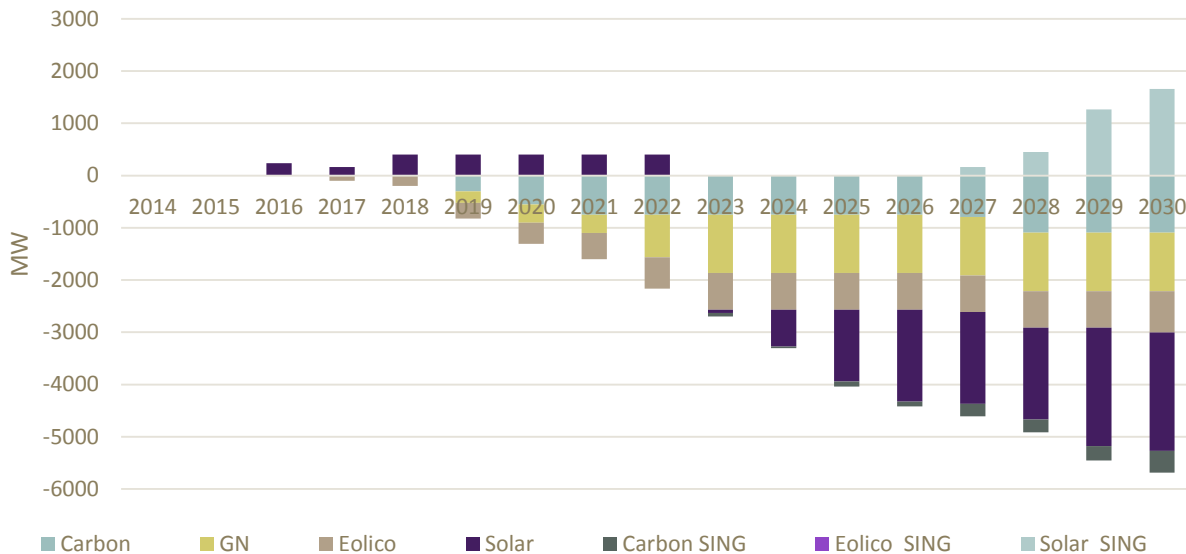
Figura 37 Demanda de Energía Final con escenarios de Agenda  
Fuente: Elaboración Propia

## EFFECTOS EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

Para este análisis, el primer paso considera evaluar la diferencia de la capacidad instalada, para cada sistema eléctrico en el escenario Agenda respecto de la línea base. La Figura 38 muestra en el eje positivo aquella potencia adicional que se instala respecto del escenario de línea base. El eje negativo del gráfico muestra aquella potencia que no se instala respecto de la línea base.

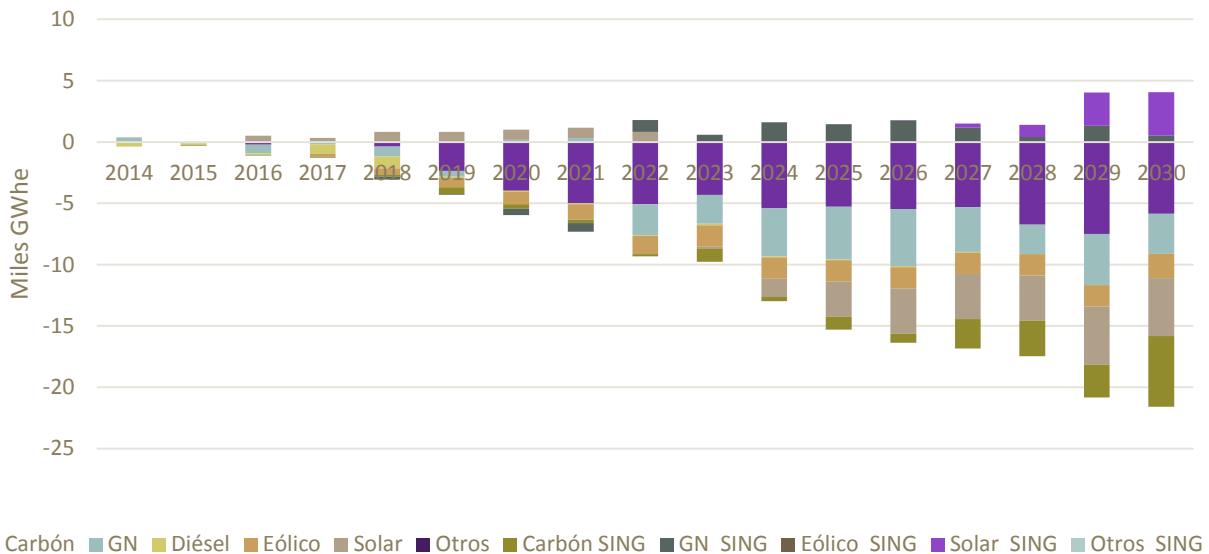
Los efectos producidos en este escenario son una combinación de las medidas producidas por los escenarios de EE y Generación. El escenario presenta una fuerte disminución de la capacidad instalada en relación al escenario base, con una reducción total de cerca de 4000 MW en ambos sistemas, para el año 2030. La tecnología que más reduce su instalación corresponde a las plantas PV del SIC, con cerca de 2300 MW menos respecto de la línea base. Lo anterior se debe a que el factor de planta de las centrales del SING es mayor, y por lo tanto, más utilizables en un escenario con interconexión, lo que implica que se observa un aumento de capacidad instalada en el SING de 1700 MW de tecnología PV, respecto del escenario de línea base.

La disminución de la demanda eléctrica y la existencia de la interconexión, evitan la incorporación de centrales a carbón y de gas en el SIC y el SING respecto del escenario base. Así, en el caso del SIC, se observa una reducción de 1100 MW de carbón y 1100 MW de gas, mientras que en el caso del SING, se dejan de instalar cerca de 400 MW a carbón para el año 2030.



**Figura 38 Variación de Capacidad instalada de energía eléctrica Línea Base versus Agenda**  
Fuente: Elaboración propia

A continuación, en la Figura 39 se presenta la generación de energía de ambos sistemas desagregada por energético en el periodo 2014-2030. En total en este escenario, para el año 2030 se dejan de generar 17.000 GWh en ambos sistemas, producto de las medidas de eficiencia energética. La reducción se observa principalmente en las centrales a carbón del SIC y del SING, que en conjunto, dejan de generar cerca de 12.000 GWh. Para el caso del gas natural, esta reducción es de 3.300 GWh en el SIC. Al igual que el argumento anterior, para el caso de la capacidad en los sistemas PV, en el SIC se dejan de generar 4.700 GWh, pero que en el SING se compensan con un aumento de 3.600 GWh en el SING.

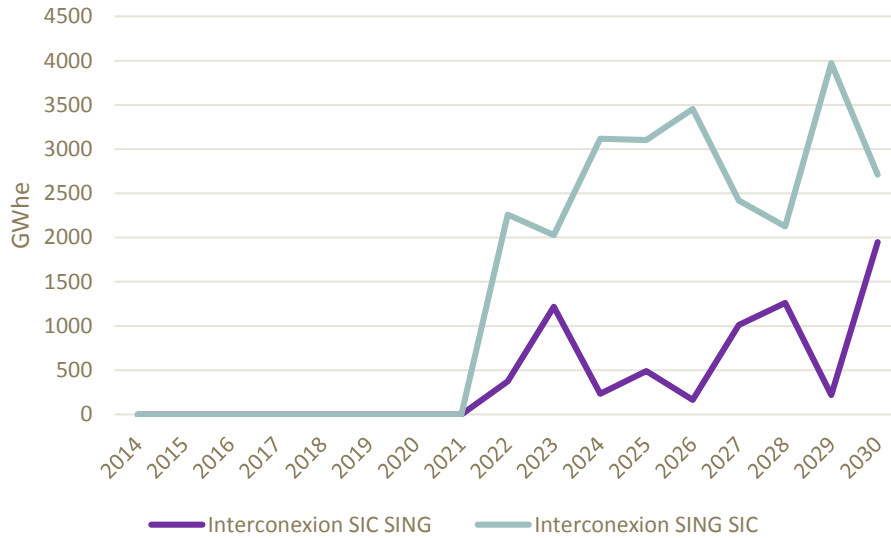


**Figura 39 Generación de energía diferencias con línea base**  
Fuente: Elaboración propia

Otro análisis relevante es comparar los resultados del escenario Generación (en donde la interconexión se produce con la demanda línea de base) y el escenario Agenda (para el cual la interconexión se produce considerando medidas de eficiencia energética en la demanda). Para este último, las diferencias en generación, se explican principalmente por los efectos de las medidas de eficiencia energética.

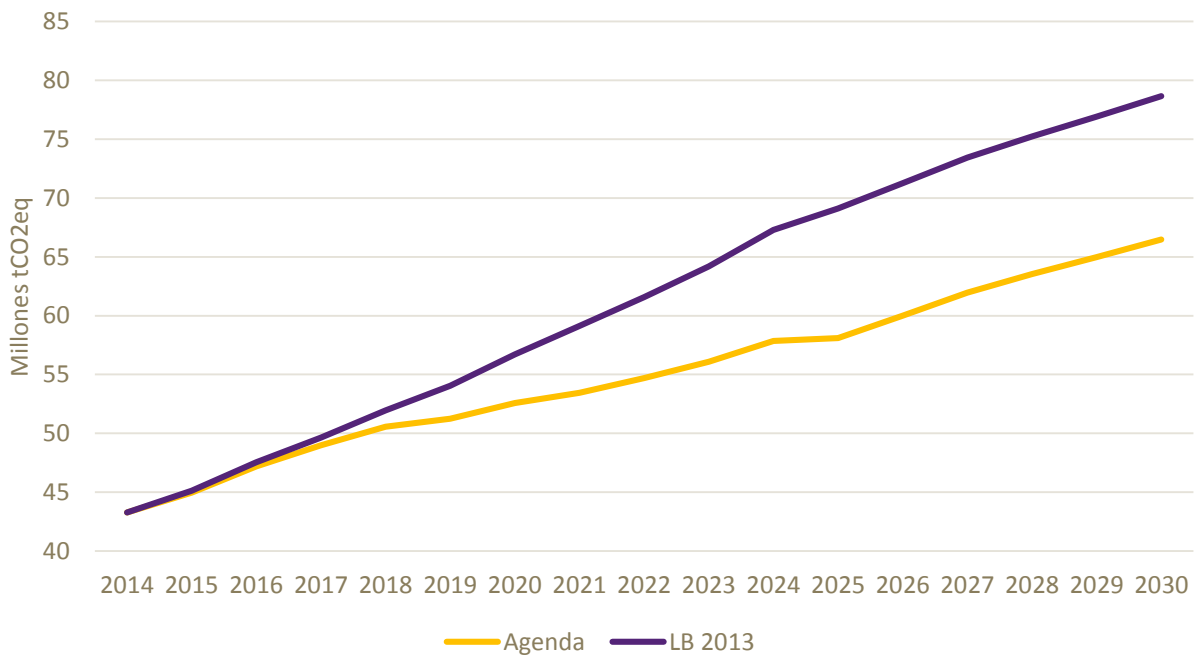
En el escenario Agenda, la energía generada se reduce debido a la menor demanda eléctrica. Esto se traduce en que en el periodo 2014-2030, la expansión de la capacidad agregada se reduce en 12% (unos 4.000 MW), respecto de la línea base.

Los flujos de interconexión entre los sistemas SIC y SING se reducen respecto del escenario Generación. En los años 2022-2030, los flujos totales alcanzaron una cifra total cercana a los 32.000GWh (versus los 50.000GWh del escenario generación). En este caso, la mayor parte de los flujos sigue siendo del SING al SIC (SING-SIC 78% vs. SIC SING 22%), aunque se incrementa la participación de los flujos del SIC al SING (SING-SIC 94% vs. SIC SING 6% en el escenario generación). La Figura 40 presenta los flujos de interconexión para el escenario Agenda.



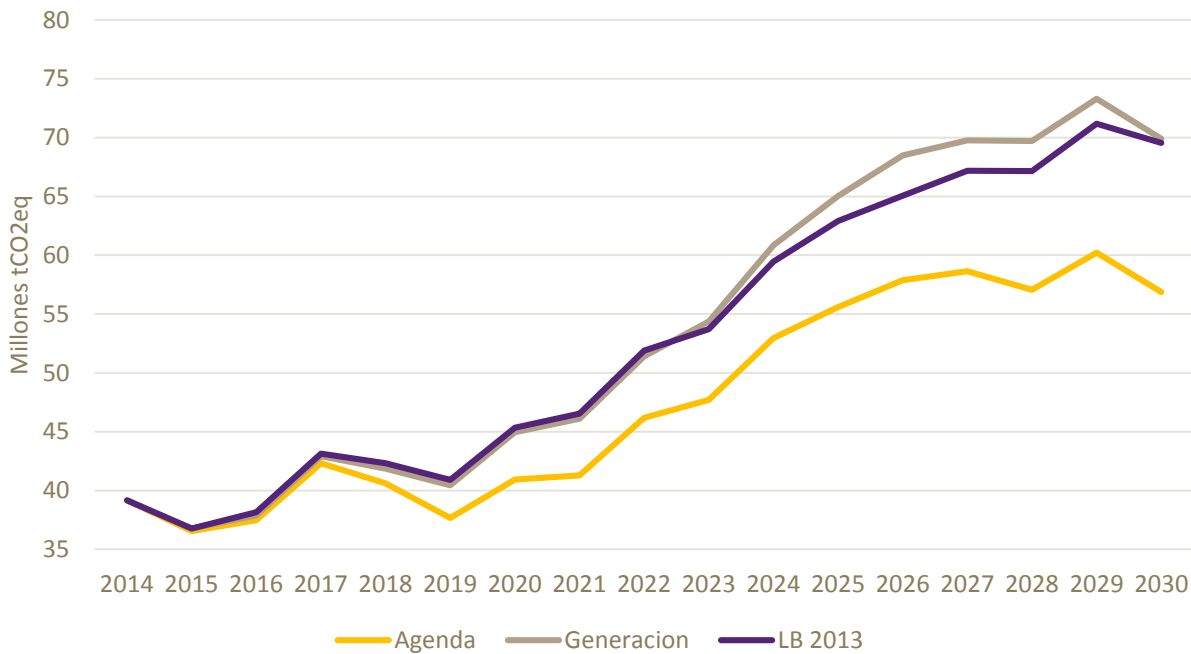
**Figura 40** Flujos de interconexión de sistemas eléctricos Escenario Agenda  
Fuente: Elaboración propia

A continuación, en la Figura 41 se presentan los resultados comparados de emisiones de gases de efecto invernadero para distintos escenarios. La figura siguiente presenta las emisiones de demanda final para los escenarios Línea Base y Agenda. Se incluyen las emisiones de los sectores: comercial, público, residencial, industria y minería, y transporte. En el periodo 2014-2030 hay una mitigación de más de 100 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq, y en promedio, las emisiones del escenario Agenda son 9% menores cada año que la línea base.



**Figura 41** Emisiones de GEI de los Sectores de Demanda Final  
Fuente: Elaboración propia

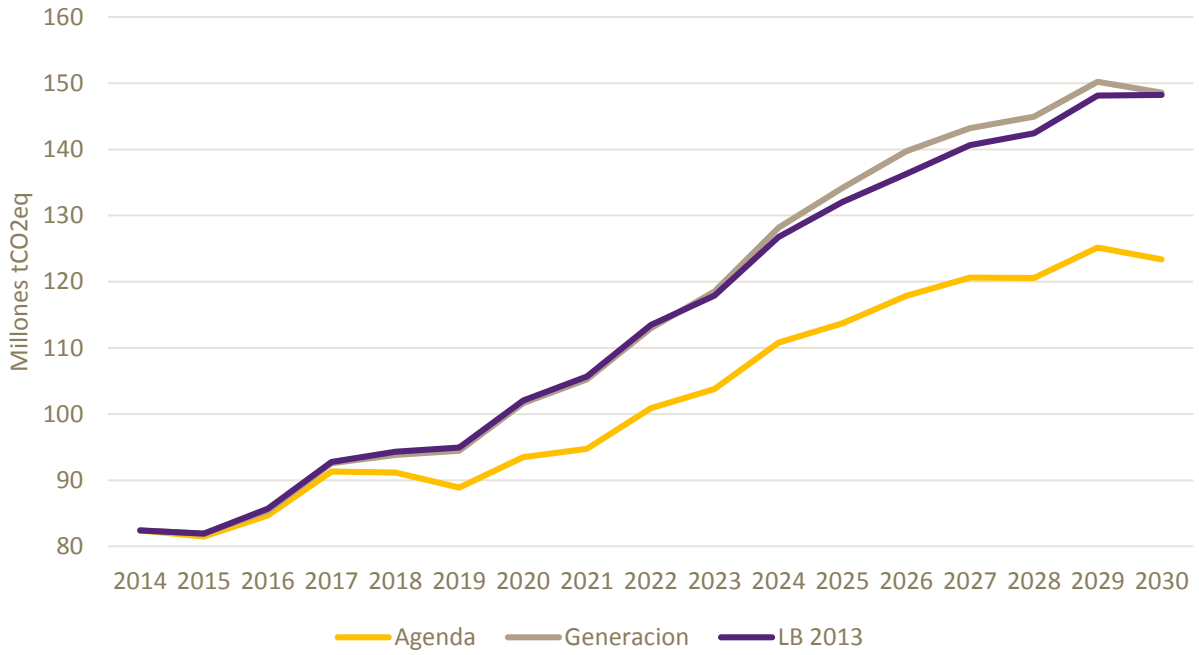
En la Figura 42 se presentan las emisiones del sector generación para los escenarios Línea Base, Generación y Agenda. Como ya fue explicado, el escenario de generación incrementa la generación térmica en base a carbón del SING en reemplazo de otras fuentes más caras del SIC, como consecuencia de la interconexión. En el escenario Agenda, se aprecia que la demanda es la que logra reducir significativamente las emisiones del sector. La mitigación en 2014-2030 del escenario Agenda es algo mayor a 90 millones de toneladas respecto del escenario línea base, y casi 100 millones de toneladas respecto del escenario de Generación.



**Figura 42 Emisiones de GEI de la Generación Eléctrica de Escenarios**  
Fuente: Elaboración propia

Los resultados agregados de demanda final y generación se presentan en la Figura 43. En el periodo 2014-2030, se mitigan 200 MMtCO<sub>2</sub>eq respecto de la línea base y 210 MMtCO<sub>2</sub>eq respecto del escenario de Generación. Respecto de las emisiones totales de los escenario línea base, el escenario Agenda representa una reducción de 9% de sus emisiones en todo el periodo respectivamente.





**Figura 43 Emisiones de Gases Efecto Invernadero Totales (Demanda Final + Generación).**  
Fuente: Elaboración propia

## ESCENARIO CUENCA

Como análisis adicional a la expansión de línea base, se evaluó el impacto en las emisiones provocado por la incorporación de una central hídrica de pasada en el SIC de 150 MW de potencia a instalar el año 2022. Este escenario se simuló mediante dos alternativas: sin las medidas del escenario de Generación, ni las de eficiencia energética; y otra alternativa fue observar el efecto luego de aplicadas todas las medidas de mitigación de la Agenda.

A continuación, en la Tabla 12 se presentan las emisiones del sector de generación eléctrica en el escenario de Línea Base y en el escenario Cuenca, el cual se diferencia sólo en el ingreso de la central hidroeléctrica de pasada en cuestión. Por lo tanto, este escenario no tiene ningún tipo de interacción con el resto de las medidas, y representa el efecto aislado de incorporar una medida de este tipo. Este escenario en promedio reduce 250.000 tCO<sub>2</sub>eq por año.

En la Tabla 13 se calcula el efecto de instalar esta central, en conjunto con la implementación de todas las medidas asociadas al escenario Agenda. Este escenario en promedio reduce 620.000 tCO<sub>2</sub>eq por año. Por lo tanto, al comparar esta situación con la anterior, se observa que en promedio se reduce 2,5 veces más cuando esta central se instala en conjunto con las otras medidas de la Agenda. Esto se debe a que en ese año se evita la entrada de una central a carbón de 108MW, como efecto principal en el sector de generación. Cabe destacar que este efecto no es proporcional, porque al instalar una central de 300 MW, como se observa en la Tabla 14, el efecto se reduce a 450.000 tCO<sub>2</sub>eq/año.

Tabla 12 Emisiones del sector generación eléctrica, escenario de línea base versus escenario Cuenca

MM ton CO <sub>2</sub> e	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Promedio
<b>Cuenca</b>	46,5	51,9	53,7	59,5	62,9	65,1	67,2	67,2	71,2	69,6	
<b>LB 2013</b>	46,5	51,5	53,3	59,2	62,6	64,9	67,0	66,9	71,1	69,3	
<b>Diferencia</b>	-	-0,38	-0,42	-0,31	-0,30	-0,16	-0,22	-0,28	-0,13	-0,26	-0,25

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 13 Emisiones del sector generación eléctrica, escenario de Agenda versus escenario Cuenca (150 MW)

MM ton CO <sub>2</sub> e	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Promedio
<b>Cuenca</b>	40,3	44,2	45,4	50,3	52,2	54,3	54,2	52,3	55,2	51,6	
<b>Agenda</b>	40,3	44,9	46,1	51,0	52,9	55,0	54,9	53,1	55,7	52,2	
<b>Diferencia</b>	0,00	-0,73	-0,76	-0,70	-0,70	-0,70	-0,69	-0,75	-0,56	-0,63	-0,62

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 14 Emisiones del sector generación eléctrica, escenario de Agenda versus escenario Cuenca (300 MW)

MM ton CO <sub>2</sub> e	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Promedio
<b>Cuenca</b>	40,3	45,3	46,3	51,8	53,3	55,6	55,1	53,2	57,0	52,9	
<b>Agenda</b>	40,3	44,9	46,1	51,0	52,9	55,0	54,9	53,1	55,7	52,2	
<b>Diferencia</b>	0,0	-0,34	-0,16	-0,76	-0,41	-0,68	-0,18	-0,08	-1,24	-0,69	-0,45

Fuente: Elaboración propia

ÁREA SISTEMAS MEDIANOS E INSULARES

MAGALLANES: MEDIDA 10 Y MEDIDA 13

Para este sistema se considera la aplicación simultánea de las medidas 10 y 13, siendo la primera el reglamento de los sistemas medianos, y la segunda, la exploración del gas en Magallanes.

Obteniendo el promedio de los últimos 5 años de generación, se observó que un 98,2% de la energía se genera con gas y un 1,8% con Diésel. Para la modelación de esta medida, se supone primero que se introduce la generación eólica, de manera parecida a la implantación de la Ley ERNC, esto es, llegar a un 18% el año 2025. En un primer efecto se sustituirá el diésel con energía eólica, lo cual tiene como efecto que la exploración de gas en Magallanes no tendría efecto, debido a que no habría diésel que substituir.

Tomando en cuenta la proyección de consumo de la línea base presentada al inicio del presente informe, y asumiendo las penetraciones de renovable de la Ley, la Figura 44 indica el consumo de energía neto y su fuente de generación.

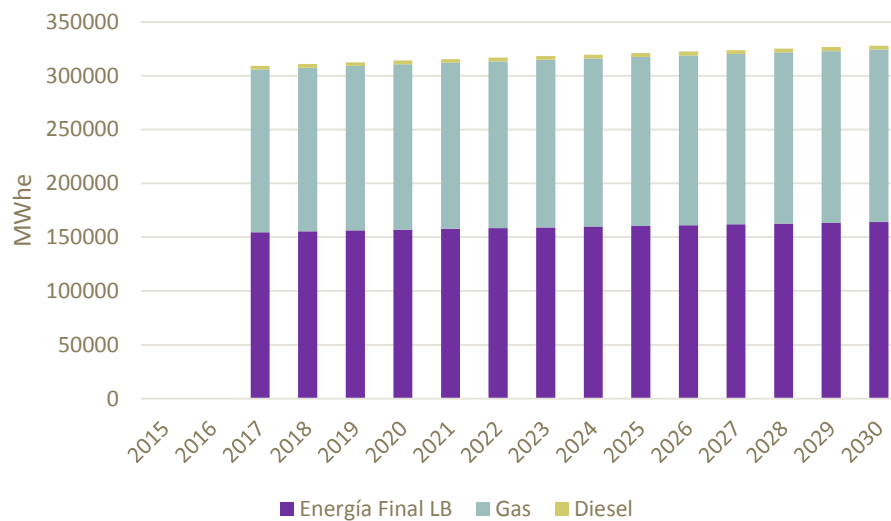
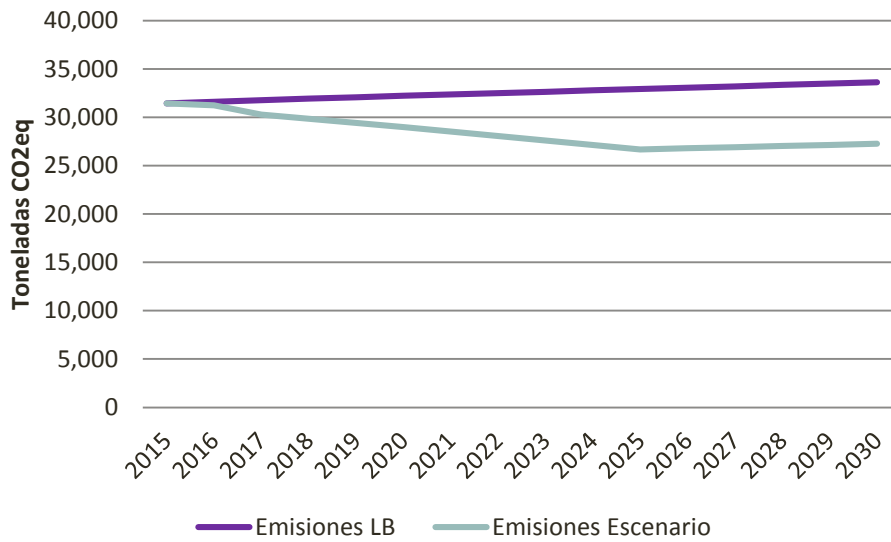


Figura 44 Consumo de energía y participación de ERNC  
Fuente: Elaboración Propia

Considerando que la eficiencia de un sistema diésel es de alrededor de un 26,2%, y 32,7% el de una central a gas de ciclo abierto, las cuales son referencia de MAPS y considerando los valores del IPCC para los factores de emisión, se obtiene que en promedio el factor de emisión de este sistema es de alrededor de 0,62 ton CO<sub>2</sub>eq/MWhe consumido. Con estos valores, se obtiene la Figura 45 de las emisiones de CO<sub>2</sub>eq, para la región de Magallanes. Hasta el año 2030 se reduce un total de 66,600 tCO<sub>2</sub>eq, lo cual equivale a un promedio de 4,200 tCO<sub>2</sub>eq por año.



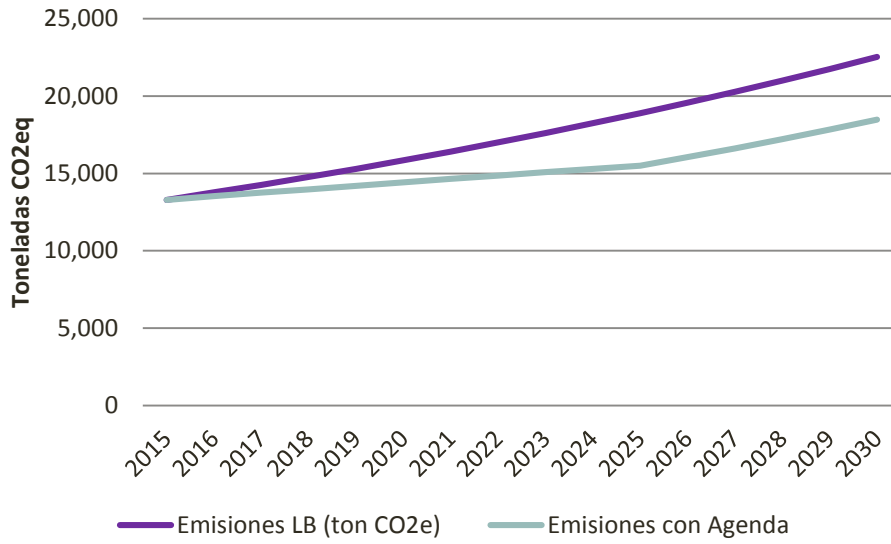
**Figura 45 Emisiones Línea base versus Escenario de Mitigación**  
Fuente: Elaboración Propia

#### ISLA DE PASCUA, JUAN FERNÁNDEZ E ISLAS DE CHILOÉ: MEDIDA 14

Para esta medida, que involucra un programa de sustitución de diésel por ERNC, se analizó Isla de Pascua, Juan Fernández y algunas islas de Chiloé. Para el caso de estos sistemas, también se supuso una penetración de renovables parecida a la trayectoria que posee la Ley de ERNC, es decir, que la energía generada sea alrededor de un 18% en el año 2025.

#### ISLA DE PASCUA

Para el escenario de línea base, se asumió que la totalidad de la energía generada en la isla proviene de diésel, y que esta situación va a continuar en el futuro. El consumo de línea base se estableció en el capítulo de línea base, y considerando que un generador diésel en promedio posee una eficiencia de 26,2% de acuerdo con las referencias de MAPS, y que emite 1,02 tCO<sub>2</sub>eq/MWhe generado, se obtiene la Figura 46 de las emisiones de línea base y del escenario con penetración de ERCN. En total al año 2030, se reducen 36,000 tCO<sub>2</sub>eq, lo cual implica un promedio de 2000 tCO<sub>2</sub>eq/año.



**Figura 46 Emisiones línea base versus escenario con Agenda**  
Fuente: Elaboración propia

JUAN FERNÁNDEZ

Para el caso de Juan Fernández, dada la falta de información respecto del consumo de electricidad de la Isla Robinson Crusoe, se tuvo que estimar estos valores usando como referencia la información de Isla de Pascua, como se presentó en el apartado referido a la línea base. Se asumió además, que esta demanda era abastecida completamente por unidades Diésel.

Con respecto al escenario con la Agenda, se utilizó una información en donde se indicaba que planteaba instalar una microrred de emergencia, con el objeto de que instituciones críticas tengan energía en caso de emergencia, como fue el caso del terremoto en 2010.

No se posee información específica, respecto al tamaño de la instalación que se pretende realizar, y por lo tanto, en una primera aproximación se propone una instalación fotovoltaica de 20kW para el año 2016. Usando esta información y el factor de emisión de un sistema eléctrico Diésel, el cual corresponde a 1,02 tCO<sub>2</sub>eq/MWhe, se obtiene la Figura 47 de las emisiones de línea base y del escenario evaluado. Para el año 2030 se reduce un total de 803 tCO<sub>2</sub>eq, lo cual equivale a un promedio de 47 tCO<sub>2</sub>eq por año.

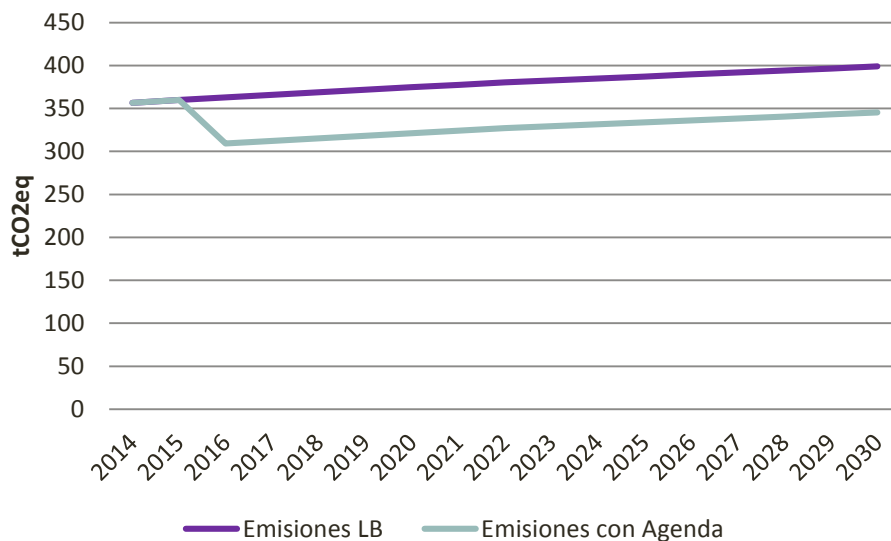
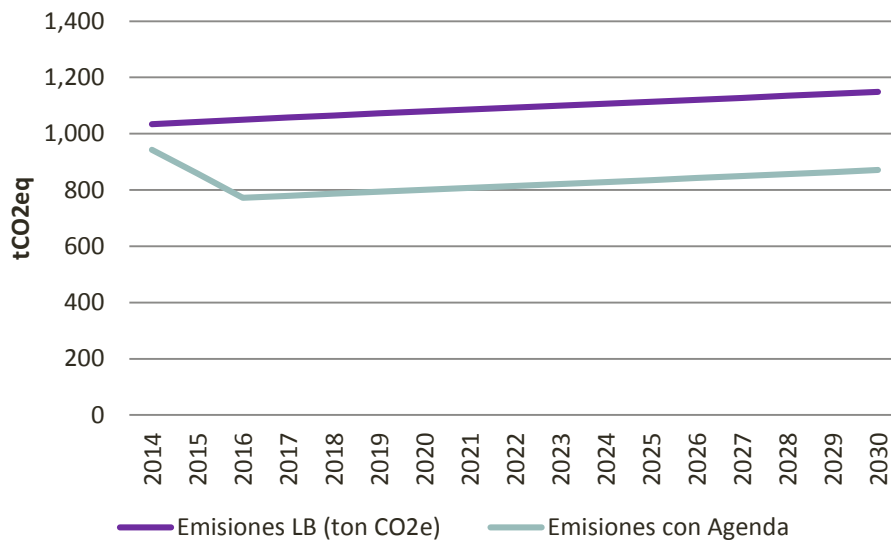


Figura 47 Emisiones línea base y del escenario con Agenda  
Fuente: Elaboración Propia

## ISLAS DESERTORES

Como se indicó anteriormente en el capítulo de la línea base, se consideraron las siguientes islas en el análisis: Chuit, Autení, Chaulín, Talcán, Nayahué, Imerquina y Llanchild. En línea base se considera que estas islas se hubiesen alimentado con generadores diésel, y que gracias al desarrollo de la Agenda se está incorporando ERNC en estas islas.

De forma concreta se asume que se instala un total de 120kW en generadores eólicos, de acuerdo a una presentación que se pudo encontrar de Wireless Energy<sup>7</sup>. Usando el factor de emisión de un sistema diésel, el cual es 1,02 tCO<sub>2</sub>eq/MWhe, se obtiene la Figura 48 del escenario base y del escenario con la Agenda. En total al año 2030 se reducen 4.500 tCO<sub>2</sub>eq, lo cual implica un promedio de 262 tCO<sub>2</sub>eq por año.



**Figura 48 Emisiones Línea base y de Escenario con Agenda**  
Fuente: Elaboración Propia

<sup>7</sup> [http://www.intendencialoslagos.gov.cl/n559\\_10-02-2014.html](http://www.intendencialoslagos.gov.cl/n559_10-02-2014.html)

## 8 ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE ESCENARIOS DE MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE LA AGENDA

Desde la perspectiva económica, determinar el impacto de las medidas de mitigación significa establecer los impactos en bienestar derivados de tales iniciativas. Según el propósito y alcance, la evaluación puede realizarse desde una perspectiva privada, de algún organismo del Estado, de la perspectiva de un sector, de la economía, o de la sociedad. En este estudio se realiza un análisis costo-beneficio social que intenta establecer métricas relativas de costos y beneficios entre un escenario tendencial y uno con medidas de mitigación contempladas en la Agenda de Energía.

Según (Jansen, 2006) lo más distintivo del análisis costo beneficio social es la tasa de descuento. Esto porque las tasas consideradas en el análisis económico privado, suelen dar un rol menor al tema de la equidad intergeneracional. De esta manera, el *análisis costo beneficio social requiere* los siguientes ajustes de un análisis costo beneficio financiero:

- Los precios deben corregirse de intervención estatal. Por ejemplo, los precios no deben considerar impuestos.
- Los efectos externos deben identificarse y establecerse su valor social en la medida de lo posible (en este estudio no se estiman co-beneficios).
- Debe utilizarse una tasa social de descuento adecuada. Para este informe se utiliza la tasa social de descuento que define la autoridad (6%).

### 8.1 FUNDAMENTACIÓN CONCEPTUAL DE LOS CÁLCULOS

La Agenda contempla medidas de mitigación en la demanda final, como también en la generación eléctrica. Esta sección tiene como propósito justificar cómo se realiza la estimación de costo beneficio, pero sin incorporar pagos de electricidad entre consumidores y productores por considerarse una transferencia entre agentes. Este supuesto asume que la demanda de energía es perfectamente inelástica (por lo que el bienestar de los consumidores finales se asocia a ahorros por gasto de energía).

En general, los sectores de consumo final realizan inversiones que modifican los perfiles de consumo (eficiencia energética, cambio de combustible, entre otras). Esto implica que aumentan los costos de inversión y se reducen los costos de consumo de energía. A continuación, consideramos una formulación estática simplificada (por ejemplo, cifras anualizadas), para mostrar el bienestar para consumidores finales, la generación eléctrica y la sociedad (consumidores finales y generación). Para los consumidores finales en el escenario base, su bienestar quedará determinado por su gasto ( $S_b$ ):

$$S_b = -p_b e_b - \sum_{k=1}^K p_k q_b^k - I_b$$

Donde  $p_b$  es el precio base de la electricidad,  $e_b$  el consumo base de electricidad,  $p_k$  el precio del combustible  $k$ ,  $q_b^k$  el consumo base del combustible  $k$ , y  $I_b$  la inversión energética en el escenario base.



Análogamente para el escenario alternativo a obtenemos  $S_a$  (basta reemplazar b por a en la ecuación anterior).

Por lo tanto, la variación en bienestar entre el escenario alternativo (a) y base (b) es:

$$\Delta S = S_a - S_b = (p_b e_b - p_a e_a) + \sum_{k=1}^K p_k (q_b^k - q_a^k) - (I_a - I_b)$$

Los dos primeros sumandos representan el ahorro en costo por consumo de energía de la electricidad y el resto de los combustibles (generalmente estos términos serán positivos). Notar que se permitió que el precio de la electricidad cambie entre escenarios, mientras que los precios del resto de los combustibles permanecen inalterados. El último sumando da cuenta del aumento en los costos de inversión asociados a las medidas. Este término también será generalmente positivo, dando cuenta del aumento en los costos de inversión.

Por otra parte, los sectores de generación eléctrica tendrán un cambio de bienestar:

$$\Delta \pi = (p_a e_a - p_b e_b) - (C_G^a - C_G^b) - (C_k^a - C_k^b)$$

Donde el primer término representa la variación de ingresos, y los dos restantes, la variación de costos de generación (combustibles y de O&M) y de capital.

De esta forma el cambio agregado en bienestar es ( $\Delta W$ ):

$$\Delta W = \Delta S + \Delta \pi = \sum_{k=1}^K p_k (q_b^k - q_a^k) - (I_a - I_b) - (C_G^a - C_G^b) - (C_k^a - C_k^b)$$

Es decir, en el análisis se ignoró los pagos de electricidad por considerarlos transferencias entre los sectores de demanda final y de generación, no alterando por tanto el bienestar agregado.

## 8.2 RESULTADOS DE COSTO BENEFICIO

### ÁREA SIC-SING

Para este análisis se estudiaron los efectos, tanto en la demanda como en la generación de electricidad, para las opciones indicadas en la tabla. Cabe destacar que en esta sección se utilizan escenarios netos de las medidas pequeñas de EE, PAEE y la LEY EE. Es decir, los costos y beneficios se tratan de manera independiente, incluyendo los impactos asociados al sector de generación de electricidad. El detalle de los costos y precios de combustibles utilizados para la evaluación, se presentan en el Anexo 4 del presente informe.

Tabla 15 Medidas analizadas en el costo-beneficio

Escenario	Medidas en Demanda	Medidas en Generación
<b>Escenario EE pequeñas</b>	Corresponde a las medidas pequeñas de eficiencia energética de la Agenda. Se presenta el efecto neto de esta medida.	No considera ninguna medida asociada al sector generación. Se presenta el efecto neto de esta medida.
<b>Escenario PAEE Neto</b>	Corresponde a la simulación del PAEE. Se presenta el efecto neto de esta medida.	No considera ninguna medida asociada al sector generación. Se presenta el efecto neto de esta medida.
<b>Escenario LEY EE Neto</b>	Corresponde a la simulación de la LEY. Se presenta el efecto neto de esta medida.	No considera ninguna medida asociada al sector generación. Se presenta el efecto neto de esta medida.
<b>Medida Agenda</b>	Corresponde a todas las medidas anteriores, más otras (Techos Solares, Terminal de Pemuco, Luminarias).	Considera todas las medidas asociadas al sector de generación (Interconexión, gas de quintero, gas
<b>Medida Agenda 2</b>	Corresponde a todas las medidas anteriores, más otras (Techos Solares, Terminal de Pemuco, Luminarias). Además considera un PAEE con un 30% más de presupuesto que el escenario Agenda.	Considera todas las medidas asociadas al sector de generación (Interconexión, gas de quintero, gas

Fuente: Elaboración Propia

Para calcular el valor presente de los flujos se utilizó un valor de 6% consistente con una evaluación social, tanto en el descuento de los flujos como de emisiones de CO<sub>2</sub>. Las estimaciones no consideran pagos directos por electricidad, por lo que para cada medida se entrega un resultado consistente de costo-beneficio social, pero incompleta para los sectores de demanda final y generación, en el caso que se tratasen de manera independiente.

En general, se puede observar que las medidas de eficiencia energética son costo efectivas, a excepción de las medidas de EE “pequeñas”, escenario que posee un costo de abatimiento positivo. La inversión considera una participación relevante del sector privado, la cual, para el caso de la demanda, oscila entre un 87% a un 100%. En el caso del sector de generación eléctrica, debido a que existe una caída en la demanda por efecto de las medidas de eficiencia energética, se reduce la necesidad de invertir en plantas de generación y además se reduce el costo de operación, comparado con la situación de línea base.

Tabla 16 VPN Costos de Inversión Privado-Público y beneficios de Eficiencia Energética (USD 2014)

Medida (Millón USD)	EE “Pequeñas”	Solo PAEE	Solo Ley EE
Costo Inversión Demanda (Pri)	9.293	2.081	414
Costo Inversión Demanda (Pub)	129	321	0
Costo Inversión Generación (Pri)	-715	-1.063	-1.129
Costo Inversión Generación (Pub)	0	0	0
<b>Total Costo Inversión (1)</b>	<b>8.707</b>	<b>1.340</b>	<b>-715</b>
Ahorro Demanda	-6.388	-12.141	-3.548
Ahorro Generación	-1.288	-1.536	-1.327
<b>Total Ahorro Operacional (2)</b>	<b>-7.676</b>	<b>-13.677</b>	<b>-4.785</b>
<b>Total VPN (1)+(2)</b>	<b>1.032</b>	<b>-12.337</b>	<b>-5.590</b>
VPN Emisiones CO2 (millones CO2)	28	51	28
Costo Abatimiento (USD/tCO2eq)	35	-241	-195
Datos Inversión Anualizado solo Demanda Privado (16 años al 6%)	920/año	206/año	41/año
Datos Inversión Anualizado solo Demanda Público (16 años al 6%)	13/año	32/año	0/año

Fuente: Elaboración Propia

La Tabla 17 representa el análisis de costo beneficio de los escenarios Agenda y Agenda2, los cuales incluyen todas las medidas de la Agenda, tanto en el sector de la demanda, como en el sector de generación. Como se indicó anteriormente, Agenda2 corresponde a una simulación con un aumento del 30% del presupuesto público para eficiencia energética.

Para ambos casos se puede observar que los escenarios son costo-eficientes, lo cual indica que al ejecutarse la Agenda, se obtienen ahorros para el país, tanto en el sector eléctrico como en el sector de la demanda. En término del gasto privado, este correspondería a un 96% de la inversión requerida para el sector de la demanda.

Tabla 17 VPN Escenario Agenda y Agenda2 (USD de 2014)

Medida (Millón USD)	Agenda	Agenda 2
Costo Inversión Demanda (Privado)	11.235	11.960
Costo Inversión Demanda (Público)	406	517
Costo Inversión Generación (Privado)	-2.835	-3.227
Costo Inversión Generación (Público)	3	3
<b>Total Costo Inversión (1)</b>	<b>8.809</b>	<b>9.253</b>
Ahorro Demanda	-22.648	-28.237
Ahorro Generación	-4.271	-4.981
<b>Total Ahorro Operacional (2)</b>	<b>-26.919</b>	<b>-33.218</b>
<b>Total VPN (1)+(2)</b>	<b>-18.110</b>	<b>-23.965</b>
VPN Emisiones CO2 (millones CO2)	114,2	141,18
Costo Abatimiento (USD/tCO2eq)	-158,5	-169
Datos Inversión Anualizado solo Demanda Privado (16 años al 6%)	1112/año	1184/año
Datos Inversión Anualizado solo Demanda Público (16 años al 6%)	40/año	52/año

Fuente: Elaboración Propia

**SISTEMAS MEDIANOS E INSULARES**

En el caso de la incorporación de fuentes renovables en Sistemas Medianos e Insulares, correspondientes a las medidas 10 y 14 de la Agenda, éstas apuntan únicamente al sector de generación, reemplazando capacidad termoeléctrica actual por fuentes limpias.

Para estimar los costos asociados a estas medidas se consideró la capacidad instalada por año y el costo de inversión asociado, de acuerdo a los valores utilizados en el proyecto MAPS. Posteriormente, se calculó el valor presente de la inversión, costos de operación y emisiones de  $CO_2$ , los cuales se resumen en la Tabla 18:

**Tabla 18: Costos de Inversión Privado-Público y beneficios de Incorporación de ER en Sistemas Medianos e Insulares**

<b>Medida (Millón USD)</b>	<b>Sistemas Medianos e Insulares</b>
<b>Costo Inversión Demanda</b>	0
<b>Costo Inversión Generación</b>	7,33
<b>Total Costo Inversión (1)</b>	7,33
<b>Ahorro Demanda</b>	0
<b>Ahorro Generación</b>	0,51
<b>Total Ahorro Operacional (2)</b>	0.51
<b>Total VPN (1)+(2)</b>	7,84
<b>VPN Emisiones CO2 (millones CO2)</b>	0,06
<b>Costo Abatimiento (USD/tCO<sub>2</sub>eq)</b>	140
<b>Datos Inversión Anualizado (16 años al 6%)</b>	0,73/año

Fuente: Elaboración propia

En esta estimación no se consideran los ahorros debido a un menor uso de electricidad proveniente de los sistemas actuales; sólo se estiman los costos de inversión y operación asociados a alcanzar las metas propuestas anteriormente para la incorporación de fuentes renovables en las zonas estudiadas. En este sentido, se observan inversiones de más de 7 millones de dólares y costos asociados a la operación de alrededor de 500.000 dólares. A su vez, el valor presente de las reducciones de emisiones es de alrededor de 60.000 toneladas de  $CO_2eq$ . En cuanto al costo de abatimiento, se estima en 140 dólares por tonelada.

### 8.3 CURVA DE ABATIMIENTO

Con los resultados anteriores, se construye la curva de abatimiento indicada en la Figura 49, en donde se indican separadamente impactos de abatimiento en demanda (D) y de generación eléctrica (G) en el eje de abscisas, y el costo de abatimiento asociado en el eje de ordenadas.

Así por ejemplo, para el caso de las medidas de EE pequeñas (EE D y EE G), se puede observar que el aporte a la mitigación corresponde principalmente a efectos en la demanda (EE D) y a un menor aporte para la parte de generación (EE G). Estas medidas tienen un costo de abatimiento cercano a los 35 USD/tCO<sub>2</sub>eq, siendo el paquete de medidas no costo-efectivas, debido a que las inversiones requeridas en los equipos para etiquetado o MEPS de motores, por ejemplo, no necesariamente conllevan grandes cambios en la eficiencia debido a que se hacen reducciones de energía en sectores con un alto uso de leña como combustible, como es el caso de reemplazo de calefactores o de aislación en las viviendas, y que poseen pocas emisiones de CO<sub>2</sub>eq asociadas.

En otro caso se puede observar el efecto de la Ley de EE, cuya aplicación y metas asociadas se realiza considerando que ya se implementaron las medidas pequeñas de EE y el PAEE. Acá se puede observar que el mayor aporte proviene del sector de generación eléctrica, debido a que ocurren importantes ahorros en la demanda gracias a esta medida.

Finalmente, las medidas en color naranja, representan los efectos en mitigación de la Agenda y Agenda 2 respectivamente. El aumento del impacto de mitigación de la Agenda, versus las medidas anteriores (EE, PAEE y Ley EE), se debe a que se incorporan medidas asociadas al sector de generación (interconexión, Quintero, Licitaciones) y otras medidas relacionadas con la demanda (Techos solares y la ampliación del terminal de Pemuco).

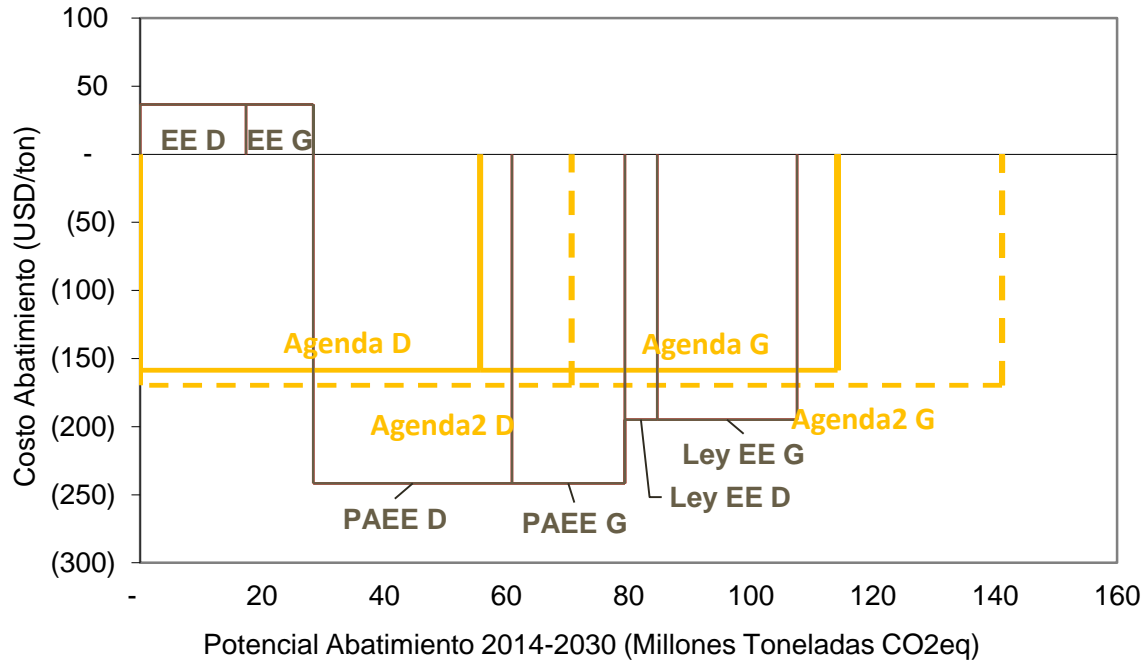


Figura 49 Curva de abatimiento  
Fuente: Elaboración Propia

## 9 ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE

A continuación, se presentan los resultados de un análisis de incertidumbre de las medidas de etiquetado de cocinas, calefones y calefactores a leña. El ejercicio pretende evidenciar los impactos sobre el análisis de medidas de mitigación, cuando se considera la incertidumbre asociada a las variables relevantes de un modelo.

Un modelo que aplica directamente los valores más probables o promedios, tiene importantes limitaciones. La probabilidad que el resultado de la variable de interés se iguale a la estimación usando valores promedio, es nula. Pero lo más importante, es que se ignora el riesgo de equivocarse.

Existen alternativas para el tratamiento de la incertidumbre, siendo las opciones más utilizadas el análisis de sensibilidad, a través del uso de escenarios, y el análisis de incertidumbre, mediante simulación. La primera alternativa es más sencilla y también la más aplicada. El análisis de sensibilidad explora y cuantifica los impactos de posibles errores en los datos de entrada de un modelo, generando nuevos supuestos sobre el futuro, que definen escenarios comparables al caso promedio. La ventaja principal del análisis de sensibilidad es la simplicidad, mientras que su principal desventaja es que no entrega información respecto de la probabilidad de ocurrencia de cada uno.

El análisis de incertidumbre a través de simulación, es una alternativa mucho más realista para tratar la incertidumbre. Este es un método computacional que permite tratar la incertidumbre cuantitativamente. La simulación entrega al tomador de decisiones, una amplia gama de posibles resultados, sus probabilidades de ocurrencia y revela casos extremos.

La simulación de Montecarlo es una de las alternativas más usuales para llevar a la práctica la estimación de la propagación de incertidumbre de un sistema. El análisis de Montecarlo es un procedimiento de muestreo probabilístico utilizado para determinar la relación entre las variables de entrada y los resultados de salida.

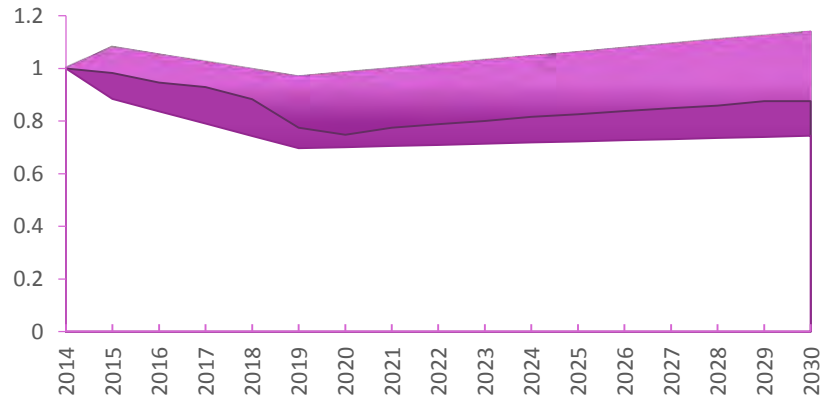
Para este ejercicio, se definen distribuciones de probabilidad de las variables que inciden en el cálculo de los efectos y costos de las medidas, estas son:

- Vida útil del artefacto
- Ahorro energético esperado respecto del artefacto convencional
- Probabilidad de compra dado el etiquetado del artefacto
- Costo del artefacto eficiente.
- Costo del combustible

En este ejercicio se utilizaron distribuciones triangulares centradas en el valor más probable, y acotadas en el 5% y 95% de probabilidad por los valores mínimos y máximos esperados respectivamente, presentándose estas distribuciones en el Anexo 6 del presente informe.



A modo de ejemplo, en la Figura 50 se muestran los valores que tomaría la variable factor de modulación del precio del gas natural considerando como valor de máxima probabilidad el señalado en el informe de precio nudo de octubre del año 2014, valor que se aprecia como una línea intermedia, respecto de la zona morada de ocurrencia.



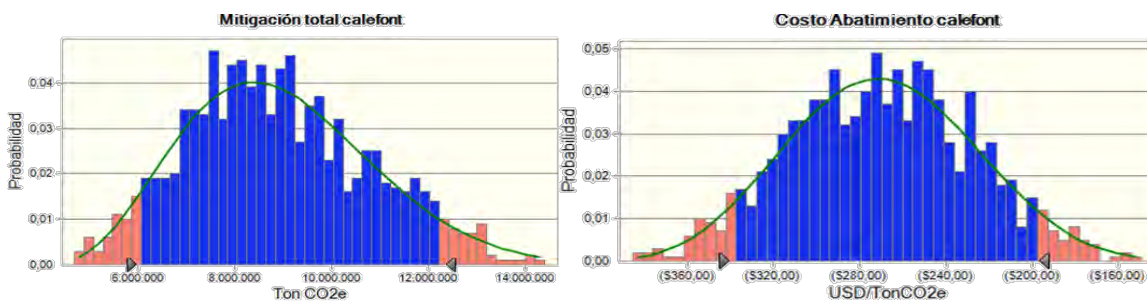
**Figura 50: Proyección del factor de modulación del gas natural al 90% de confianza.**  
Fuente: Elaboración Propia

## 9.1 RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados de las variables objetivo, que son aquellas en las cuales su valor depende de variables para las cuales se definió incertidumbre.

La Figura 51 muestra la probabilidad de ocurrencia de emisiones mitigadas acumuladas en el periodo 2014-2030 y el costo de abatimiento, para el caso del etiquetado de calefontes.

En el caso de la primera variable, podemos decir que su distribución se ajusta a una distribución Beta con su valor más probable en 8,4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>e, y que con un 90% de confianza, su valor será mayor a 6 y menor a 12,3 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>e. Un análisis similar respecto del costo de abatimiento, nos dice que esta variable se ajusta a una distribución Beta con su valor más probable en -271 USD/tonCO<sub>2</sub>e, y que con un 90% de confianza, su valor será mayor a -340 y menor a -200 USD/tonCO<sub>2</sub>e.



**Figura 51: Distribuciones de salida de etiquetado de calefont**  
Fuente: Elaboración Propia

La tabla siguiente presenta el resultado para todas las variables estudiadas:

**Tabla 19 Resultados de las variables objetivo**

Variable	Dist. Ajuste	Moda	5%	95%	Desv. Estandar
<b>Costo abatimiento calefontes (USD/tonCO2eq)</b>	Beta	-271,6	-339,5	-199,3	42,96
<b>Mitigación calefontes (CO2eq acumulado)</b>	Beta	8.945.000	6.008.000	12.308.000	1.946.000
<b>Costo abatimiento cocina (USD/tonCO2eq)</b>	Log-Normal	397,5	6,2	1.860,0	578,0
<b>Mitigación cocina (CO2eq acumulado)</b>	Gamma	311.150	157.370	577.400	126.692
<b>VPN Calefactores Leña (Millones USD)</b>	Weibull	-237,2	-413,0	-150,1	79,7

Fuente: Elaboración Propia

De los resultados, se pueden ilustrar las razones de por qué es importante el análisis de la incertidumbre. Para el caso de los calefactores a leña, dado que no poseen reducciones de emisiones de CO2eq asociadas, se utiliza como variable de análisis el VPN. Para este caso, con un 90% de confianza su valor es mayor a -413 Millones de dólares, y menor a -150 Millones de dólares, lo cual nos indica que a pesar de la variabilidad de los precios o de costos de inversión, la medida se mantiene costo-eficiente.

En el caso del análisis del costo de abatimiento del etiquetado de cocinas, este indica que con 90% de confianza, su valor es mayor a 6,2 USD/tonCO2e y menor a 1.860 USD/tonCO2e. Utilizando el criterio de valor esperado (promedio), se hubiese llegado a un costo de abatimiento de 397 USD/tonCO2eq.

De hecho, observando los quintiles para el caso de las cocinas, se aprecia que con un 20% de probabilidad, el costo de abatimiento será mayor a 1.050 USD/tonCO2e, valor que posee una alta probabilidad de ocurrencia, lo que puede cambiar las decisiones a la hora de implementar esta medida.

**Tabla 20 Percentiles – Costo Abatimiento Cocinas (USD/tonCO2eq)**

Percentiles:	Valores de previsión
0%	(\$238,07)
10%	\$118,89
20%	\$255,23
30%	\$366,45
40%	\$497,08
50%	\$604,49
60%	\$732,66
70%	\$876,57
80%	\$1.052,04
90%	\$1.455,23
100%	\$4.106,98

Fuente: Elaboración Propia

En este contexto, puede resultar útil una métrica tipo “Value at Risk” o VaR. El VaR representa el monto máximo aceptable o que se podría perder, para un nivel de confianza definido, y que posee asociada una probabilidad de perder. De esta forma, el análisis de incertidumbre entrega nuevas herramientas para la toma de decisiones, ya que por ejemplo en vez de desarrollar proyectos de una cartera cuyos costos de abatimiento sea menor a 10 USD/tonCO2e, podríamos definir como criterio de elección que el VaR, con un 75% de confianza, sea menor a 30 USD/tonCO2e, y de esta forma, acotar los riesgos respecto de la toma de decisiones.

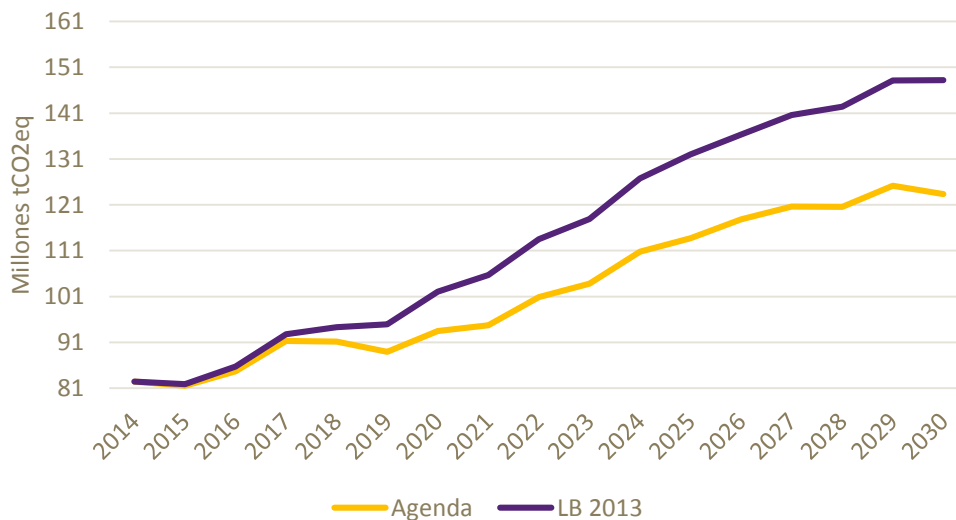
## 10 CONCLUSIONES

El propósito de este estudio es establecer el impacto en mitigación de la Agenda de Energía, analizando tanto los sectores de demanda final de energía como el sector generación eléctrica. El proceso de evaluación requirió estudiar y revisar la Agenda exhaustivamente, detectando 17 medidas que de ejecutarse como están declaradas tendrían un impacto relevante en la reducción de las emisiones de gases efecto invernadero nacionales.

Con el objeto de estimar el impacto de mitigación de la agenda como también el costo de abatimiento asociado, es que se realiza un análisis de escenarios. El escenario base (sin agenda) se compara con escenarios que incluyen algunas medidas de ella, y en particular, el escenario agenda es el principal que reúne todas las medidas de la agenda con potencial de mitigación. Los impactos en mitigación y costos se infieren de esta comparación. El análisis es exploratorio y se enfoca en capturar los impactos de las medidas de la Agenda.

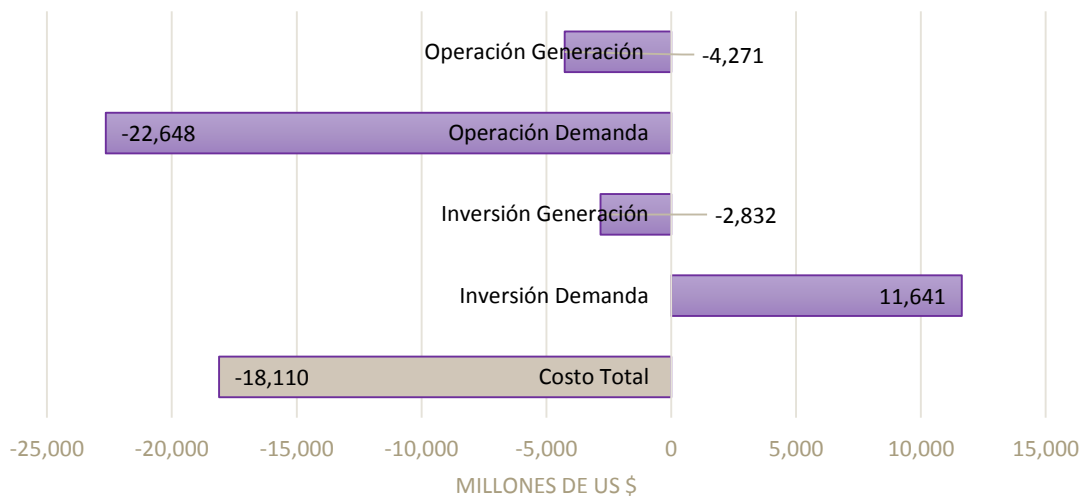
Los resultados muestran que de implementarse las 17 medidas de la agenda seleccionadas, se obtendría una mitigación acumulada de 200 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq (MMtCO<sub>2</sub>eq), durante el periodo 2014-2030. De esta reducción de emisiones, 109 MM tCO<sub>2</sub>eq (55% del total) se asocian directamente a sectores de demanda final mientras que las 91 MMtCO<sub>2</sub>eq a reducciones del sector generación. Sin embargo, debe destacarse que el ahorro del sector generador es impulsado casi en su totalidad por la menor demanda resultante de las medidas de eficiencia energética y de conservación de energía.

Según los resultados del estudio, la Agenda permitiría reducir en 8% las emisiones de GEI del año 2020, y un 17% para el año 2030. En términos acumulados, la Agenda se asocia en una reducción cercana a 11% entre 2015 y 2030. Las trayectorias de emisiones de GEI para el escenario base y agenda se presentan en la Figura 52:



**Figura 52 Resultado de reducción de emisiones totales (Demanda final y generación)**  
Fuente: Elaboración Propia

De manera general, y para ilustrar los efectos dominantes (Figura 53), la Agenda se asocia a inversiones adicionales a la situación actual, que reducen la demanda energética. En el caso eléctrico, esta menor demanda se traduce en un menor requerimiento de la expansión de la capacidad y de costos de operación. Los costos de inversión (tanto públicos como privados) en valor presente descontados al 6% aumentan en casi 12 mil millones de dólares en el caso de la demanda final y se reduce en 2.832 Millones de dólares para la generación eléctrica, debido a la menor demanda respecto del caso base. Respecto de los costos operaciones (principalmente combustible), tanto los sectores de demanda final como de generación eléctrica reducen sus consumos llegando a ahorrar conjuntamente una cifra en torno a 27 mil Millones de dólares.



**Figura 53 VPN Resultados de Costos por Categoría (Demanda final y generación) – 2014-2030 con tasa del 6%**  
Fuente: Elaboración Propia

De las estimaciones de reducción de emisiones y del valor presente del costo total, se estima un costo de abatimiento de -158 USD/tCO<sub>2</sub>eq, lo cual indica que las medidas son costo eficientes en su conjunto. Estos resultados son de carácter referencial, exploratorio y están sujetos a niveles de incertidumbre, como se indicó en el capítulo dedicado al análisis de incertidumbre. Sin embargo, del estudio se desprende el rol relevante de la eficiencia energética para lograr ahorros de energía y de reducción de emisiones, tanto en la demanda final como en la generación eléctrica. En esta agenda, los esfuerzos en la demanda son los que resultan responsables del mayor abatimiento y que además poseen costo efectividad negativa, lo que sugiere una dirección clara de esfuerzos de política y de recursos.

## 11 BIBLIOGRAFÍA

ACEEE. (2014). *Energy Efficiency Resource Standards: A New Progress Report on State Experience*.

CDEC-SIC. (2015). *Centro de Despacho Económico - SIC*. Obtenido de <http://www.cdecsic.cl/>

CDEC-SING. (2015). *Centro de Despacho Económico-SING*. Obtenido de <http://cdec2.cdec-sing.cl/>

CNE. (2014). *Informe de Precio de Nudo Octubre 2014*.

Escenarios energéticos Chile 2030. (2015). Obtenido de Escenarios energéticos Chile 2030: <http://escenariosenergeticos.cl/>

IIP. (2015). *Industrial Efficiency Policy Database*. Obtenido de <http://iepd.iipnetwork.org/>

Inzunza, A. (2014). *CVAR CONSTRAINED PLANNING OF RENEWABLE GENERATION WITH CONSIDERATION OF SYSTEM INERTIAL RESPONSE, RESERVE SERVICES AND DEMAND PARTICIPATION*.

IPCC. (2001). *LA CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES EN LA PRÁCTICA*. Obtenido de [http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/spanish/6\\_Uncertainty\\_ES.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/spanish/6_Uncertainty_ES.pdf)

IPCC. (2006). *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero*.

Jansen, B. (2006). *Social Cost Benefit analysis of climate change mitigation options in a European Context. Some methodological considerations*.

MAPS. (2013). *Informe Final Sector Transporte*.

MAPS. (2015). *MAPS Chile*. Obtenido de <http://www.mapschile.cl>

MMA. (2014). *Primer Informe Bienal de Actualización de Chile*.

Monni, S., Syri, S., & Savolainen, I. (s.f.). *Advanced Methods for Estimating Uncertainty in National Greenhouse Gas Emissions Inventories - the case of Finland*. VTT Technical Research Centre of Finland. Obtenido de <http://www.epa.gov/ttnchie1/conference/ei12/green/monni.pdf>

RIVER. (2014). *Evaluación del impacto técnico económico para la implementación de estándares mínimos de eficiencia energética en motores eléctricos*.

SII. (2014). *Ley 20780*. Obtenido de [http://www.sii.cl/portales/reforma\\_tributaria/ley20780\\_2014.pdf](http://www.sii.cl/portales/reforma_tributaria/ley20780_2014.pdf)

## 12 ANEXOS

### 12.1 ANEXO 1: PROCESO DE IDENTIFICACIÓN DE MEDIDAS DE MITIGACIÓN

La Agenda de Energía, en el día a día es una guía de trabajo para el presente Gobierno, que ha alineado al sector público y privado a trabajar en torno a un programa de trabajo común y explícito 2014-2018, y con impactos buscados más allá del presente gobierno, con el fin de impulsar la inversión, controlar y revertir la tendencia al alza de los precios de la electricidad, e instalar un proceso participativo y consensado para el marco de desarrollo del sector entre muchos otros.

Este documento está organizado en torno a ejes temáticos de acuerdo a los lineamientos centrales que ha determinado el Ministerio de Energía como claves para derribar barreras, incentivar el mercado, y dar señales claras de cuáles son las preocupaciones y acciones futuras del Gobierno al sector energía.

Para poder identificar las medidas, que eran parte de la Agenda se procedió a ejecutar los siguientes pasos:



Figura 54 Proceso de identificación de medidas  
Elaboración propia

**ANÁLISIS DE INFORMACIÓN RECIBIDA**

El proceso partió con la recepción de un listado de medidas por parte de la División de Desarrollo Sustentable, que correspondían a la Sistematización interna del Ministerio de las Medidas de la Agenda. Este listado poseía un total de 117 medidas, las cuales se detallan a continuación en la Tabla 21.

Tabla 21 Cantidad de medidas por eje

EJE DE LA AGENDA	CANTIDAD DE MEDIDAS ASOCIADAS
<b>1. Rol del Estado</b>	35
<b>2. Reducción de los precios de la energía, con mayor competencia, eficiencia y diversificación en el mercado energético</b>	14
<b>3. Desarrollo de recursos energéticos propios</b>	25
<b>4. Conectividad para el desarrollo energético</b>	5
<b>5. Un sector energético eficiente que gestione el consumo</b>	15
<b>6. Impulso a la inversión en infraestructura energética</b>	8
<b>7. Participación ciudadana y ordenamiento territorial</b>	15
<b>TOTAL</b>	<b>117</b>

Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Energía

En una primera etapa de análisis se procedió a determinar los impactos de las medidas, de acuerdo a distintos criterios, que permitieron hacer una primera clasificación de estas medidas de acuerdo a su potencial impacto en diversas áreas, como las indicadas en la siguiente tabla:

Tabla 22 Variables criterio de impacto de medidas de Agenda

Criterio/Medida	Código	Descripción
<b>Gestión</b>	GE	Impacto de medidas en gestión o forma actual de hacer las cosas.
<b>Soporte Indirecta</b>	SI	A través de fondos de transferencia a otros Ministerios u actores para la incrementar el personal, procesos o análisis necesario para la agilización de trámites, y proyectos. Desarrollo de plataformas de información de recursos. Estudios territoriales para entregar en el largo
<b>Fortalecimiento Recursos Humanos</b>	RH	Impacto para mejorar las capacidades de recursos humanos, que contemplan desde el aumento de capacidades en el sector público (ej: la creación de

Criterio/Medida	Código	Descripción
		unidades de fiscalización en la SEC para nuevas temáticas, o unidades de seguimiento y gestión de proyectos) y el aumento de capacidades en el mundo privado a través de planes de innovación y becas. Así como el apoyo al desarrollo de políticas con análisis local en zonas extremas.
<b>Impacto en demanda de combustibles</b>	DC	Impacto en aumento/disminución de combustibles (sin considerar electricidad).
<b>Impacto Precios Combustibles</b>	PC	Impacto en aumento/disminución de precios de combustibles.
<b>Impacto Demanda Electricidad</b>	DE	Impacto en aumento/demanda de consumo eléctrico.
<b>Impacto Precio Electricidad</b>	PE	Impacto en aumento/disminución de precios de electricidad.
<b>Impacto Cambio Combustible</b>	CC	Impacto en cambio de combustible.
<b>Impacto Cambio Tecnológico</b>	CT	Impacto en cambios tecnológicos.
<b>Impacto Cambio Regulatorio</b>	CR	Desarrollo de nuevas Leyes, Decretos, Reglamentos sectoriales, o la modificación de estos. Como por ejemplo la Ley de Eficiencia Energética, el reglamento de Sistemas Medianos, la modificación al sistema de licitaciones. Para mayores detalles ver listado de medidas Agenda

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, para cada una de las medidas anteriores se analizó si impactaba o no, respecto a los criterios anteriores. Con este análisis, se obtuvo la siguiente tabla que indica la cantidad de medidas que impacta, respecto al criterio anterior especificado. Cabe destacar que una medida puede impactar en distintos criterios. En conjunto con lo anterior, se pudo observar que la Agenda posee proyectos de Ley y de reglamentación, los cuales se indicarán con la sigla ALR. El detalle de las medidas individuales y sus impactos se presenta en el Anexo.

Tabla 23 Ejes e impactos sobre variables

EJE	GE	SI	RH	DC	PC	DE	PE	CC	CT	CR
<b>1</b>	31	1	15	4	4	4	3	3	3	
<b>2</b>	5	2	1	7	9	2	7	5	4	
<b>3</b>	11	12	7	4	4	9	4	5	6	
<b>4</b>	2	2	1	3	3	3	3	3	1	
<b>5</b>	3	2	1	7	1	14		1	7	
<b>6</b>	5	8	4						1	



<b>7</b>	1	15	15	4	4	3	3	3	1	
<b>ARL</b>	19	23	18	1	1	1	4	2	5	18
<b>T</b>	<b>77</b>	<b>65</b>	<b>47</b>	<b>26</b>	<b>22</b>	<b>36</b>	<b>21</b>	<b>19</b>	<b>28</b>	<b>18</b>

Fuente: Elaboración propia

En este análisis, se puede observar que de las 117 medidas iniciales, existe un número acotado de medidas con potencial de mitigación. Este potencial se asociaría a aquellas con los impactos de las categorías DC, PC, DE, PE, CC y CT. Las secciones siguientes presentan un análisis más detallado de la selección de medidas.

Luego se procedió a entrevistar a actores relevantes, para ir comprendiendo los alcances específicos de las medidas en sus sectores, y poder ir evaluando la pertinencia de las medidas para el propósito de la presente investigación.

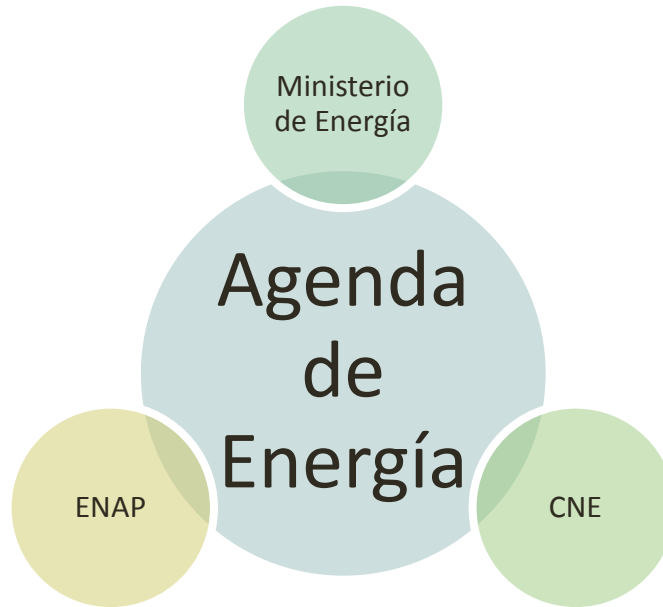
## PROCESO DE ENTREVISTAS

Es importante aclarar que la Agenda de Energía no es un plan de ejecución, ni una carta Gantt, pero se ha ido transformando con los meses en ello, a medida que se ha ido poblando de los instrumentos finales, con los cuales se implementarán todos los propósitos establecidos en ella.

Este trabajo, por lo tanto, es un esfuerzo del sector público posterior y no explícito en la Agenda y que a la fecha no se encuentra consolidado aún en ningún documento de control<sup>8</sup>, por ello, y considerando que el objetivo del presente estudio corresponde a *“identificar y estimar el impacto en mitigación de emisiones de gases efecto invernadero en cada uno de los ejes, líneas de acción y medidas de la Agenda de Energía”* se hace necesario recorrer la Agenda en detalle levantando los instrumentos que materializan la Agenda en los organismos públicos responsables como se está implementando la Agenda de Energía en el día a día.

Para dar un fuerte sentido de seriedad al ejercicio, este proceso ha contemplado reuniones con los principales actores por eje en cada una de las etapas, donde se han detectado que descansan las responsabilidades de las medidas claves, que son a juicio del Consultor en primer lugar el Ministerio de Energía, en segundo lugar la Comisión de Energía y en tercer lugar ENAP. Existen otros organismos involucrados que tendrán responsabilidades, no obstante, les corresponden medidas de apoyo y con impactos indirectos como se demostrará a lo largo del ejercicio del recorrido en detalle de la Agenda.

<sup>8</sup> Entrevista Equipo Consultor al Gabinete de Subsecretaría de Energía, Marcela Zulantay, responsable del control de Gestión de la Agenda de Energía



**Figura 55 Actores Claves en los que descansa la ejecución del 80/20 de las medidas e instrumentos de la Agenda de Energía**  
Fuente: Elaboración Propia

De todas las reuniones sostenidas se discutió con el mayor detalle posible de obtener una visión del instrumento asociado a cada medida de cada eje, levantándose los siguientes conceptos donde fuese posible obtenerlo:

Instrumento con el  
que se  
implementará la  
medida

- Posee o no un instrumento claro y ejecutable.
- ¿Está ya formalizado el instrumento?
- ¿Que tipo de instrumento aplicará?:
  - Ley
  - Reglamento
  - Subsidio
  - Incentivo
  - Programa de Educación
  - Estudio de factibilidad
  - Transferencia de Fondos a otras instituciones
  - Otros

Descripción  
cualitativa de la  
medida práctica

- ¿En que consiste la medida?
- ¿Cuál es el alcance de la medida?
- ¿Cuál es el presupuesto con el que cuenta?

Existencia y Valores  
Cuantificados del  
Potencial Impacto  
energético de la  
medida

- ¿Cuenta con una evaluación técnico económica por parte de su institucion?
- ¿Cuales son sus metas comprometidas?
- Se asemeja este programa a algún programa previo con impacto medido y cual fue la penetración de dicho instrumento

Existencia de  
Presupuesto para la  
Ejecución del  
Programa

- ¿Requiere disponibilidad presupuestaria?
- ¿Existe la disponibilidad presupuestaria?

Plazos de  
implementación

- Describa plazos de implementación de esta medida (Inicio/Termino)

Figura 56 Información consultada en entrevistas  
Fuente: Elaboración Propia

Se sostuvieron reuniones con las siguientes instituciones, actores claves, discutiéndose las siguientes temáticas:

Tabla 24 Entrevistas con actores claves y principales hallazgos

Entidad	Área	Entrevistado	Eje Asociado	Principales Tópicos/Hallazgos
<b>Ministerio de Energía</b>	Gabinete Subsecretaría de Energía	Marcela Zulantay	Discusión Transversal	Discusión transversal de Ejes de la Agenda, avances e instrumentos ya materializados, indicadores de control, metas comprometidas. Existencia de Agenda 2.0, con 99 medidas consolidadas.
<b>Ministerio de Energía</b>	División de Eficiencia Energética	Hernán Sepúlveda	Un sector energético eficiente y que gestiona el consumo	Alcance de la Ley de Eficiencia Energética, Plan de Acción de Eficiencia energética, metas plazos.
<b>Ministerio de Energía</b>	División de Energías Renovables	Ximena Ubilla Marcel Silva	Desarrollo de Recursos Energéticos Propios	Se discute acerca de los instrumentos desarrollados por la División, como estos pueden o no apoyar a un desarrollo concreto de ERNC, y posibilidades de cumplimiento en exceso de Ley ERNC. Se discute acerca de programas adicionales como techos solares públicos, entre otros.
<b>Ministerio de Energía</b>	División de Desarrollo Sustentable	Nicola Borregard	Eje 3, "Desarrollo de Recursos Energéticos Propios" Eje 7, "Participación ciudadana y ordenamiento territorial"	Se discute el alcance del trabajo de la División en materia de análisis de cuencas, ordenamiento territorial entre otros
<b>Ministerio de Energía</b>	División de Acceso y Equidad	Ramón Granada	Ejes Varios	Entrevista telefónica. Se consulta acerca del alcance de los programas de energización al 50% de las familias sin acceso a electricidad en este país. Así como programas de sustitución de diésel y su alcance

Entidad	Área	Entrevistado	Eje Asociado	Principales Tópicos/Hallazgos
<b>Comisión Nacional de Energía</b>	Área Regulación Económica	Martin Osorio	Eje 2 “Reducción de los Precios de la Energía con mayor competencia, eficiencia y diversificación en el mercado eléctrico” Eje 4 “Conectividad para el Desarrollo Energético”	<p>Se discute proyecto de Ley de licitaciones, ingresado en Agosto 2014, y con expectativas de ser aprobado en Enero. Lo que busca ese proyecto, es cambiar la responsabilidad de las licitaciones de suministro, y viabilizar la entrada de actores ya que los contratos de distribuidoras son la mitad de los contratos. Permite una mirada más sistémica de necesidades futuras, apoyar la diversificación, cumplimiento del artículo de la Ley 20/25</p> <p>Licitaciones de largo plazo, para permitir nuevos actores, con la adjudicación cerrar el financiamiento.</p> <p>Licitaciones incorporarán bloques horarios, inicialmente en testeo, en bloques de horarios específicos.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 250 GWh noche,</li> <li>• 500 GWh 8 am a 6 pm</li> <li>• 250 GWh 6 pm y 11 pm</li> </ul> <p>Interconexión, existe una modalidad pública y otra privada, la privada podría estar al 2018, mientras que la pública al 2021 La interconexión será un hecho, no obstante, se debe definir el cómo y el y cuando, y debiese llegar a tener una capacidad 1500 MVA.</p> <p>Modificación de sistemas medianos.</p> <p>Interconexión andina.</p>
<b>ENAP</b>	Dirección Ejecutiva	Francisco Peralta	Eje 1 “Un Nuevo Rol del Estado”, y el	Se discute acerca de la proyecciones de negocios de la línea de GNL ENAP, la posibilidades de

Entidad	Área	Entrevistado	Eje Asociado	Principales Tópicos/Hallazgos
			aporte de ENAP en dicha línea	implementar un terminal GNL en la zona centro sur, el impacto de la exploración de ENAP de gas en la línea base de Magallanes, y otras medidas contempladas en la Agenda

Fuente: Elaboración Propia

Todas aquellas medidas de gestión, impacto en recursos humanos, u otras fueron descartadas, debido a que su enlace con el impacto en mitigación es indirecto y difícil de modelar, como por ejemplo algunas medidas misceláneas recogidas de la Agenda que reflejan este punto:

- **Medidas Indirectas:**

- **Potenciaremos el capital humano, la ciencia e innovación energética:** Sin duda, corresponde a una medida valiosa, necesaria, de apoyo, y que puede tener un enorme impacto en la calidad de profesionales y en mayor capital humano para el desarrollo del sector energético. No obstante, no corresponde a una medida con impacto directo en el sector.
- **Campañas masivas y programas educacionales en Eficiencia Energética (EE), campaña de difusión en junio 2014:** En particular, en esta clase de puntos se solicitó al Ministerio, entrega de respaldos de medición del impacto de campañas previas, realizadas por Ministerio de Energía<sup>9</sup>. El Ministerio de Energía presentó estudios realizados previamente por la División de EE<sup>10</sup>, en los cuales indica la imposibilidad de medir estos efectos y traducirlos en impactos directos. Por otra parte, la Agenda menciona una campaña el 2014, desde la perspectiva de marketing, y los plazos de evaluación del presente estudio, una campaña aislada tiene baja probabilidad de lograr un impacto en el largo plazo.
- **Medidas pro Eficiencia en Mercado de Distribución de Gas de Red:** Existen medidas en la Agenda, las cuales están destinadas a generar mayor eficiencia en económica y mayor control de las empresas, no obstante, considerando el tipo de usuario final y sus usos, las zonas de cobertura y los precios de este mercado, no se proyecta un impacto sustitución directo, si un impacto en precio, pero que no debiese reflejarse en un importante aumento de consumo.

<sup>9</sup> No se accede a mediciones previas realizadas por el antiguo Programa País de Eficiencia Energética, Achee u otros.

<sup>10</sup> Fuente

- **Análisis de cuencas:** la gestión integral de cuencas es un análisis importante, y necesario para la discusión del desarrollo de proyectos hidroeléctricos. No obstante, el instrumento planteado por el Ministerio llega hasta el análisis de un cierto número de cuencas el que puede llegar a tener un impacto indirecto relevante. No obstante, la Agenda no compromete una regulación al respecto, o un plan de desarrollo integral de una cuenca específica, por el impacto de esta medida el desarrollo de potencial hidroeléctrico se estima marginal con respecto a otras medidas específicas y claras en su instrumento en la Agenda. Esto es parte de la discusión del informe 2.

## ANÁLISIS CUALITATIVO

Luego de analizada la información recibida, en conjunto con las entrevistas con actores clave, y el proceso de análisis de los expertos que participaron en la presente propuesta, toda esta información fue vertida en la siguiente ficha, la cual se presenta a continuación.

En ella se distinguen 5 áreas:

1. **Descripción:** Contextualiza la medida en el marco de la Agenda, intentando caracterizar el instrumento que la Agenda ha diseñado para el desarrollo de la medida, así como sus principales parámetros
2. **Modelación:** En ella se establecen los principales parámetros de modelación a contemplarse tanto en el instrumento, como en los costos asociados a la medida.
3. **Reducción de Emisiones:** Se establece una cuantificación del impacto energía y su traducción a emisiones
4. **Incertidumbres:** Se plantean cuáles son los criterios claves que generan variabilidad en la medida propuesta
5. **Co-Beneficios / Externalidades:** Se explicitan beneficios no cuantificables en emisiones de la presente medida

Tabla 25 Ejemplo de Ficha de análisis por medida

FICHA DE MEDIDAS DE MITIGACIÓN AGENDA ENERGETICA	
DESCRIPCIÓN	
Eje	
Descripción Eje	
Medida General	
Descripción Adicional Medida General	
Acción	
Descripción general	

<b>Año inicio</b>		<b>Año término</b>	
<b>Región/es</b>			
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>			
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>			
<b>Elementos de costos</b>			
<b>REDUCCIÓN DE EMISIONES</b>			
<b>Toneladas CO2 ahorradas/año (MM)</b>		<b>Toneladas CO2 ahorradas (MM)</b>	
<b>COSTOS</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>			
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>			
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>			

Fuente: Elaboración Propia



## 12.2 ANEXO 2: FICHAS DE MITIGACIÓN Y SUPUESTOS DE MODELACIÓN

A continuación se presentan las fichas asociadas a cada una de las 15 medidas identificadas en la Agenda, con potencial de mitigación. Además se adjunta los principales supuestos de modelación de cada una de ellas.

MEDIDA 1: LEY DE EFICIENCIA ENERGÉTICA			
DESCRIPCIÓN			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	1		
<b>Eje</b>	5		
<b>Descripción Eje</b>	Un sector energético eficiente y que gestiona el consumo		
<b>Medida General</b>	Eficiencia Energética como política de Estado: Ley de Eficiencia Energética		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>			
<b>Acción</b>	Eficiencia Energética como política de Estado: Ley de Eficiencia Energética		
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2020	<b>Año término</b>	Indefinido
<b>Región/es</b>	Nivel País, en sector residencial, transversal. En clientes industriales, sobre las empresas más energointensivas, que en Chile se concentran en ranking en la minería. La reducción es energía por lo cual la meta puede cumplirse con medidas térmicas y medidas eléctricas		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	En materia de desacople de distribución a nivel nacional. En materia de sistemas de gestión de energía a las empresas más energointensivas, un fuerte enfoque en la minería por su volumen.		
MODELACIÓN			
<b>Principales supuestos</b>	Al tratarse de un proyecto de Ley, que dicho proyecto se materialice, en plazos y contenidos. Las proyecciones de ahorro provienen directamente de la definición ajustada de ahorro del Ministerio de Energía		
<b>Elementos de costos</b>	Los costos asociados son planes, programas y medidas implementadas por privados.		
COSTOS			
Los costos asociados son planes, programas y medidas implementadas por privados.			
INCERTIDUMBRES			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	La Ley de EE plantea ahorros a las empresas energointensivas las cuales representan sobre el 80% del consumo energético al 2012 establecimientos industriales y mineros con un consumo unitario superior a 450 Tcal/año. Así como medidas de EE en el sector residencial a través de fondos de EE.		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	Capacidad y Cumplimiento de Sectores Industriales.		
CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES (comentarios preliminares)			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	A nivel de clientes residenciales, financiamiento para el desarrollo e implementación de proyectos de EE, a través de fondos administrados por distribuidoras, potencial reducción de emisiones locales.		

## SUPUESTOS MODELACIÓN

Esta medida implica la modelación de dos políticas: el desacople y los sistemas de gestión de energía.

### MECANISMO DE DESACOPLE

Para la aplicación del desacople se consideran metas del 1%, en base a lo referido a la experiencia internacional. La siguiente tabla presenta los valores de las metas exigidas en cada uno de los estados que cuenta con mecanismos de desacople en USA:

En el caso del sector residencial se considera que el ahorro será de un 1% del total de consumo de energía del sector residencial, del cual un 70% de esta meta se cumplirá con programas que afectan el consumo térmico y un 30% se cumplirá con programas que afectan el consumo eléctrico. Esto debido a que los principales potenciales se encuentran en los consumos térmicos, según indica el Plan de Acción de Eficiencia Energética. En el caso del sector comercial el ahorro será de un 1% del consumo de energía eléctrica, donde se encuentra el potencial de eficiencia energética.

De esta forma, las metas a aplicar hasta el año 2030 serán:

Tabla 26 Metas a aplicar por año

Año	2020	2025	2030
<b>Meta ELECTRICIDAD SING Residencial</b>	0,9%	0,8%	0,8%
<b>Meta COMBUSTIBLES SING Residencial</b>	1,1%	1,1%	1,1%
<b>Meta ELECTRICIDAD SIC Residencial</b>	1,7%	1,5%	1,3%
<b>Meta COMBUSTIBLES SIC Residencial</b>	0,9%	0,9%	0,9%
<b>Meta ELECTRICIDAD SING Comercial</b>	1,0%	1,0%	1,0%
<b>Meta ELECTRICIDAD SIC Comercial</b>	1,0%	1,0%	1,0%

Fuente: Elaboración Propia

**SISTEMAS DE GESTIÓN DE ENERGÍA**

Para el caso de los grandes consumidores, a quienes se aplican obligaciones de establecer sistemas de gestión de la energía y metas de mejora del desempeño energético se toma la referencia de países de Europa que cuentan con este tipo de obligaciones, estableciendo una meta de 2% anual que se aplicará sobre las 60 empresas con mayores consumos de energía. Los sectores involucrados y sus consumos se presentan en la siguiente tabla, sobre los cuales se aplicará las metas indicadas anteriormente.

**Tabla 27 Consumo principales industrias**

Sistema	Sector	Consumo empresas energo intensivas (Tcal)
<b>SIC</b>	Azúcar	352
<b>SIC</b>	Papel y celulosa	22912
<b>SIC</b>	Cemento	2067
<b>SIC</b>	Industrias varias	9888
<b>SIC</b>	Petroquímica	848
<b>SIC</b>	Siderurgia	1660
<b>SING</b>	Cemento	281
<b>SING</b>	Industrias varias	558
<b>SIC</b>	Minería del cobre	11930
<b>SIC</b>	Minería del hierro	872
<b>SIC</b>	Minas varias	293
<b>SING</b>	Minería del cobre	21969
<b>SING</b>	Minas varias	557
<b>SING</b>	Minería del salitre	750

Fuente: Elaboración propia en base a información del MME

**MEDIDA 2: MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE LICITACIONES**

<b>DESCRIPCIÓN</b>			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	2		
<b>Eje</b>	2		
<b>Descripción Eje</b>	Reducción de los Precios de la Energía con mayor competencia, eficiencia y diversificación en el mercado eléctrico		
<b>Medida General</b>	En materia de Licitaciones de Suministro para clientes regulados		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>	Rediseño de las Bases de Licitación de largo plazo		
<b>Acción</b>	<p>Extenderemos los plazos de las licitaciones (ofertas e inicio de suministro) con el fin de permitir la participación de nuevos actores.</p> <p>En el 2015 Incorporaremos la participación de las ERNC, rediseñando la estructura de los bloques de suministro. Diseñaremos uno o más “productos de corto plazo”, que puedan ser atractivos para generadores que se encuentren en el mercado, en especial las ERNC. Se analizarán diversos cambios normativos.</p>		
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2015	<b>Año término</b>	2017
<b>Región/es</b>	Impacto en los sistemas interconectados SIC-SING, que licitan energía a partir de licitaciones de suministro		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	<p>Corto Plazo - Licitaciones incorporan bloques horarios, en bloques de horarios específicos.</p> <p>Licitación de 1000 GWh 2016, y 1000 GWh el 2017.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>☑ 250 noche,</li> <li>☑ 500 8 am a 6 pm</li> <li>☑ 250 6 pm y 11 pm</li> </ul>		
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>	Los bloques de 8 a 6 pm sean adjudicados a unidades ERNC		
<b>Elementos de costos</b>	Al tratarse de licitaciones, se espera la operación del mercado, y que esta medida sea beneficiosa para tecnologías competitivas en dichos horarios, a su vez beneficiosa para los precios del sistema en general		
<b>COSTOS</b>			
<b>Al tratarse de licitaciones, se espera la operación del mercado, y que esta medida sea beneficiosa para tecnologías competitivas en dichos horarios, a su vez beneficiosa para los precios del sistema en general</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	<p>Los mecanismos de licitaciones carecen en procesos previos de mecanismos que reconozcan la fluctuación intra diaria de las ERNC. Estas observaciones fueron presentadas tempranamente por distribuidoras en las primeras licitaciones y son acordes a modelos internacionales.</p> <p>Su adopción debiese favorecer proyectos de corto plazo de instalación, que requieren contratos para viabilizar sus proyectos, mientras sus ofertas sean competitivas</p>		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	Capacidad de respuesta y materializar proyectos en el corto plazo de actores no tradicionales		
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	Beneficios e impactos transversalmente conocidos asociados al desarrollo de ERNC		

## SUPUESTOS DE MODELACIÓN

Los mecanismos de licitaciones carecen en procesos previos de mecanismos que reconozcan la fluctuación intra-diaria de las ERNC. Estas observaciones fueron presentadas tempranamente por distribuidoras en las primeras licitaciones y son acordes a modelos internacionales.

Las licitaciones llevadas a cabo en diciembre de 2014 incorporan bloques horarios específicos para ERNC. En particular, las licitaciones consideran don bloques de 500GWh anuales en 2016 y 2018 en horarios 8:00-18:00hrs. La adjudicación del Bloque 1-B (tarde 8:00-18:00) que inicia suministro en 2016, se adjudicó el 54% de la energía licitada. En el Bloque 3, que inicia suministro el año 2018, fue adjudicado en un 100%. En caso que se requiera, la Agenda contempla licitaciones adicionales para ir cumpliendo la meta de penetración de ERNC impuesta por la Ley.

Se asume que los resultados de esta licitación son impulsados por la Agenda de Energía y, por tanto, adicionales. De forma específica, se considera una entrada de 500GWh de solar el año 2016 y 500GWh el año 2018.

MEDIDA 3: TERMINAL DE QUINTERO			
DESCRIPCIÓN			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	3		
<b>Eje</b>	2		
<b>Descripción Eje</b>	Reducción de los Precios de la Energía con mayor competencia, eficiencia y diversificación en el mercado eléctrico		
<b>Medida General</b>	Promoveremos el uso de GNL en la generación eléctrica en reemplazo del diésel.		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>	Medidas con efecto en Mediano-Largo Plazo (2020 en adelante)		
<b>Acción</b>	Se promoverá la ampliación del terminal de Quintero a 20 MMm3/día, junto con el ofrecimiento de nuevos contratos de GNL por 3 MMm3/día		
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2020	<b>Año término</b>	----
<b>Región/es</b>	Impacto en el Sistema Interconectado SIC, al cual se encuentra unido por gasoductos el terminal de Quinteros a los principales ciclos, y red de distribución de gas		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	2020 - Considerando el modelo de negocios del GNL que requiere contratos estables se asume consumo total de esta capacidad desde el momento en que se pone disponible al sistema. Asumiendo precios competitivos del GNL		
MODELACIÓN			
<b>Principales supuestos</b>	Gas a precios competitivos con combustibles alternativos		
<b>Elementos de costos</b>	Se espera que en base a operación a mínimo costo este escenario sea el de menor costo para el país		
COSTOS			
<b>Se espera que en base a operación a mínimo costo este escenario sea el de menor costo para el país</b>			
INCERTIDUMBRES			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	3 MMm3 día disponibles para contratos, así como capacidad extra de regasificación		

<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	Precios de combustibles relativos. Impactos de incremento de impuestos de emisiones confirman supuesto inicial
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>	
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	

### SUPUESTOS MODELACIÓN

La Agenda energética busca reducir en 30% el costo marginal en el SIC a 2017, para lo cual se debe reemplazar la generación en base a diésel. La capacidad instalada de gas natural en el SIC es del orden de 2700 MW, de los cuales el 30% cuenta con acuerdos de suministro de GNL de largo plazo proveniente del Terminal de GNL de Quintero.

Las mayores centrales son los complejos San Isidro I y II (732 MW) y Quintero (257 MW), ambas de Endesa. Estas centrales cuentan con contratos de suministros de gas y por tanto cuentan con contratos para operar según se requiera. De manera intermitente, han operado también las centrales Nueva Renca (379 MW, AES Gener), Nehuenco I, II y III (Colbún, 874 MW) y Candelaria (270 MW, Colbún). Ante la falta de GNL, estas centrales han debido operar también con diésel.

Para la modelación se asume que la expansión contemplada del terminal de Quintero se concreta pasando de 15 MM m<sup>3</sup>/día a 20 MM m<sup>3</sup>/día en 2020. Un supuesto importante es que esta capacidad adicional se usa íntegramente para la generación eléctrica en el SIC desde el año 2020.

En términos concretos, dado que se posee un sistema de optimización de la generación y la capacidad a instalar, desde el año 2020 se reducen las restricciones de disponibilidad de las centrales a gas, dado que se supone que la mayor disponibilidad del combustible, les permitirá acceder a contratos estables que les permita ofrecer esa capacidad al sistema. En definitiva, será este modelamiento matemático el que decidirá si se utiliza o no esta capacidad de generación en el sistema, lo cual dependerá del costo del combustible.

**MEDIDA 4: INTERCONEXIÓN SIC-SING**

<b>DESCRIPCIÓN</b>			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	4		
<b>Eje</b>	4		
<b>Descripción Eje</b>	Conectividad para el Desarrollo Energético		
<b>Medida General</b>	Interconexión SIC-SING		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>			
<b>Acción</b>	Contemplaremos en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión troncal del período 2014-2015 la interconexión de los Sistemas SIC-SING		
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2018	<b>Año término</b>	----
<b>Región/es</b>	Impacto en los sistemas interconectados SIC-SING		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	Para efectos de este ejercicio se asume el escenario más conservador que corresponde a desarrollar el proyecto a partir del 2021, como parte del Plan de Expansión y no como una definición de inversión 100% privada. Se asume una interconexión cercana a los 1500 MW, que operará transando excedentes óptimos, de cada sistema. Además de viabilizar un mayor despacho de ERNC en el SING		
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>	1500 MW AC de interconexión entre Cardones y Encuentro. Operación coordinando la menor diferencia de marginales, <ul style="list-style-type: none"> <li>• Diseño de un plan de expansión óptimo, que considera reservas de capacidad distintas, la incorporación de mas renovables en el norte.</li> <li>• Efectos en competencia</li> </ul>		
<b>Elementos de costos</b>	Aumento de Competencia, medida tendría costos optimizados por ser parte del Plan de Expansión y pagados en tarifas de transmisión		
<b>COSTOS</b>			
<b>Aumento de Competencia, medida tendría costos optimizados por ser parte del Plan de Expansión y pagados en tarifas de transmisión</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	La interconexión es una medida que permitiría evacuar energía excedentes en aquellos sistemas con menores costos marginales y con mayor seguridad de operación intersistemas. La medida viabilizaría el desarrollo de ERNC en el norte del país, y las capacidades de reserva del SIC. Los montos provienen del equilibrio de los despachos de ambos sistemas en base a plan de obras		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	Materialización de la decisión de inversión y fecha del proyecto final Caso Medio: Inicio Operación (2021) Caso Negativo: Atraso 2 años desde fecha media estimado Caso Optimista: Adelanto de inversion al 2018 (privada)		
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>			

## SUPUESTOS MODELACIÓN

La interconexión es una medida que permitiría evacuar excedentes de energía excedente en aquellos sistemas con menores costos marginales y con mayor seguridad de operación inter-sistemas. Una hipótesis respecto de la medida es que ayudaría al desarrollo de ERNC en el norte del país, y las capacidades de reserva del SIC.

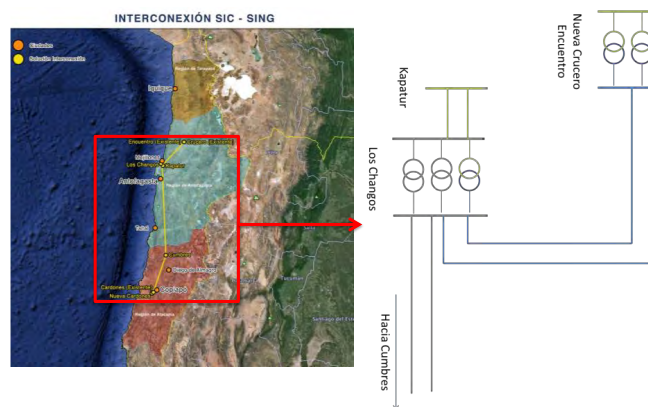
El proyecto de interconexión SING-SIC es llevado adelante por E-CL (del grupo GDF Suez), a través de su filial Transmisora Eléctrica del Norte (TEN). Este proyecto permite conectar a la central CTM3 desde Mejillones al SIC en la subestación Nueva Cardones, a través de una línea HVAC (corriente alterna) energizada en 500 kV. Este proyecto permitiría que la interconexión entre el SIC y SING se realice aprovechando estas instalaciones. La línea se hará en doble circuito en corriente alterna, a un voltaje de 500 kV, y permitirá transmitir una potencia de 1.500 MW.

Para la cuantificación se asume que el escenario base no considera la interconexión, por lo que esta acción se considera adicional y consecuencia de la Agenda. La modelación considera que la interconexión está operativa desde el 1 de enero de 2018, dado que en las noticias los desarrolladores del proyecto y el gobierno hablan de la puesta en marcha hacia fines de 2017.

La interconexión contempla la nueva línea de 2x500 kV entre las subestaciones Nueva Cardones (en el norte del SIC) y Los Changos (al sur de Mejillones), la cual será desarrollada por la línea TEN. Además, habrá una nueva línea 2x220 kV entre las subestaciones Los Changos y Kapatur, junto a la nueva línea de 2x500 entre las subestaciones Los Changos y Nueva Cruzero Encuentro.

De esta forma, la interconexión de ambos sistemas partiría de las subestaciones Cruzero y Encuentro, al norte de Mejillones, pasando por las subestaciones Los Changos y Kapatur, al sur de Mejillones, hasta las subestaciones Cardones y Nueva Cardones al suroeste de Copiapó.

Los flujos de energía entre sistemas, provienen del modelo de optimización de costos, el cual determina el despacho óptimo para cada sistema al momento de la interconexión.



**Figura 57 Interconexión SIC-SING**  
Fuente: MME



**MEDIDA 5: PLAN DE ACCIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2020**

<b>DESCRIPCIÓN</b>			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	5		
<b>Eje</b>	5		
<b>Descripción Eje</b>	Un sector energético eficiente y que gestiona el consumo		
<b>Medida General</b>	Introduciremos medidas para masificar el desarrollo de proyectos de Eficiencia Energética		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>	Continuaremos con la ejecución del Plan de Acción de Eficiencia Energética al año 2020		
<b>Acción</b>			
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>		<b>Año término</b>	
<b>Región/es</b>	Impacto a nivel nacional transversal, afectando equipos en base al PAEE (Plan de Acción de Eficiencia Energetica versión ajustada), que contempla en parte la Ley de EE (descontar), plan de trabajo en sector publico (impacto menor), y etiquetado del parque vehicular		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	Para efectos de este ejercicio se asume un ahorro de 43.000 Teracalorías para el fin del programa: las cuales seresumen de la siguiente manera: Industria y Minería 16.900 Tcal Transporte 5.000 Tcal Edificación 8.500 Tcal Artefactos 3.500 Tcal Leña 8.000 Tcal Otros 1.100 Tcal		
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>	Ejecución del Plan de EE de acuerdo a lo publicado por el Ministerio de Energía.		
<b>Elementos de costos</b>			
<b>COSTOS</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	Las que generalmente se asocian a estimaciones depolíticas de EE (tasas de penetración, comportamiento de los usuarios).		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	A discutir en taller de riesgos		
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	Beneficios directos en la reducción del consumo de combustible para clientes día a día		

## SUPUESTOS MODELACIÓN

Los programas que conforman el conjunto de fichas consideradas para el documento del Plan de Acción de Eficiencia Energética elaboradas el año 2012 son:

- **Artefactos:** Información al Público, sector artefactos, Etiquetado de Eficiencia Energética, Estándares Mínimos de Eficiencia Energética para iluminación residencial, Estándares Mínimos para refrigeración residencial y re etiquetado de refrigeradores, Programa de aceleración de recambio tecnológico en iluminación residencial, Recambio de Calefactores Región de Magallanes (año 2013)
- **CPR:** Programa de Certificación energética de vivienda nueva y existente, Programa de Reacondicionamiento Térmico de vivienda en sectores vulnerables, Programa de Crédito Blando para Reacondicionamiento Térmico de vivienda, Programa de financiamiento especial para reacondicionamiento a edificaciones de interés público, Programa de Capacitación, implementación y seguimiento para la gestión energética eficiente de edificios, Programa de apoyo a la gestión de proyectos de edificación pública de alta EE, Programa de Actualización y Extensión de las regulaciones del diseño, Programa para el mejoramiento de la calidad energética de la construcción, Programa de I+D para el mejoramiento de la calidad energética de la edificación, Programa I+D en diseño de alta EE, Programa de incentivo a productos y servicios para la EE, Programa de Formación y Capacitación para una oferta de productos y servicios eficientes, Programa de normalización para la Edificación Pública, Programa Nacional de Alumbrado Público
- **Industria y minería:** Programa de Promoción de Sistemas de Gestión de Energía (ISO 50.001), Programa de Promoción y Fomento a la Cogeneración, Programa de Fomento a Mecanismo de Pre-inversión, Programa de mejoramientos de la gestión energética con acuerdos voluntarios, Programa de promulgación de MEPS en motores eléctricos, Programa de incorporación de eficiencia energética en el diseño de procesos y proyectos, Programa de gerenciamiento energético para asociaciones, Programa de Asistencia Técnica en equipos y procesos de la Pequeña Industria y Minería.
- **Transporte:** Programa de establecimiento de metas de consumo energético y de emisiones de CO<sub>2</sub> para el promedio del parque de vehículos nuevos, Programa de incentivo a la adopción voluntaria de las técnicas de conducción eficiente, Programa establecimiento de la obligatoriedad de incluir la Conducción Eficiente como requisito para obtener licencia de conducir, Incentivar la introducción de mejoras aerodinámicas en los vehículos de carga, Mecanismos de información que incentiven la compra de vehículos eficientes, Fomentar la incorporación de sistemas de registro de datos para asegurar toma de decisiones, Mejora de estándares de gestión energética de buses en Santiago, Incentivar la Eficiencia Energética en los servicios y flotas de taxis y taxis-colectivos, Asistencia técnica en gestión de flotas a empresas de transporte caminero, Fortalecer las inspecciones y programas de mantenimiento de los vehículos, Campañas de capacitación masiva voluntaria en conducción eficiente para conductores de vehículos de carga
- **Leña:** Mejorar la Calidad de la Leña, Fomentar la comercialización de leña seca, Fijar metas de contenido de humedad de la leña, Campaña de recambio de Cocinas.
- **Transversales:** Programa de Apoyo integral en EE a establecimientos educacionales parvularios, de educación básica y media, Programa de Integración de la Eficiencia Energética en la Educación Superior, Creación y difusión del Sello de Eficiencia Energética, Programa de Actividades

Tendientes a mantener la Eficiencia Energética en la Agenda Pública, Integrar la I + D en Eficiencia Energética en todos los sectores de consumo, Reconocimiento de Competencias Laborales en Eficiencia Energética, Medición y Verificación (M&V), Repositorio de información completo y actualizado de iniciativas de EE.

**MEDIDA 6: ETIQUETADO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA**

<b>DESCRIPCIÓN</b>			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	6		
<b>Eje</b>	5		
<b>Descripción Eje</b>	Un sector energético eficiente y que gestiona el consumo		
<b>Medida General</b>	Introduciremos medidas para masificar el desarrollo de proyectos de Eficiencia Energética		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>	Nuevos etiquetados de Eficiencia Energética durante 2014 y 2015		
<b>Acción</b>	Generaremos etiquetas de Eficiencia Energética para cocinas, calefones, lavavajillas, lavadoras y calefactores a leña, que serán de uso obligatorio a contar del primer semestre del 2015.		
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2015	<b>Año término</b>	---
<b>Región/es</b>	Nivel Nacional		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	Para efectos de este ejercicio se asume la proyección del Ministerio de Energía entregada para este proceso		
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>	Ejecución del Plan de Etiquetado conforme a proyecciones del Ministerio		
<b>Elementos de costos</b>			
<b>COSTOS</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>			
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	A discutir en taller de riesgos		
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	Consumidores mejor informados de los beneficios de la EE		

## SUPUESTOS DE MODELACIÓN

El impacto del etiquetado de artefactos dependerá de la tasa de adquisición de nuevos productos y la probabilidad de compra de un artefacto eficiente al existir el etiquetado. De esta forma el ahorro estará dado por:

$$\text{Ahorro} = (t_r + t_c) \cdot A_i \cdot P$$

Donde:

$t_r$ : tasa de recambio del parque por obsolescencia (acorde a la vida útil)

$t_c$ : tasa de crecimiento del parque del artefacto

$A_i$ : Ahorro de energía entre un artefacto ineficiente y un artefacto eficiente.

$P$ : probabilidad de compra del artefacto eficiente con etiquetado.

La probabilidad de compra de un artefacto eficiente se toma del documento “Study on the impact of the energy label – and potential changes to it – on consumer understanding and on purchase decisions” del año 2013 de Ipsos y London Economics. Estableciéndose para el presente estudio, el caso más conservador del documento citado, lo cual corresponde a un 55%.

Los parámetros para cada caso se presentan a continuación:

Tabla 33 Parámetros cocina a gas

<b>Vida útil</b>	<b>9 años</b>
tasa de recambio	11%
Ahorro energía	5%
Probabilidad de compra por etiquetado	55%
Tasa promedio crecimiento parque	1,9%

Tabla 34 Calefones

<b>Vida útil</b>	<b>10 años</b>
tasa de recambio	10%
Ahorro energía	55%
Probabilidad de compra por etiquetado	55%
Tasa promedio crecimiento parque	2,5%

Tabla 35 Lavavajillas

<b>Vida útil</b>	<b>10 años</b>
tasa de recambio	10%
Ahorro energía	33%
Probabilidad de compra por etiquetado	55%
Tasa promedio crecimiento parque	18%

**Tabla 36 Lavadoras**

<b>Vida útil</b>	<b>20 años</b>
tasa de recambio	5%
Ahorro energía	33%
Probabilidad de compra por etiquetado	55%
Tasa promedio crecimiento parque	2%

**Tabla 37 Calefactores a Leña**

<b>Vida útil</b>	<b>10 años</b>
tasa de recambio	10%
Ahorro energía	23%
Probabilidad de compra por etiquetado	55%
Tasa promedio crecimiento parque	0,6%

**MEDIDA 7: MEPS MOTORES Y REFRIGERADORES**

<b>DESCRIPCIÓN</b>			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	7		
<b>Eje</b>	5		
<b>Descripción Eje</b>	Un sector energético eficiente y que gestiona el consumo		
<b>Medida General</b>	Introduciremos medidas para masificar el desarrollo de proyectos de Eficiencia Energética		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>	Nuevos etiquetados de Eficiencia Energética durante 2014 y 2015		
<b>Acción</b>	Estándares Mínimos de Eficiencia Energética, la resolución que fija el estándar para refrigeradores será publicada este año, para empezar a regir el 2015; y la de motores eléctricos saldrá a continuación, para hacerse efectiva antes del término de este Gobierno.		
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2017	<b>Año término</b>	---
<b>Región/es</b>	Nivel Nacional		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	Para efectos de este ejercicio se asume la proyección del Ministerio de Energía entregada para este proceso		
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>	Inicio de un MEPS de Motores y un MEPS de refrigeradores en las fechas previstas		
<b>Elementos de costos</b>	La implementación de un MEPS requiere medidas costo efectivas, beneficios individuales positivos y beneficios país positivos.		
<b>COSTOS</b>			
<b>La implementación de un MEPS requiere medidas costo efectivas, beneficios individuales positivos y beneficios país positivos.</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	Se espera una penetración de mercado acorde a los informes técnico economicos desarrollados por el Ministerio		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	Precios finales de equipos certificados		
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	Reducción/retraso de la inversión a nivel país de una unidad de 300 MW por MEPS		

## SUPUESTOS DE MODELACIÓN

El impacto de los MEPS para el caso de refrigeradores dependerá únicamente de la tasa de adquisición de nuevos equipos. De esta forma el ahorro estará dado por:

$$Ahorro = (t_r + t_c) \cdot A_i$$

Donde:

$t_r$ : tasa de recambio del parque por obsolescencia (acorde a la vida útil)

$t_c$ : tasa de crecimiento del parque del artefacto

$A_i$ : Ahorro de energía entre un artefacto ineficiente y un artefacto eficiente.

Los parámetros para cada caso se presentan a continuación:

Tabla 38 Parámetros de Refrigeradores

Parámetro	Dato
Vida útil (años)	10
Tasa de recambio	10%
Ahorro energía	55%

Fuente: (MAPS, 2015)

En el caso de motores se utiliza la información del estudio “Evaluación del impacto técnico económico para la implementación de estándares mínimos de eficiencia energética en motores eléctricos” de River consultores.

Tabla 39 Parámetros de Motores

Parámetro	Dato
Tasa de crecimiento del parque	7%
Tasa de recambio	7%

Fuente: (RIVER, 2014)

Para conocer el ahorro de energía se considera la diferencia de consumos entre el parque actual de motores y los motores IE3, en base al estudio citado anteriormente:

Tabla 40 Potencia y ahorro de motores

Rango de Potencia [HP]	Ahorro IE3 - Parque (%)
1 - 5	5%
6 - 10	3%
11 - 20	2%
21 - 50	2%

Fuente: (RIVER, 2014)



**MEDIDA 8: APOYO AL CUMPLIMIENTO DE LAS ERNC**

DESCRIPCIÓN			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	8		
<b>Eje</b>	3		
<b>Descripción Eje</b>	Desarrollo de Recursos Energéticos Propios		
<b>Medida General</b>	Estimularemos la integración de las ERNC en cumplimiento a la Ley de Fomento de las ERNC (20/25)		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>	Enfrentaremos las barreras que limitan una mayor participación de las ERNC en el mercado eléctrico		
<b>Acción</b>			
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2006 (se crea el programa para proyectos ERNC con maximo 20MW. Posteriormente se hacen cambios en el programa)	<b>Año término</b>	No se contempla. Definir segun horizonte de planeacion-evaluacion
<b>Región/es</b>	Programa sin restriccion regional.		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	Subsidio enfocado en proyectos de ERNC con capacidad igual o menor a 50MW, para cofinanciamiento de estudios de preinversion, de estudios de etapa avanzada (estudios de ingeniería, due diligence), o de estudios para líneas de transmisión adicionales asociativas entre proyectos ERNC.		
MODELACIÓN			
<b>Principales supuestos</b>	<p>De acuerdo a Ley 20/25, obligación en 2014 será de 5,5% para llegar al 20% de la energía comercializada al año 2025, aplicable a contratos posteriores a 2013. Según Reporte ERNC Noviembre 2014, inyección ERNC en octubre alcanzó 571 GWh, lo que equivale al 9,6%, superando lo requerido por la Ley 20.257 y la Ley 20/25 (Fuente: Reporte ERNC Noviembre 2014 CIFES<sup>11</sup>)</p> <p>El impacto de la Agenda se pretende evaluar como la suma de los instrumentos de apoyo necesario para ejecutar la Ley 20/25. Asumiéndose que si estos instrumentos se están desarrollando por parte del Gobierno, es porque aún existen barreras para ciertas tecnologías que impiden el ingreso pleno de ciertas tecnologías.</p>		
<b>Elementos de costos</b>	<p>Entre todas las medidas mencionadas destacan:</p> <p>El apoyo al Plan de Obras, que refleja el cumplimiento de la Ley ERNC (fuente: entrevistas con CNE)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Trabajo ministerial para la agilización de derechos de agua</li> <li>• Trabajo ministerial para mayor información de recursos disponibles (Plataforma de Derechos de Agua)</li> <li>• Apoyo programa geotermia, aún por definir de acuerdo a entrevistas</li> <li>• También se destaca, como medida indirecta, los instrumentos específicos para el desarrollo de preinversión, como ejemplo el subsidio para cofinanciar</li> </ul>		

<sup>11</sup> Disponible en <http://www.cifes.gob.cl/mailling/2014/noviembre/REPORTENov2014.pdf>

	<p>proyectos de inversion en hasta 40% del valor total de estudios de preinversion, con tope de UF 1.000 por proyecto. Permite cofinanciar hasta UF 2.000 de proyectos en etapa avanzada, iendo igualmente 40% tope maximo. Cofinancia hasta 40%, hasta UF 2.000 de estudios de lineas de transmision.</p> <p>La batería de instrumentos es su conjunto es el paquete de soporte que el Ministerio de Energía ha definido como parte de su trabajo para lograr la meta legal.</p> <p>En materia de costos son costos hundidos de apoyo Gubernamental, que los privados utilizarán para apoyar el desarrollo temprano de sus proyectos.</p>
<b>COSTOS</b>	
<p><b>Entre todas las medidas mencionadas destacan el apoyo al Plan de Obras, que refleja el cumplimiento de la Ley ERNC, agilización de derechos de agua, mayor informacion de recursos, apoyo geotermia (aún por definir) Así como instrumentos especificos como el subsidio para cofinanciar proyectos de inversion en hasta 40% del valor total de estudios de preinversion, con tope de UF 1.000 por proyecto. Permite cofinanciar hasta UF 2.000 de proyectos en etapa avanzada, iendo igualmente 40% tope maximo. Cofinancia hasta 40%, hasta UF 2.000 de estudios de lineas de transmision.</b></p>	
<b>INCERTIDUMBRES</b>	
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	N/A
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	N/A
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>	
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	N/A

## SUPUESTOS DE MODELACIÓN

Subsidio enfocado en proyectos de ERNC con capacidad igual o menor a 50MW, para cofinanciamiento de estudios de pre inversión, de estudios de etapa avanzada (estudios de ingeniería, due-diligence), o de estudios para líneas de transmisión adicionales asociativas entre proyectos ERNC.

Para este caso se asume que esta medida de la Agenda no tiene un impacto adicional sobre la trayectoria de línea base existente. Es decir, se asume que esta medida no generará un desarrollo adicional al cumplimiento de la Ley ERNC 2025, dado que esta Ley por sí misma, en conjunto con la baja de costo de instalación de las tecnologías ERNC, serán las principales fuerzas que harán que la Ley se cumpla.

Se impulsará la construcción de un tercer terminal de GNL en el país, en la zona centro- sur, para lo cual ENAP se involucrará en el desarrollo de un proyecto económicamente factible que lo materialice

**MEDIDA 9: AUMENTO DE CAPACIDAD DE PEMUCO**

<b>DESCRIPCIÓN</b>			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	9		
<b>Eje</b>	2		
<b>Descripción Eje</b>	Reducción de los Precios de la Energía con mayor competencia, eficiencia y diversificación en el mercado eléctrico		
<b>Medida General</b>	Promoveremos el uso de GNL en la generación eléctrica en reemplazo del diésel, junto con uso industrial y residencial		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>	Medidas con efecto en Mediano-Largo Plazo (2020 en adelante)		
<b>Acción</b>	Se impulsará la construcción de un tercer terminal de GNL en el país, en la zona centro- sur, para lo cual ENAP se involucrará en el desarrollo de un proyecto económicamente factible que lo materialice		
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2020	<b>Año término</b>	---
<b>Región/es</b>	Zona centro, SIC		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	Línea de negocios de ENAP – GNL y la potencial expansión de Planta Satélite de Regasificación (PSR) Pemuco en 500,000 m3 día adicionales		
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>	<p>Esta medida corresponde a la reformulación en el corto-mediano plazo de la medida que indica la posibilidad de un terminal de GNL en la zona centro sur (discusión con ENAP).</p> <p>Considerando la demanda de la zona, que aún es menor, se ve realista la expansión gradual vía la expansión de la capacidad de regasificación, como la planta Pemuco, hasta que la demanda local crezca para consumir los niveles requeridos para la viabilidad de un terminal de GNL.</p> <p>La mayor disponibilidad de gas a precios competitivos compite en primer lugar por sustituir GLP en la industria, y luego petróleos pesados.</p>		
<b>Elementos de costos</b>	Corresponde a la decisión comercial técnica económica razonables, que implica diferir la inversión para crecer escaladamente con la demanda.		
<b>COSTOS</b>			
<b>Corresponde a la decisión comercial técnica económica razonables, que implica diferir la inversión para crecer escaladamente con la demanda.</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	A discutir en taller de riesgos		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>			
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>			

## SUPUESTOS DE MODELACIÓN

Esta medida corresponde a la reformulación en el corto-mediano plazo de la medida que indica la posibilidad de un terminal de GNL en la zona centro sur, esto implica de forma específica aumentar la capacidad del terminal de regasificación de Pemuco en 500,000 m<sup>3</sup>/día adicionales.

Se impulsará la construcción de un tercer terminal de GNL en el país, en la zona centro- sur, para lo cual ENAP se involucrará en el desarrollo de un proyecto económicamente factible que lo materialice

Se considera que la totalidad de esta capacidad será utilizada en el sector industrial, debido a la estabilidad de la demanda, comparado con el caso residencial, que permite que se reduzca la capacidad ociosa del terminal. En términos específicos, se reemplazará GLP y petróleo combustible en los procesos de calor de las industrias en la VIII región, por GNL.

Tabla 41 Consumo Petróleo Combustible VIII Región

Sector Industrial	Petróleo 6	Petróleo 5
<b>AZUCAR</b>	2	0
<b>PAPEL Y CELULOSA</b>	889	0
<b>CEMENTO</b>	24	0
<b>INDUSTRIAS VARIAS</b>	215	30
<b>PESCA</b>	1326	9
<b>QUIMICA</b>	14	10
<b>SIDERURGIA</b>	246	0

Fuente: Encuesta Industrial

**MEDIDA 10: REGLAMENTO DE SISTEMAS MEDIANOS**

<b>DESCRIPCIÓN</b>			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	10		
<b>Eje</b>	0		
<b>Descripción Eje</b>	Agenda Legislativa		
<b>Medida General</b>	Cambio al marco regulatorio de los Sistemas Medianos de Magallanes y Aysén		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>			
<b>Acción</b>	Cambio al marco regulatorio de los Sistemas Medianos de Magallanes y Aysén		
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2016	<b>Año término</b>	---
<b>Región/es</b>	Sistemas Medianos Aysen y Magallanes		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>			
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>			
<b>Elementos de costos</b>			
<b>COSTOS</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	Medida que destrabaría la entrada de nuevos actores ERNC, y daría certezas de métodos de valorización de inyecciones en sistemas altamente regulados por su actual condición casi monopólica en generación.		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	Capacidad efectiva de materializar proyectos en el corto plazo		
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>			

**SUPUESTOS DE MODELACIÓN**

Medida que destrabaría la entrada de nuevos actores ERNC, y daría certezas de métodos de valorización de inyecciones en sistemas altamente regulados por su actual condición casi monopólica en generación.

Se asume como meta lograr el mismo efecto de la Ley 2025 al año 2025, en donde la penetración de renovables alcanzaría un 18% de la generación. Para el caso del sistema de Aysén, este no se considera ya que posee una penetración de un 74,7% de energías renovables.

Para el caso de Magallanes, esta situación es diferente dado que un 100% de la generación está basada en combustibles fósiles, y por lo tanto esta medida puede tener efectos en permitir la entrada de generación más económica para la región.

**MEDIDA 11: TECHOS SOLARES**

<b>DESCRIPCIÓN</b>			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	11		
<b>Eje</b>	3		
<b>Descripción Eje</b>	Desarrollo de Recursos Energéticos Propios		
<b>Medida General</b>	Promoveremos el desarrollo de un mercado ERNC de autoconsumo socialmente eficiente y transversal a todos los actores económicos		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>	Promoción de energía fotovoltaica		
<b>Acción</b>	Daremos inicio al Programa de Techos Solares Públicos, 2014. Lo que será complementario a otras iniciativas con fines sociales o demostrativos		
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2014	<b>Año término</b>	2018
<b>Región/es</b>	Implementación de 3 MWp en edificios públicos al final del programa. Se priorizarán instalaciones públicas en zonas con mejores índices de irradiación y elevados precios de electricidad. Se define como actividad del programa la "identificación de zonas rentables".		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	Se priorizan zonas rentables (irradiación, precios electricidad), se identifican instituciones públicas (manifestación de interés), se seleccionan beneficiarios, diseño de proyectos, licitación de proyectos, implementación, monitoreo.		
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>	Sistemas FV alternativos eficientes para autogeneración en Chile, en especial en: zonas con elevada radiación y/o elevados precios de energía; sector comercial o industrial: por temas tributarios (IVA y depreciación) y de financiamiento (acceso a crédito); clientes a tarifa regulada que tienen baja incertidumbre de precios de energía y estos están al alza. En mediano plazo rentabilidad de proyectos debería aumentar por alza de tarifas y por maduración de mercado. Programa busca contribuir a maduración del mercado FV para autoconsumo a través de la implementación de sistemas FV en edificios públicos.		
<b>Elementos de costos</b>	Se consideran costos de inversión unitarios de tecnología solar fotovoltaica y total de potencia nominal a ser instalada por el programa.		
<b>COSTOS</b>			
<b>Se consideran costos de inversión unitarios de tecnología solar fotovoltaica y total de potencia nominal a ser instalada por el programa.</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	A la fecha existen 17kWp instalados a la fecha en edificio central de Ministerio Medio Ambiente como medida piloto. En materia de información del programa, no se tiene registro, a la fecha, de monitoreo de sistemas FV y/o evaluación del programa, excepto los antecedentes capturados en entrevistas. Se anunció públicamente el inicio del Programa en Edificios Teleton.		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	ENERGÍA: incertidumbre asociada a factores técnicos: temperatura funcionamiento celda FV (varianza respecto a STC, afectando eficiencia); reducciones en irradiación horizontal debido a obstrucción por paneles; proporción de irradiación global reflejada.		
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	Disminución emisiones GEI; impacto sobre mercado laboral local; impacto en redes de distribución (generación distribuida); maduración mercado FV en Chile; ahorro en		

cuenta de electricidad (autogeneración).  
Edificios Públicos seleccionados tendrán un subsidio directo, ejemplo caso Teleton

## SUPUESTOS DE MODELACIÓN

La Agenda de Energía incorpora dentro de sus líneas de trabajo el desarrollo del Programa de Techos Solares Públicos, cuyo objetivo es contribuir a la maduración del mercado PV para autoconsumo, a través de la implementación de sistemas fotovoltaicos en edificios públicos.

El 22 de marzo de 2012 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, la que como disposición transitoria contiene un artículo que señaló que la entrada en vigencia de esa Ley sucedería a la publicación del reglamento de esa norma. Dicho reglamento fue publicado el 6 de septiembre del año 2014, y entró en vigencia el 22 de octubre de 2014.

La normativa técnica que aplica para los sistemas que se acogen al Net Billing son el Reglamento de la Ley 20.571, contenido en el Decreto Supremo N°71, de fecha 4 de junio de 2014, que define las medidas que deberán adoptarse para efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento de generación (ACESOL, 2015). Adicionalmente, en noviembre de 2014 fue actualizada la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (SEC, 2015).

El diagnóstico inicial indica que las soluciones de sistemas fotovoltaicos pueden ser alternativas eficientes para autogeneración de energía en Chile, en especial en zonas del país donde converge elevada radiación y/o elevados precios de energía. Además, la existencia de fuertes asimetrías de información en el mercado fotovoltaico para autoconsumo se traduce en una amplia dispersión de costos de inversión y desconocimiento de equipamiento y calidad asociada. Mediante la implementación del Programa de Techos Solares Públicos se pretende resolver estas barreras, de manera de incentivar su desarrollo especialmente en el segmento comercial, industrial y servicios (MINENERGIA, 2015).

Entre los objetivos específicos del programa se encuentran:

- Estimular el mercado de soluciones fotovoltaicas a través del fomento de la demanda en edificios públicos.
- Generar información de acceso público y gratuito sobre costos y condiciones de los proyectos PV orientados a autoconsumo en la realidad chilena.
- Evaluar en la práctica las normas y procedimientos en desarrollo para instalaciones PV de autoconsumo.
- Contribuir a disminuir costos en edificios públicos (más bien externalidad positiva).

El programa se desarrollará en un periodo de 4 años, dentro del cual se instalarán en edificios de instituciones públicas sistemas fotovoltaicos para la generación de electricidad, comenzando por un conjunto de comunas priorizadas de acuerdo a características de radiación y precios de electricidad.

A la fecha existen 17kWp instalados en el edificio central de Ministerio Medio Ambiente como medida piloto.

## CURVA DE ADOPCIÓN

La implementación del programa se iniciará en las siguientes comunas (MINENERGIA, 2015):

Tabla 42 Comunas de implementación de techos solares

Comuna	Región	Población
Alto Hospicio	I	94.455
Calama	II	138.402
Copiapó	III	129.091
Vallenar	III	48.040
Illapel	IV	30.355
Ovalle	IV	98.089
Salamanca	IV	24.494
Vicuña	IV	24.010
Melipilla	RM	94.540
Peñaflor	RM	66.619
Los Andes	V	60.198
San Felipe	V	64.126
Santa Cruz	VI	32.387
Cauquenes	VII	41.217
Parral	VII	37.822
San Clemente	VII	37.261

Entre las instituciones invitadas a participar se cuenta a Ejército, Armada, Fuerza Área y Carabineros de Chile, Gendarmería de Chile, Policía de Investigaciones, Dibam, Ministerio de Salud, Ministerio de Justicia, Ministerio del Deporte, Ministerio Público, Defensoría Penal, Injuv, Junji, Junaeb, Sernatur, Sename, Servicio Médico Legal, Registro Civil e Identificación, Corte Suprema de Justicia, además de las correspondientes municipalidades.

Dado este panorama y sin tener más antecedentes que el número de ciudades consideradas respecto a la adopción de los sistemas en las distintas comunas e instituciones, se ha supuesto que en la zona norte (SING) se instalará el 20% de la capacidad de generación y el resto en el centro (SIC).



Se consideran 17 kW instalados el año 2014 en el SIC y se estima que en los 4 años de duración del programa se instalarán los 2.983 KW restantes, repartidos de manera proporcional en cada año (746 kW por año).

Tabla 43 Potencia a instalar por sistema

	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Potencia a instalar SING (MW)</b>	0	0,149	0,149	0,149	0,149
<b>Potencia a instalar SIC (MW)</b>	0,017	0,597	0,597	0,597	0,597
<b>Total (MW)</b>	0,017	0,746	0,746	0,746	0,746

Para estimar el ahorro en la demanda de energía del programa, se utiliza la siguiente expresión:

$$GE = Pot \times FP \times 365 \text{ (días)} \times 24 \text{ (h/día)}$$

GE: Generación eléctrica (MWh)

Pot: Potencia instalada (MW)

FP: Factor de planta (%)

El factor de planta del SIC y del SING del Informe de Precio de Nudo de Octubre de 2014 corresponde a aproximadamente 30%, lo cual es bastante alto y cercano a valores de plantas industriales. Por esta razón, se considerarán los valores propuestos en el estudio MAPS-Chile (2014) para instalaciones residenciales, que son más cercanas al programa en evaluación, correspondientes a 22% y 18% para el SING y el SIC, respectivamente. Sobre la base de estos valores, se estima la electricidad generada a partir del programa, que corresponde a la reducción de consumo eléctrico por cada sistema. Ello se presenta en el siguiente cuadro.

Tabla 44 Generación por sistema

	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Generación Eléctrica nueva SING (MWh)</b>	-	287,4	287,4	287,4	287,4
<b>Generación Eléctrica nueva SIC (MWh)</b>	26,8	940,7	940,7	940,7	940,7
<b>Total (MWh)</b>	26,8	1.228,2	1.228,2	1.228,2	1.228,2

**MEDIDA 12: SUBSIDIO PARA ACONDICIONAMIENTO TÉRMICO**

<b>DESCRIPCIÓN</b>			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	12		
<b>Eje</b>	5		
<b>Descripción Eje</b>	Un sector energético eficiente y que gestiona el consumo		
<b>Medida General</b>	Vivienda y construcción		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>	Subsidio para acondicionamiento térmico a viviendas existentes		
<b>Acción</b>	Subsidio para acondicionamiento térmico a viviendas existentes		
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2006	<b>Año término</b>	2018
<b>Región/es</b>	Programa sin restricción (pero de mayor efectividad hacia el sur del país)		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	Subsidio que permite reacondicionar térmicamente viviendas sociales, o cuya tasación no supere las 650 UF, pertenecientes a familias que cuenten con máximo de 13484 puntos en su ficha de protección social		
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>	Indicados a continuación		
<b>Elementos de costos</b>	Subsidio de 1 millón de UFs al año, que corresponde a revisión del Consultor a transferencias del Ministerio de Energía. No se modelo la continuación del subsidio en el tiempo, dado que se hizo lo indicado en la agenda. 100 a 130 UF máximas por familia. 8000 – 9000 hogares al año.		
<b>REDUCCIÓN DE EMISIONES</b>			
<b>Toneladas CO2 ahorradas/año (MM)</b>	Por definir Informes siguientes	<b>Toneladas CO2 ahorradas (MM)</b>	Por definir Informes siguientes
<b>COSTOS</b>			
<b>Subsidio de 1 millón de UFs al año.</b> <b>100 a 130 UF máximas por familia.</b> <b>8000 hogares al año.</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	El subsidio se encuentra operando y ha sido evaluado previamente		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	Caso Conservador: No hay reducciones, sólo aumento de confort Caso Pesimista: No hay reducciones, ni mejora de confort Caso Optimista: 35%-40% reducción consumo calefacción familia vulnerable		
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	Aumento del nivel de confort Potencial disminución del gasto energético Revalorización del patrimonio familiar		

## SUPUESTOS DE MODELACIÓN

En el caso del reacondicionamiento térmico del parque de viviendas para sectores vulnerables se consideran las evaluaciones del impacto realizadas en el marco del Plan de Acción de Eficiencia Energética. Se consideran por lo tanto los siguientes supuestos:

- Superficie construida promedio de viviendas vulnerables: 55,8 m<sup>2</sup> (fuente: estudio Bases para PANEE 2009)
- Promedio de Demanda anual de energía en calefacción, 236 kWh/m<sup>2</sup> año equivalente a 190 Mcal/m<sup>2</sup> año, dda de energía promedio ponderado grupo zona termica C (3, 4 y 5), de viviendas construidas antes del 2001 (fuente: estudio Usos finales sector residencial 2010)
- Porcentaje de Ahorro energético de la medida de EE en vivienda existente: 40%
- La demanda anual por vivienda en calefacción se obtiene de multiplicar la superficie promedio de una vivienda de sector vulnerable 55,8m<sup>2</sup> por la demanda anual de energía por superficie 190Mcal/m<sup>2</sup> año
- Ahorro anual por vivienda reacondicionada: 10.602 Mcal/año x 40 % = 4.241 Mcal/año viv
- Universo estimado de viviendas sociales construidas antes del año 2001: 1.440.000 (Fuente: estudio Bases para PANEE 2009)
- Penetración optimista vivienda reacondicionadas: 8.880 viv.anuales x 11 años aplicación medida = 97.680 viviendas anuales
- Penetración pesimista vivienda reacondicionadas: 5.920 viv.anuales x 11 años aplicación medida = 65.120 viviendas a reacondicionar al 2020.
- Ahorro consumo anual por vivienda reacondicionada es igual a:
- Ahorro anual por vivienda reacondicionada de 4.241 Mcal/año viv / 0,662 (factor de rendimiento de consumo al ponderar los rendimiento estimados para equipo de calefacción) = 6.406 Mcal/año viv

**MEDIDA 13: EXPLORACIÓN DE GAS EN MAGALLANES POR ENAP**

<b>DESCRIPCIÓN</b>			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	13		
<b>Eje</b>	1		
<b>Descripción Eje</b>	Un Nuevo Rol del Estado		
<b>Medida General</b>	Fortaleceremos a ENAP mejorando la seguridad operacional de la empresa		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>	Fortaleceremos a ENAP mejorando la seguridad operacional de la empresa		
<b>Acción</b>			
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2020	<b>Año término</b>	---
<b>Región/es</b>	Magallanes		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	La exploración de gas en Magallanes, pudiese eliminar las restricciones de gas en invierno. Restricciones que los clientes residenciales no observan porque ante falta de gas, el déficit se traspasa directamente al sector generación (EDEL MAG), el que debe generar con diésel en vez de gas.		
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>	En base a información CNE (Fuente rendimientos: Archivo ITD-Análisis CNE , fijación tarifaria año 2010), el consumo de diesel en Magallanes y Natales durante invierno alcanza los 331,000 litros		
<b>Elementos de costos</b>			
<b>COSTOS</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	Es una medida de impacto directa pero con el riesgo exploratorio asociado		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>			
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	Disminución de emisiones locales		

**SUPUESTOS DE MODELACIÓN**

La medida corresponde a fomentar la exploración de nuevos yacimientos en Magallanes, lo cual permitiría mantener el consumo y el tipo de energético usado en el sector residencial y de generación.

La exploración de gas en Magallanes, pudiese eliminar las restricciones de gas en invierno. Restricciones que los clientes residenciales no observan porque ante falta de gas, el déficit se traspasa directamente al sector generación (EDEL MAG), el que debe generar con diésel en vez de gas. Por lo tanto la medida implicará substituir diésel por gas, en el sector de generación en Magallanes.

**MEDIDA 14: SUSTITUCIÓN DE DIÉSEL POR ERNC EN SISTEMAS INSULARES**

DESCRIPCIÓN			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	14		
<b>Eje</b>	3		
<b>Descripción Eje</b>	Desarrollo de Recursos Energéticos Propios		
<b>Medida General</b>	Desarrollaremos, en conjunto con las regiones y comunas, planes especiales para zonas extremas o aisladas		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>	Impulsaremos el desarrollo de un programa de sustitución de diésel		
<b>Acción</b>	Impulsaremos el desarrollo de un programa de sustitución de diésel		
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2015	<b>Año término</b>	---
<b>Región/es</b>	Este programa intenta incorporar ERNC en la generación de sistemas insulares como Isla de Pascua, Juan Fernández, y 11 islas de Chiloé (principalmente a través de cableado submarino)		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	La penetración de esta medida requiere criterio experto ya que los proyectos se encuentran en etapa de factibilidad.		
MODELACIÓN			
<b>Principales supuestos</b>			
<b>Elementos de costos</b>			
COSTOS			
INCERTIDUMBRES			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	A discutir en taller de riesgos		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	Factibilidad económica final de implementación de ERNC insular		
CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	Autonomía insular, mejorar calidad de suministro, beneficios locales		

**SUPUESTOS DE MODELACIÓN**

Este programa intenta incorporar ERNC en la generación de sistemas insulares como Isla de Pascua, Juan Fernández, y 11 islas de Chiloé.

Para esta medida, que involucra un programa de sustitución de diésel por ERNC, se analizó: Isla de Pascua, Juan Fernández y algunas islas de Chiloé. Para el caso de estos sistemas, también se supuso una penetración de renovables parecida a la trayectoria que posee la Ley de ERNC, es decir que la energía generada sea alrededor de un 18% en el año 2025.

**MEDIDA 15: RECAMBIO DE LUMINARIAS**

<b>DESCRIPCIÓN</b>			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	15		
<b>Eje</b>	5		
<b>Descripción Eje</b>	Un sector energético eficiente y que gestiona el consumo		
<b>Medida General</b>	Apoyaremos la gestión energética de las municipalidades, con énfasis en el alumbrado público		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>	Durante este gobierno cambiaremos 200.000 luminarias de alumbrado público, con énfasis en aquellas que utilicen tecnologías más ineficientes		
<b>Acción</b>			
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2015	<b>Año término</b>	2018
<b>Región/es</b>	A nivel Nacional con foco en Municipios con luminarias de tecnologías más ineficientes y con menores recursos		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	Durante 4 años, con fracciones iguales por año, Municipios concursarán por recambio tecnológico de luminarias más ineficientes por tecnología LED en zonas urbanas, y Sodio Alta Presion en zonas rurales.		
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>	Recambio inicial de tecnologías ineficientes como Sodio Baja presion, Haluro metalico e incandescentes (donde existan), finalmente el recambio año a año tenderá al recambio de Sodio de Alta presion por LED en zonas urbanas		
<b>Elementos de costos</b>	Subsidio de Gobierno con costo cercano a cero para Municipalidades en inversión y potencialidad de reducción de hasta un 50% de la energía instalada por unidad. Asumiendose para el análisis una luminaria representativa promedio de 70 W (más frecuente) (Fuente: Ministerio de Energía, Bases del Programa) y se reemplaza por LED		
<b>COSTOS</b>			
<b>Subsidio de Gobierno con costo cercano a cero para Municipalidades en inversión y potencialidad de reducción de hasta un 50% de la energía instalada por unidad. Asumiendose para el análisis una luminaria representativa promedio de 70 W (más frecuente) (Fuente: Ministerio de Energía, Bases del Programa) y se reemplaza por LED</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	Este programa ha sido evaluado por el BID además del Ministerio de Energía detectandose importantes oportunidades. Casos pilotos reflejan reducciones de energía relevantes. Contemplando un consumo de 10 horas diarias y la inclusion de tecnología tanto en la luminaria como su control de encendido		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	Caso Conservador: 50% LED menor potencia reemplazando Sodio Alta Presion sin balasto doble nivel Caso Pesimista: Reducción de menos de 35% LED menor potencia reemplazando Sodio Alta Presion con balasto de doble nivel Caso Optimista: 50% de reducción		
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	Reducción de cuentas de electricidad de Municipios en porcentajes relevantes Valorización del Patrimonio Municipal Aumento de Calidad de Iluminación, con todas sus externalidades sociales		

**SUPUESTOS DE MODELACIÓN**

Se asume el reemplazo de 200.000 luminarias de 70W por LED de 35W, con un uso aproximado de 10 horas por día, para los sistemas SIC y SING.

<b>MEDIDA 16: CAMBIO DE NORMATIVA DE REGLAMENTACIÓN TÉRMICA</b>			
<b>DESCRIPCIÓN</b>			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	16		
<b>Eje</b>	5		
<b>Descripción Eje</b>	Un sector energético eficiente y que gestiona el consumo		
<b>Medida General</b>	Cambio de normativa de reglamentación térmica		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>			
<b>Acción</b>	Cambio en la OGUC con nuevos requisitos para viviendas y departamentos nuevos		
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2016	<b>Año término</b>	Indefinido
<b>Región/es</b>	Nivel País, en sector residencial, transversal. Se aplica sobre las nuevas viviendas y departamentos construidos a partir del año 2016.		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	Dado que corresponde a una obligación para las nuevas viviendas y departamentos, toda vivienda a partir del año 2016 se construirá con esta normativa.		
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>	Al año 2025 se espera una reducción en el consumo de energía de alrededor de 5000GWh, de acuerdo a los cálculos realizados por el MINVU.		
<b>Elementos de costos</b>	Los costos asociados son los costos incrementales de construcción, lo cuales se asumen por los privados, para las nuevas edificaciones.		
<b>COSTOS</b>			
<b>Los costos asociados son planes, programas y medidas implementadas por privados.</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	En general en los programas de EE de vivienda, hay una incertidumbre relevante asociada al efecto real del ahorro debido a la nueva aislación.		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>	Energía efectivamente reducida en las edificaciones		
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	A nivel de polución local, puede ocurrir una reducción de PM especialmente en las ciudades del sur de Chile.		

**MEDIDA 17: IMPACTO DE MEDIDAS DE ORDENAMIENTO Y ESTUDIO DE CUENCAS**

<b>DESCRIPCIÓN</b>			
<b>Medida Priorizada Nº</b>	17		
<b>Eje</b>	7		
<b>Descripción Eje</b>	Participación ciudadana y ordenamiento territorial		
<b>Medida General</b>	Estudio integral de las cuencas basadas en multicriterios		
<b>Descripción Adicional Medida General</b>			
<b>Acción</b>	Proceso de mapeo y análisis global de las cuencas del país, basado en criterios técnicos hidrológicos, geológicos, ambientales, económicos y socioculturales.		
<b>Descripción general</b>			
<b>Año inicio</b>	2018	<b>Año término</b>	Indefinido
<b>Región/es</b>	En donde se puedan emplazar potenciales proyectos hidroeléctricos.		
<b>Descripción de la implementación: curva de adopción</b>	Para efectos del presente estudio, se asumió la entrada en operación de 200 MW hidroeléctricos ese año, para observar el efecto en la matriz. Se asume que este análisis ayudará a reducir las barreras asociadas al desarrollo de proyectos hidroeléctricos.		
<b>MODELACIÓN</b>			
<b>Principales supuestos</b>	Entrada en operación 200 MW hidroeléctricos de pasada.		
<b>Elementos de costos</b>	Costos asociados a la inversión en sistemas de generación hidroeléctricos.		
<b>COSTOS</b>			
<b>Los costos asociados son planes, programas y medidas implementadas por privados.</b>			
<b>INCERTIDUMBRES</b>			
<b>Evaluación general (cualitativa)</b>	Generación con sistemas sin emisiones de CO <sub>2</sub> , y que gracias al estudio de cuencas serán proyectos con un análisis multicriterio, lo cual reducirá los potenciales conflictos asociados a su implementación.		
<b>Rangos de incertidumbre asociados a:</b>			
<b>CO-BENEFICIOS / EXTERNALIDADES</b> <i>(comentarios preliminares)</i>			
<b>Ambientales, Sociales, Económicos</b>	Seguridad energética y generación con energías renovables.		



### 12.3 ANEXO 3: SUPUESTOS Y DATOS RELEVANTES DE LÍNEA BASE

A continuación se presenta información y supuestos de los modelos sectoriales que entregan la demanda energética utilizada en este estudio, estos modelos fueron desarrollados en el marco de MAPS Chile y son considerados como inputs para el desarrollo de este estudio.

#### LÍNEA BASE DE CPR, INDUSTRIA Y MINERÍA Y TRANSPORTES

##### SECTOR COMERCIAL, PÚBLICO Y RESIDENCIAL (CPR)

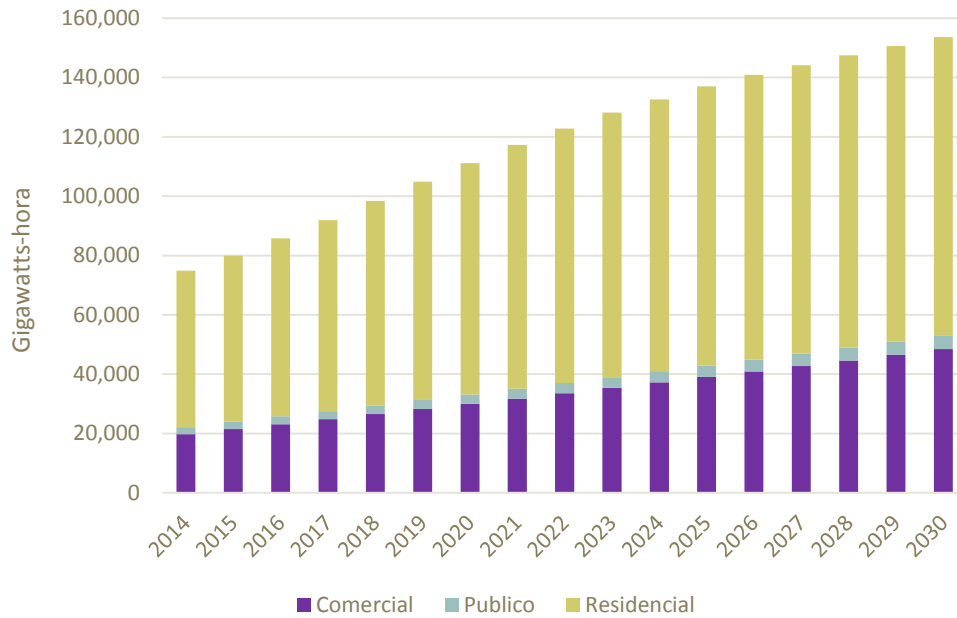
Para la estimación de la demanda de los sectores Comercial, Público y Residencial se utiliza un enfoque bottom-up, complementado con econometría. En el caso del sector Comercial, se hacen estimaciones sobre el número de Malls, Clínicas, Supermercados y Bancos, además de un subsector de Otros Comercio, que incluye lo no considerado en los otros subsectores. En el caso del sector Público, se realizan proyecciones de consumos y emisiones por parte de los Hospitales, Colegios, Universidades, además de un subsector llamado Edificios Públicos, que al igual que para el caso del sector Comercial, incluye los subsectores no considerados.

Para todos los subsectores, a diferencia de Otro Comercio y Edificios Públicos, se estima el número de unidades que existirán por años, a las cuales se les asocia un consumo energético y emisiones de gases de efecto invernadero. Por lo general se considera que se alcanzarán los niveles de países desarrollados en cuanto al número de unidades por habitante, a medida que el PIB chileno alcance los niveles de estos países de referencia.

En el caso de Otro Comercio y Edificios Públicos, se analizan las series históricas de consumo, creando regresiones lineales para proyectarlas durante el periodo estudiado, en base a las proyecciones de PIB utilizadas en el proyecto MAPS.

La modelación del sector Residencial es similar, proyectando el número de hogares, y los consumos que estos tendrán en calefacción, cocina, y el uso de artículos eléctricos, entre otros.

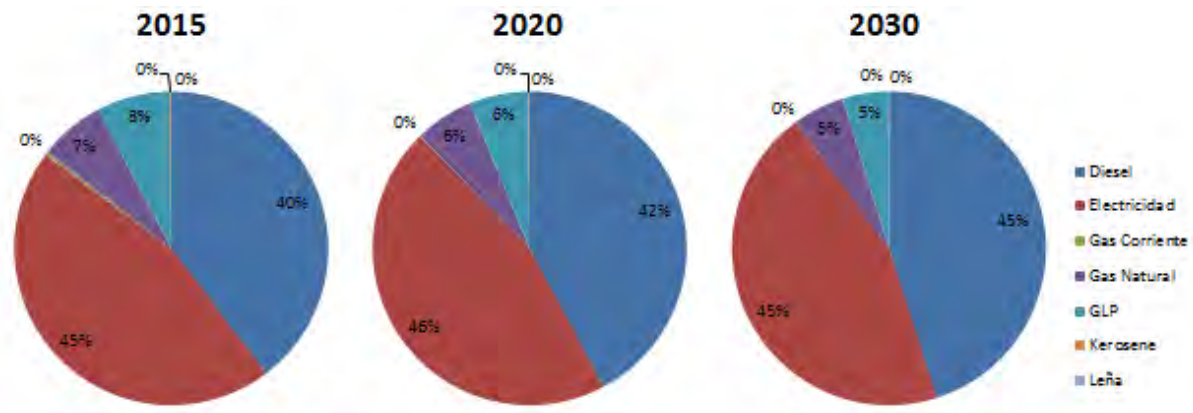
Las proyecciones de energía final se presentan en la siguiente figura, separando en el aporte de cada uno de los sectores descritos.



**Figura 58: Consumo de Energía Final Sectores Comercial, Público y Residencial**  
Fuente: Elaboración propia

Se observa que el sector que más aporta al consumo de energía es el Residencial, seguido por el sector Comercial, y después el Público a una menor.

En cuanto a la participación de los distintos combustibles, en el siguiente gráfico se presentan los resultados para el sector Comercial. Se observa una fuerte dependencia a la electricidad y al diesel, la cual no varía mayormente hasta el año 2030.



**Figura 59: Participación Combustibles Sector Comercial**  
Fuente: Proyecto MAPS Chile

En cuanto al sector público, las participaciones se presentan en el siguiente gráfico. En este caso se observa que la mayor dependencia está en el uso de electricidad, con sobre el 70% del consumo, seguido por el Gas Natural.

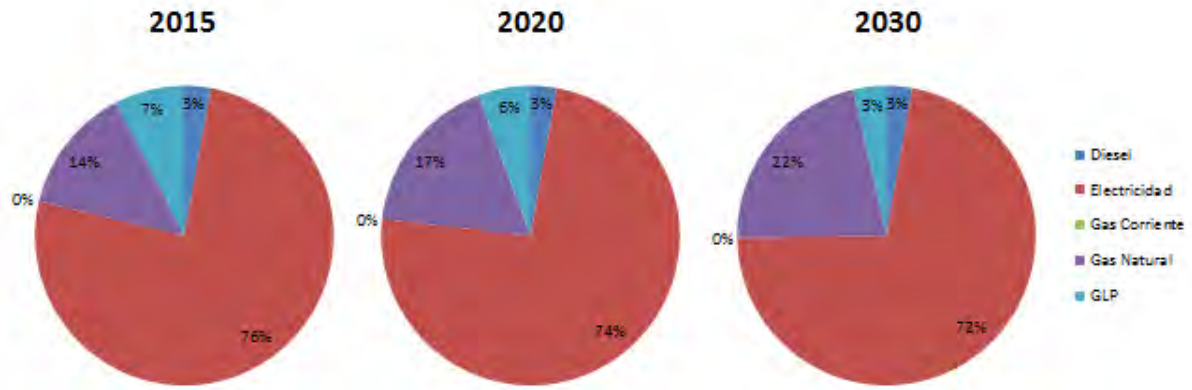


Figura 60: Participación Combustibles Sector Público  
Fuente: Proyecto MAPS Chile

Finalmente, para el sector Residencial, se observa en el siguiente gráfico una fuerte participación de la leña para los primeros años, la cual se reduce gradualmente, dando paso a una participación más diversificada de combustibles.

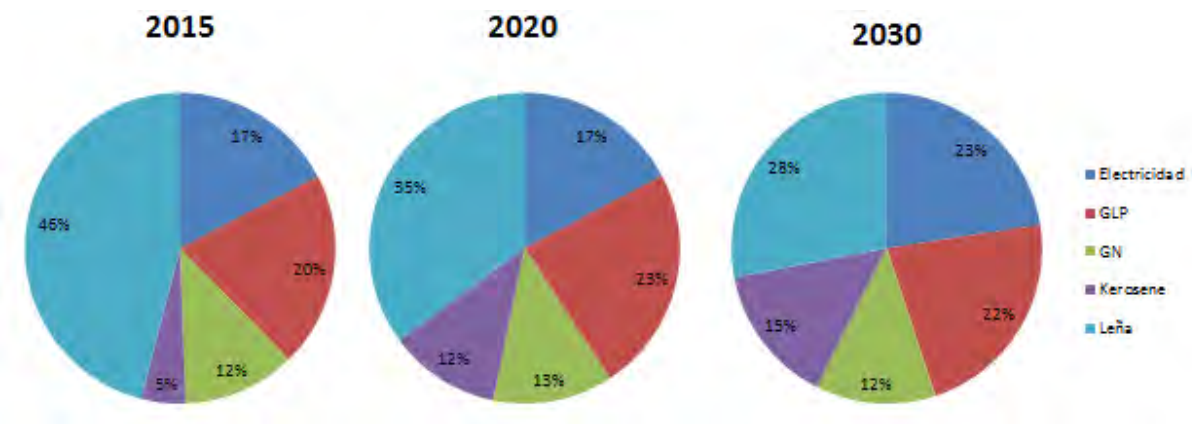


Figura 61: Participación Combustibles Sector Residencial  
Fuente: Proyecto MAPS Chile

Finalmente, la figura siguiente presenta las emisiones de gases efecto invernadero emitidas por el sector CPR.

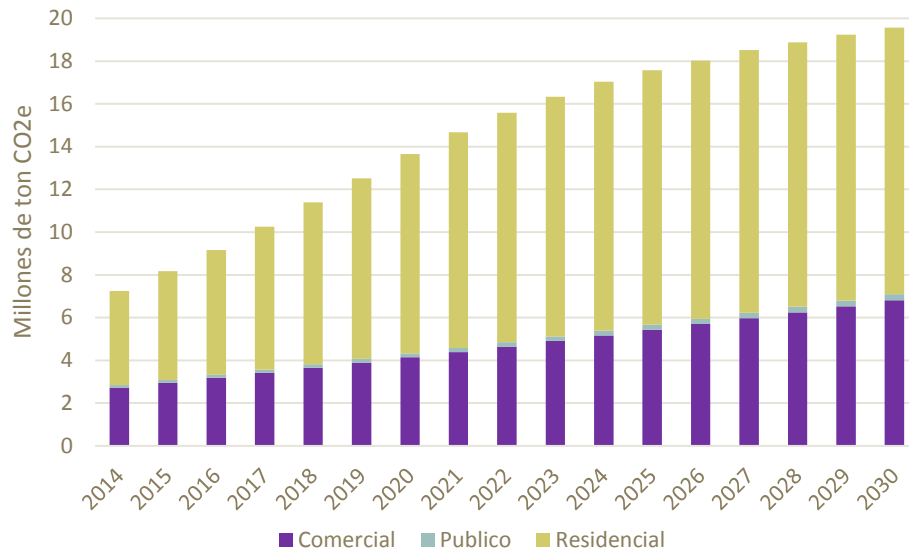


Figura 62: Emisiones de Gases Efecto CPR  
Fuente: Proyecto MAPS Chile

## SECTOR INDUSTRIA Y MINERÍA

En cuanto al sector de Industria y Minería se considera la metodología de uso final de la energía, la cual asume una demanda de energía asociada al nivel de actividad de cada subsector que se analice (cobre, siderurgia, azúcar, celulosa, etc.). En este sentido, se busca un driver que permita proyectar el nivel de actividad, para después analizar los usos de energía asociados a estos.

Los drivers utilizados varían de acuerdo a cada subsector industrial y minero. Por ejemplo, para el caso del cobre se utilizan proyecciones existentes de producción de cobre que dependen del ciclo de vida de proyectos existentes y en carpeta. Estas proyecciones de producción de combinan con estimaciones de la disminución de la Ley del mineral, para de esta forma estimar cuánto material se procesará, y cuánta energía se utilizará en ello. Otros subsectores, como siderurgia, cemento entre otros, utilizan econometría para estimar niveles de actividad futuros a partir de las proyecciones del PIB. Es decir, a partir de modelos econométricos se proyectan las toneladas de acero procesado, o de cemento, las cuales posteriormente son utilizadas para estimar la energía. En el caso del subsector Industrias Varias, como es no específico, reuniendo una serie de pequeños sectores bastante diversos, no se estimó un nivel de actividad, sino que se usó el PIB directamente como driver de la energía.

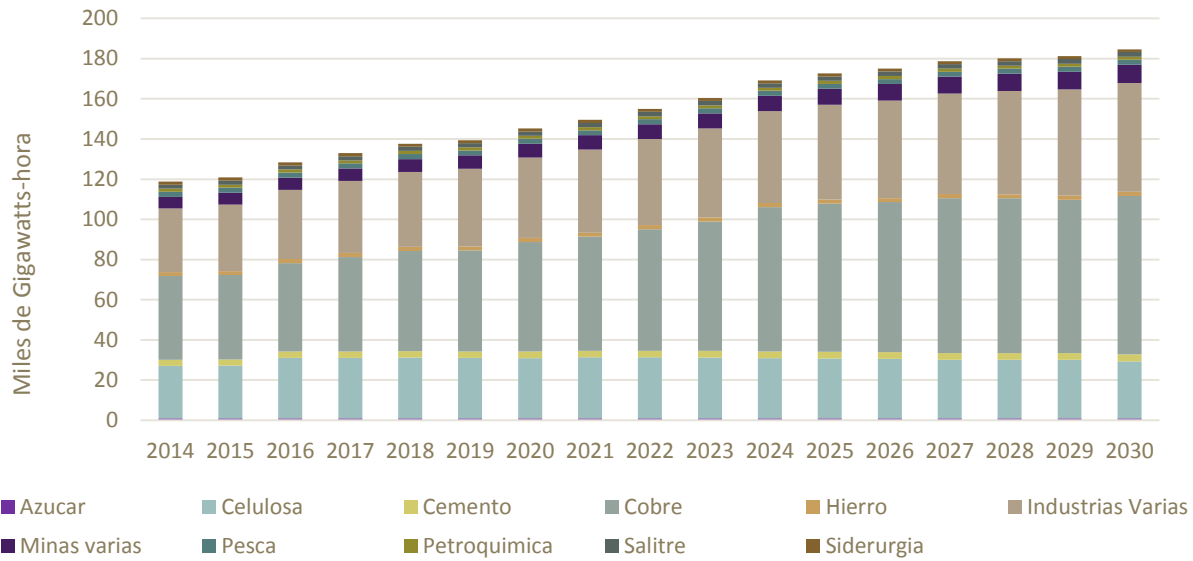
En la siguiente tabla se presentan los sectores con sus drivers y resultados en energía.

**Tabla 45: Enfoque Metodológico por Sector**

Sector	Sub-Sector	Driver de Energía	Componente de Energía
<b>Minero</b>	Cobre	Producción de Cobre [Ton]	Uso Final
	Hierro	Producción de Hierro [Ton]	Uso Final
	Salitre	Producción de Nitrato [Ton]	Uso Final
	Minas Varias	Producción total de minerales [Ton]	Uso Final
	Oro y Plata	Modelado como sub-producto del Cobre	Modelado como sub-producto del Cobre
<b>Otras Industrias</b>	Papel y Celulosa	Producción de Celulosa [Ton]	Uso Final
	Siderurgia	Producción de Acero [Ton]	Uso Final
	Cemento	Producción de Cemento [Ton]	Uso Final
	Azúcar	Producción de Remolacha [Ton]	Uso Final
	Pesca	Extracción y Cultivo [Ton]	Uso Final
	Petroquímica	Producción de Metanol y Etileno	Uso Final
	Industrias Varias	PIB Nacional	Uso Final

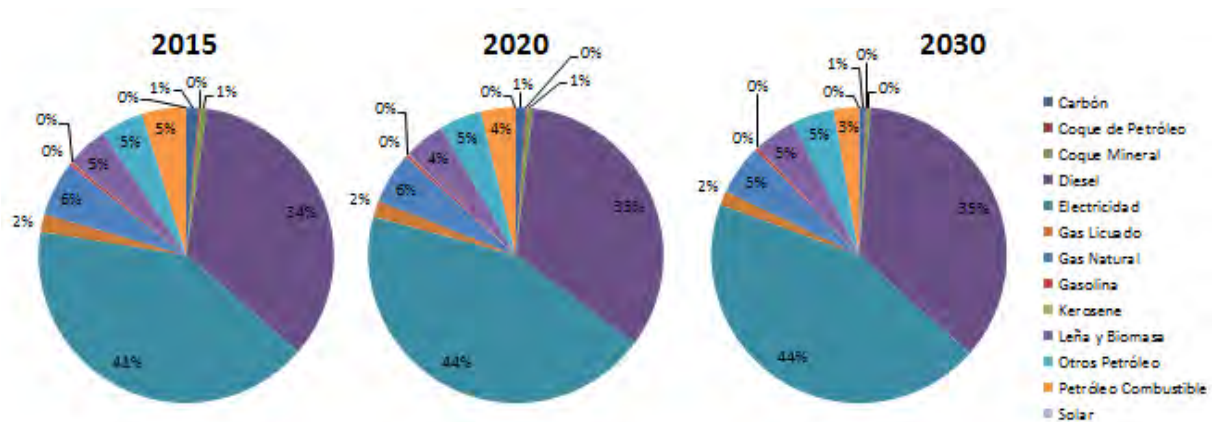
Fuente: Proyecto MAPS Chile

Los resultados de consumo de energía final para cada subsector se presentan en el siguiente gráfico. Cabe destacar que existen mayores niveles de desagregación, como se ha mencionado anteriormente, los cuales sirven para modelar con mayor precisión el impacto de las medidas de la Agenda.



**Figura 63: Consumo de Energía Final Sectores Industria y Minería**  
Fuente: Proyecto MAPS Chile

Se observa que los principales consumos de energía final provienen de los sectores Cobre, Industrias Varias y de Celulosa, siendo el primero el más significativo. A su vez, en cuanto a la participación de combustibles a nivel agregado, en el siguiente gráfico se observa que electricidad y diésel representan la mayor fracción, representando más del 70%.



**Figura 64: Participación Combustibles Sector Industria y Minería**  
Fuente: Proyecto MAPS Chile

En la siguiente figura se presenta la participación de combustibles para el caso de la industria del Cobre.

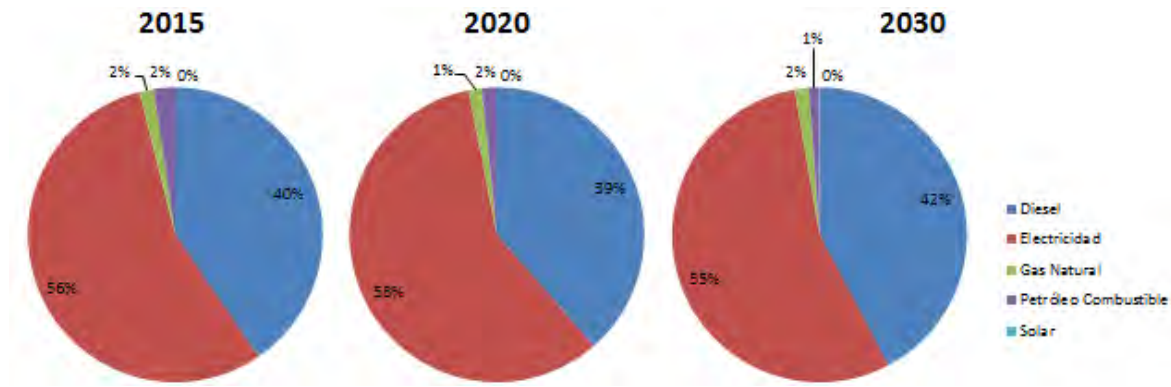


Figura 65: Participación Combustibles Minería del Cobre

Fuente: Proyecto MAPS Chile

En el caso de este subsector, se observa que los principales consumos están asociados al diésel y a la electricidad, manteniendo una participación relativamente constante a lo largo del periodo estudiado.

La figura siguiente presenta la proyección de emisiones de GEI para el horizonte considerado en la evaluación.

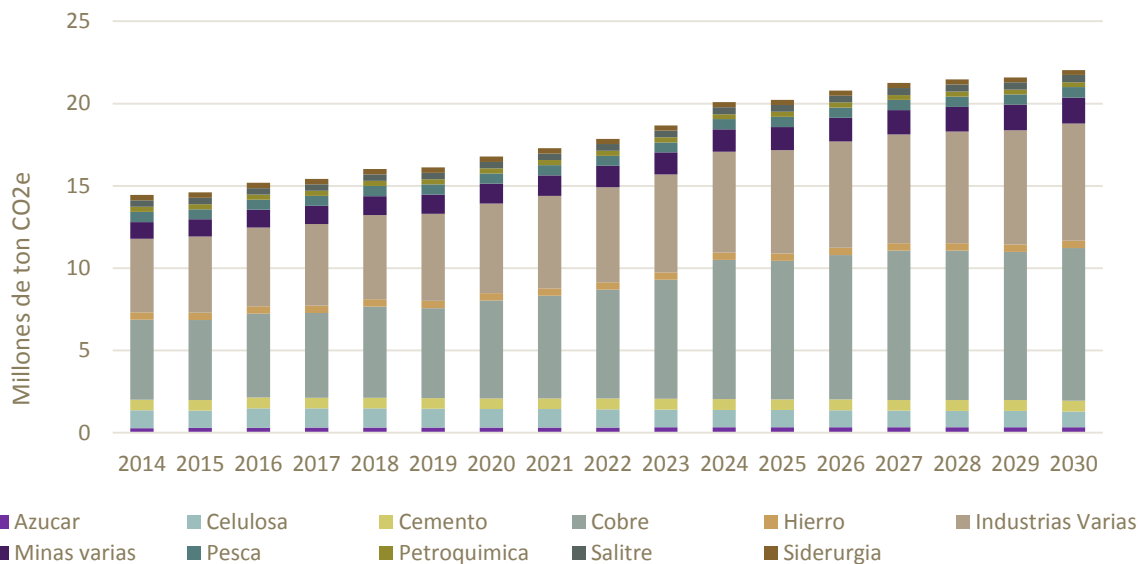


Figura 66: Emisiones de Gases Efecto Sectores Industria y Minería

Fuente: Proyecto MAPS Chile

## METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE EMISIONES

Para formalizar la metodología de estimación, sean K el conjunto de sectores de demanda (tanto de consumo final como intermedio), y J el conjunto de los distintos energéticos (electricidad, diésel, carbón, gas natural, etc.) disponibles. Si  $c_{kj}^e$  representa el consumo del combustible j del sector k en el escenario

(en unidades de energía como GWh), entonces el consumo total de energía de la economía en el escenario  $C_T^e$  viene dado por:

$$C_T^e = \sum_{k \in \mathcal{K}} \sum_{j \in \mathcal{J}} c_{kj}^e$$

Es decir, el consumo nacional se obtiene de sumar los consumos de todos los combustibles en todos los sectores. La construcción del escenario entonces exige la estimación del consumo, para cada sector, de todos los combustibles en todos los años contemplados en el horizonte de evaluación. Para estimar estos consumos se utilizan herramientas metodológicas econométricas y de uso final. Los modelos econométricos suelen basarse en el ajuste entre una variable dependiente (consumo de energía, combustible, electricidad) y variables independientes (tiempo, precios, indicador de actividad económica, etc.). El método de uso final o de contabilidad intenta capturar los impactos que tienen los patrones de usos energéticos de artefactos y sistemas. Los modelos de uso-final para demanda energética se enfocan en varios usos en los sectores residencial, comercial, agricultura, e industriales. En algunos casos se utilizan estimaciones econométricas en la proyección de un driver o nivel de actividad, como por ejemplo la producción de cemento o número de viajes, para después combinarse con metodologías de uso final.



En cada periodo, el ahorro total de consumo de energía entre los escenarios con medidas de mitigación ( $m$ ) y base ( $b$ ),  $S_T$  viene dado por:

$$S_T = C_T^b - C_T^m$$

Es directo también obtener los ahorros en el consumo de combustible  $j$ ,  $S_j$ , y el ahorro del sector  $k$ ,  $S_k$  (entre otros indicadores de consumo):

$$S_j = \sum_{k \in \mathcal{K}} c_{kj}^b - \sum_{k \in \mathcal{K}} c_{kj}^m$$

$$S_k = \sum_{j \in \mathcal{J}} c_{kj}^b - \sum_{j \in \mathcal{J}} c_{kj}^m$$

Para obtener las emisiones utilizamos factores de emisión de la IPCC que son específicos por sector y combustible,  $f_{kj}$ .

El abatimiento de emisiones ( $A_m$ ) se estima, también cada periodo, como la diferencia entre las emisiones de los escenarios base y con mitigación:

$$A_m = \sum_{k \in \mathcal{K}} \sum_{j \in \mathcal{J}} f_{kj} c_{kj}^b - \sum_{k \in \mathcal{K}} \sum_{j \in \mathcal{J}} f_{kj} c_{kj}^m$$

Análogamente es directo obtener las emisiones totales asociadas a un sector o combustible.

## 12.4 ANEXO 4: PARAMETROS Y SUPUESTOS DEL MODELO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Tanto la estructura temporal de la demanda (Curva de carga) como la disponibilidad de los recursos renovables se analizan en bloques que representan una fracción de las horas del año. La selección de estos bloques debe permitir una modelación apropiada de la disponibilidad de los recursos. Para la construcción del modelo se utilizó la estructura de bloques del modelo MAPS, el cual se compone de 36 bloques anuales, lo cual corresponde a una división de 3 bloques mensuales. Estos bloques están asociados a las etapas de un día estándar. Cada uno de los 3 bloques mensuales representa: la noche, el día y la madrugada.

Sobre esta estructura se presentan a continuación las curvas de carga de demanda de los sistemas eléctricos.

### CURVAS DE CARGA

Las tablas a continuación presentan la curva de carga de los sistemas eléctricos del SIC y del SING, cuya referencia es el proyecto MAPS, y se calculan extrayendo la información horaria de demanda eléctrica de los centros de despacho económico de carga (CDEC).

Tabla 46 Curva de carga del SIC (% de la demanda anual total en el bloque)

Bloque	% demanda total anual	Bloque	% demanda total anual	Bloque	% demanda total anual
JanB1	2,57	MayB1	2,55	SepB1	2,33
JanB2	2,87	MayB2	2,85	SepB2	2,64
JanB3	3,04	MayB3	2,82	SepB3	2,68
FebB1	2,36	JunB1	2,38	OctB1	2,54
FebB2	2,62	JunB2	2,82	OctB2	3,15
FebB3	2,78	JunB3	2,89	OctB3	3,19
MarB1	2,62	JulB1	2,5	NovB1	2,41
MarB2	3,09	JulB2	2,97	NovB2	2,83
MarB3	3,23	JulB3	3,08	NovB3	3
AprB1	2,36	AugB1	2,54	DecB1	2,58
AprB2	2,77	AugB2	3,01	DecB2	3,01
AprB3	2,73	AugB3	3,06	DecB3	3,12

Fuente: Elaboración propia sobre la base de MAPS 2013

Tabla 47 Curva de carga del SING (% de la demanda anual total en el bloque)

Bloque	% demanda total anual	Bloque	% demanda total anual	Bloque	% demanda total anual
JanB1	2,78	MayB1	2,73	SepB1	2,76
JanB2	2,73	MayB2	2,76	SepB2	2,71
JanB3	2,81	MayB3	2,87	SepB3	2,78
FebB1	2,54	JunB1	2,79	OctB1	2,88
FebB2	2,49	JunB2	2,72	OctB2	2,83
FebB3	2,52	JunB3	2,82	OctB3	2,89
MarB1	2,86	JulB1	2,66	NovB1	2,81
MarB2	2,79	JulB2	2,59	NovB2	2,74
MarB3	2,88	JulB3	2,7	NovB3	2,78
AprB1	2,77	AugB1	2,85	DecB1	2,98
AprB2	2,72	AugB2	2,78	DecB2	2,91
AprB3	2,79	AugB3	2,89	DecB3	2,97

Fuente: Elaboración propia sobre la base de MAPS 2013

**CAPACIDAD EXISTENTE**

La tabla siguiente indica la capacidad instalada existente en el(los) año(s) base. La información es construida desde los anuarios de los centros de despacho económicos de carga CDEC.

Tabla 48 Capacidad instalada 2013-2014 (MW)

SIC	2013	2014	SING	2013	2014
<b>Carbón</b>	2342,0	2342,0	<b>Carbón</b>	2099,7	2099,7
<b>GN</b>	3084,1	3084,1	<b>GN</b>	2111,5	2111,5
<b>Diesel</b>	2199,0	2204,0	<b>Diesel</b>	362,0	363,6
<b>Embalse</b>	3722,0	6363,3	<b>Eólico</b>	0,0	90,0
<b>Hidro Pasada</b>	1921,7	1921,7	<b>Solar</b>	1,4	48,9
<b>Mini hidro</b>	338,5	338,5	<b>Mini hidro</b>	15,2	15,2
<b>Eólico</b>	293,0	551,0	<b>Cogeneración</b>	17,5	17,5
<b>Solar</b>	2,7	152,7			
<b>Biomasa</b>	418,4	418,4			
<b>Biogás</b>	23,4	23,4			
<b>Cogeneración</b>	74,1	74,1			

Fuente: (CDEC-SIC, 2015) (CDEC-SING, 2015)

**CAPACIDAD EN CONSTRUCCIÓN**

Esta información se extrae del plan de obras en construcción, de los informes de precio nudo de Octubre del año 2014 para el SIC y el SING, elaborados por el Ministerio de Energía.

Tabla 49 Plan de obras en construcción SING (MW)

SING	2015	2016	2017
<b>Carbón</b>		236,0	236,0
<b>CSP</b>			110,0
<b>Diesel</b>	3,0		
<b>Eólica</b>			
<b>Gas Natural</b>			517,0
<b>Solar Fotovoltaica</b>	277,0	113,0	50,0

Fuente: Informes de precio Nudo (CNE, 2014)

Tabla 50 Plan de obras en construcción SIC (MW)

SIC	2015	2016	2018	2019	2020	2021
<b>Biomasa</b>	22					
<b>Carbón</b>		139				
<b>Diesel</b>	132					
<b>Eólica</b>	216					
<b>GNL</b>		50				
<b>GNL-Diesel</b>			243,2			
<b>Hidro - Embalse</b>				150		
<b>Hidro - Pasada</b>	100,4		667			144
<b>Mini hidro</b>	32,8	35				
<b>Solar Fotovoltaico</b>	422,2	248,6				

Fuente: Informes de precio Nudo (CNE, 2014)

**RENDIMIENTO DE LAS CENTRALES**

A continuación se presenta el rendimiento de las centrales térmica, cuyo valor representa el porcentaje de energía generado con respecto a una unidad energética de combustible utilizado. Estos valores son extraídos de MAPS, pero cabe destacar que se realizó un análisis de esta variable para las centrales existentes, considerando los rendimientos presentados en los informes de precio nudo de octubre del año 2014 para el SIC y el SING (CNE, 2014). Por lo tanto los rendimientos utilizados de las centrales en operación actual, corresponden al promedio de los rendimientos de cada tecnología del informe de precio Nudo. En el caso del diésel y el carbón, debido a la variabilidad observada en los datos, se dividió las centrales en un grupo más eficiente y otro menos eficiente. Finalmente, el rendimiento para cada grupo o segmento corresponde al rendimiento ponderado por potencia de cada central, siendo la Tabla 52 la que muestra el cálculo para centrales térmicas a carbón del SIC.

Tabla 51 Rendimiento centrales térmicas

	Existente SING (%)	Existente SIC (%)	Nuevo (%)
<b>Diesel bajo rendimiento</b>	25	26,2	
<b>Diesel alto rendimiento</b>	35	35,1	38
<b>GN CA</b>	27,6	33,3	35
<b>GN CC</b>	47,5	47,5	50,5
<b>Carbón CA bajo rendimiento</b>	28,2	30,3	
<b>Carbón CA alto rendimiento</b>	31,1	34,0	35
<b>Carbón IGCC</b>			41
<b>Biomasa</b>	33	33	33
<b>Biogas</b>	35	35	35

Fuente: MAPS Chile sector generación, Informe precio nudo (CNE, 2014)

Tabla 52 Calculo de rendimiento por grupo de eficiencia, Carbón SIC

Central	Consumo especifico	Unidad	Potencia	Rendimiento	Agrupado
<b>Bocamina 02</b>	0,350	[Ton/MWh]	322,5	35,1%	<b>34,0%</b>
<b>Guacolda 03</b>	0,350	[Ton/MWh]	137,1	35,1%	
<b>Guacolda 04</b>	0,350	[Ton/MWh]	139,0	35,1%	
<b>Santa Maria</b>	0,352	[Ton/MWh]	342,0	34,9%	
<b>Guacolda 01</b>	0,360	[Ton/MWh]	142,9	34,1%	
<b>Guacolda 02</b>	0,360	[Ton/MWh]	142,9	34,1%	
<b>Bocamina</b>	0,380	[Ton/MWh]	122,2	32,3%	
<b>Campiche</b>	0,380	[Ton/MWh]	249,0	32,3%	
<b>Nueva Ventanas</b>	0,380	[Ton/MWh]	249,0	32,3%	
<b>Ventanas 02</b>	0,397	[Ton/MWh]	208,6	30,9%	<b>30,3%</b>
<b>Ventanas 01</b>	0,415	[Ton/MWh]	113,4	29,6%	

Fuente: Elaboración propia en base a informe de precio nudo (CNE, 2014).

**COSTOS**

La siguiente tabla presenta el costo de inversión de las tecnologías, los cuales en general corresponden a los valores utilizados en MAPS, pero que para el caso de la tecnología solar fotovoltaica, se utilizó un nivel intermedio entre los presentados en MAPS y aquellos presentados en el estudio “Escenarios Energéticos Chile 2030”.

**Tabla 53 Costo de capital MMUS\$/MW**

	2013	2020	2030
<b>Carbón</b>	2,3	2,3	2,2
<b>Carbón IGCC</b>	3,2	3,1	3
<b>GN CA</b>	0,6	0,6	0,6
<b>GN CC</b>	1	1	1
<b>Diesel</b>	1,1	1,1	1,1
<b>Eólica</b>	2,1	1,8	1,7
<b>Solar FV</b>	2,5	1,8	1,5
<b>Solar CSP + Alm.</b>	9	6,7	4
<b>Hidro embalse</b>	2,4	2,4	2,4
<b>Hidro pasada</b>	2,4	2,4	2,4
<b>Mini hidro</b>	2,4	2,4	2,4
<b>Geotermia</b>	4,6	4,4	4,1
<b>Biomasa</b>	1,5	1,5	1,5
<b>Biogas</b>	1,5	1,5	1,5
<b>Cogeneración</b>	1,8	1,8	1,8

Fuente: (MAPS, 2015)

**Tabla 54 Costo de capital solar fotovoltaico, otros estudios, MUS\$/MW**

	2012	2020	2030
<b>MAPS 2013</b>	2749	2050	1474
<b>Esc. Energéticos 2013</b>	2110	1316	1085

Fuente: (MAPS, 2015) y (Escenarios energéticos Chile 2030, 2015)

La siguiente tabla presenta los costos de operación sin combustible, estos corresponden a los propuestos por el estudio MAPS 2013, pero el costo de operación de la tecnología solar fotovoltaica se ha ajustado a un 1% de su costo de capital.

**Tabla 55 Costo de operación y mantenimiento no combustible (US\$/MWh)**

	2013	2020	2030
<b>Carbón</b>	4,0	4,0	4,0
<b>Carbón IGCC</b>	8,0	8,0	8,0
<b>GN CA</b>	2,2	2,2	2,2
<b>GN CC</b>	3,0	3,0	3,0
<b>Diesel</b>	19,0	19,0	19,0
<b>Eólica</b>	7,1	7,1	7,1
<b>Solar FV</b>	3,0	2,2	1,8
<b>Solar CSP + Alm.</b>	20,0	20,0	20,0
<b>Hidro embalse</b>	2,0	5,0	5,0
<b>Hidro pasada</b>	2,0	2,0	2,0
<b>Mini hidro</b>	2,0	2,0	2,0
<b>Geotermia</b>	5,0	5,0	5,0
<b>Biomasa</b>	2,0	2,0	2,0
<b>Biogas</b>	2,0	2,0	2,0
<b>Cogeneración</b>	1,0	1,0	1,0

Fuente: (MAPS, 2015)

**FACTORES DE PLANTA (DISPONIBILIDAD MÁXIMA)**

A continuación se presentan los factores de planta de las centrales eléctricas del modelo. La siguiente tabla muestra los factores para las tecnologías en que su disponibilidad no depende del bloque horario o factores climáticos o hídricos. La información base de estos parámetros proviene de MAPS, sin embargo la disponibilidad hídrica ha sido modificada, de acuerdo a los supuestos indicados más adelante.

**Tabla 56 Factor de planta (%). Sólo factores de centrales invariantes entre bloques.**

Factor de planta (%)	
<b>Carbón</b>	85
<b>Carbón IGCC</b>	85
<b>GN CA</b>	90
<b>GN CC</b>	90
<b>Diesel</b>	85
<b>Solar CSP + Alm.</b>	75
<b>Geotermia</b>	85
<b>Biomasa</b>	85
<b>Biogás</b>	85
<b>Cogeneración</b>	90

Fuente: (MAPS, 2015)

La siguiente tabla muestra la disponibilidad en cada bloque de la tecnología solar fotovoltaica instalada en el SING.

**Tabla 57 Factor de planta solar fotovoltaico SING (%)**

Bloque	FP %	Bloque	FP %	Bloque	FP %
<b>JanB1</b>	0	<b>MayB1</b>	0	<b>SepB1</b>	0
<b>JanB2</b>	52,5	<b>MayB2</b>	49,6	<b>SepB2</b>	56,1
<b>JanB3</b>	29,5	<b>MayB3</b>	11,5	<b>SepB3</b>	18,8
<b>FebB1</b>	0	<b>JunB1</b>	0	<b>OctB1</b>	0
<b>FebB2</b>	51,3	<b>JunB2</b>	50	<b>OctB2</b>	56,9
<b>FebB3</b>	28,4	<b>JunB3</b>	11,2	<b>OctB3</b>	23,9
<b>MarB1</b>	0	<b>JulB1</b>	0	<b>NovB1</b>	0
<b>MarB2</b>	57,5	<b>JulB2</b>	50	<b>NovB2</b>	66,4
<b>MarB3</b>	19,8	<b>JulB3</b>	12,5	<b>NovB3</b>	14,4
<b>AprB1</b>	0	<b>AugB1</b>	0	<b>DecB1</b>	0
<b>AprB2</b>	49,1	<b>AugB2</b>	55,3	<b>DecB2</b>	59,9
<b>AprB3</b>	21,8	<b>AugB3</b>	13,6	<b>DecB3</b>	24

Fuente: Elaboración propia sobre la base de (MAPS, 2015)

La siguiente tabla muestra la disponibilidad en cada bloque de la tecnología solar fotovoltaica instalada en el SIC.

**Tabla 58 Factor de planta solar fotovoltaico SIC (%)**

Bloque	FP %	Bloque	FP %	Bloque	FP %
JanB1	0	MayB1	0	SepB1	0
JanB2	61,2	MayB2	42	SepB2	56,1
JanB3	20,4	MayB3	14	SepB3	18,7
FebB1	0	JunB1	0	OctB1	0
FebB2	57,9	JunB2	43	OctB2	61
FebB3	19,3	JunB3	14,3	OctB3	20,3
MarB1	0	JulB1	0	NovB1	0
MarB2	51	JulB2	49,4	NovB2	61
MarB3	17	JulB3	16,5	NovB3	20,1
AprB1	0	AugB1	0	DecB1	0
AprB2	42	AugB2	56,1	DecB2	64,7
AprB3	14	AugB3	18,7	DecB3	21,6

Fuente: Elaboración propia sobre la base de (MAPS, 2015)

La siguiente tabla muestra la disponibilidad en cada bloque de la tecnología Eólica instalada en el SING.

**Tabla 59 Factor de planta eólico SING (%)**

Bloque	FP %	Bloque	FP %	Bloque	FP %
JanB1	24,61	MayB1	21,32	SepB1	16,43
JanB2	9,22	MayB2	22,12	SepB2	24,38
JanB3	30,2	MayB3	41,77	SepB3	47,76
FebB1	29,95	JunB1	14,85	OctB1	13,62
FebB2	14	JunB2	24,41	OctB2	21,53
FebB3	49,51	JunB3	42,94	OctB3	44,25
MarB1	23,55	JulB1	28,32	NovB1	9,05
MarB2	11,6	JulB2	24,66	NovB2	21,14
MarB3	39,9	JulB3	47,72	NovB3	43,29
AprB1	25,57	AugB1	10,81	DecB1	25,95
AprB2	7,71	AugB2	24,11	DecB2	23,67
AprB3	14,23	AugB3	37,9	DecB3	40,86

Fuente: Elaboración propia sobre la base de (MAPS, 2015)

La siguiente tabla muestra la disponibilidad en cada bloque de la tecnología Eólica instalada en el SIC.

**Tabla 60 Factor de planta eólico SIC (%)**

Bloque	FP %	Bloque	FP %	Bloque	FP %
JanB1	15,44	MayB1	21,66	SepB1	25,57
JanB2	10,81	MayB2	25,95	SepB2	28,6
JanB3	35,43	MayB3	49,01	SepB3	41,29
FebB1	24,03	JunB1	24,61	OctB1	21,32
FebB2	16,43	JunB2	28,65	OctB2	25,26
FebB3	42,32	JunB3	50,38	OctB3	43,24
MarB1	20,02	JulB1	29,95	NovB1	14,85
MarB2	13,62	JulB2	28,93	NovB2	24,81
MarB3	46,81	JulB3	41,25	NovB3	49,21
AprB1	7,2	AugB1	23,54	DecB1	28,32
AprB2	9,05	AugB2	28,28	DecB2	27,77
AprB3	16,69	AugB3	44,47	DecB3	42,09

Fuente: Elaboración propia sobre la base de (MAPS, 2015)

A continuación se presentan los factores de planta de las centrales de generación hídrica. Si bien la base de esta información proviene de MAPS 2013, en el caso del SIC los valores han sido ajustados. Lo

anterior se debe a que la generación real de los años 2013 y 2014 indica que los factores de planta reales fueron menores al menor factor de planta utilizado en MAPS.

Tabla 61 Factor de planta Central hídrica de pasada SING (%)

Pasada SING	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2013	64,19	61,96	53,57	39,48	31,63	30,24	29,59	29,29	34,11	43,14	54,34	62,25
2014	64,20	61,98	53,58	39,47	31,63	30,24	29,59	29,28	34,11	43,13	54,34	62,24
2015	64,19	61,97	53,57	39,48	31,63	30,24	29,59	29,29	34,11	43,13	54,34	62,24
2016	64,20	61,97	53,57	39,48	31,63	30,24	29,59	29,29	34,11	43,13	54,34	62,24
2017	64,20	61,97	53,58	39,47	31,63	30,23	29,59	29,28	34,11	43,13	54,33	62,23
2018	64,19	61,96	53,57	39,48	31,63	30,24	29,59	29,29	34,11	43,14	54,34	62,25
2019	64,20	61,97	53,58	39,48	31,63	30,24	29,59	29,29	34,11	43,14	54,34	62,24
2020	64,20	61,97	53,58	39,48	31,63	30,24	29,59	29,29	34,11	43,13	54,34	62,24
2021	64,20	61,97	53,58	39,48	31,63	30,24	29,59	29,29	34,11	43,14	54,34	62,25
2022	64,20	61,98	53,58	39,47	31,63	30,24	29,59	29,28	34,11	43,13	54,34	62,24
2023	64,19	61,97	53,57	39,48	31,63	30,24	29,59	29,29	34,11	43,14	54,34	62,24
2024	64,20	61,97	53,58	39,47	31,62	30,23	29,59	29,28	34,11	43,13	54,33	62,23
2025	64,19	61,96	53,57	39,48	31,63	30,24	29,59	29,29	34,11	43,13	54,34	62,24
2026	64,19	61,97	53,57	39,47	31,62	30,23	29,59	29,28	34,11	43,13	54,33	62,23
2027	64,19	61,96	53,57	39,48	31,63	30,24	29,59	29,29	34,11	43,13	54,34	62,24
2028	64,20	61,97	53,58	39,48	31,63	30,24	29,59	29,29	34,11	43,13	54,34	62,24
2029	64,20	61,97	53,57	39,47	31,63	30,23	29,59	29,28	34,11	43,13	54,33	62,23
2030	64,19	61,96	53,57	39,47	31,62	30,23	29,58	29,28	34,10	43,12	54,33	62,23

Fuente: Elaboración propia

La siguiente figura muestra el ajuste obtenido para las centrales de pasada del SIC. La curva superior corresponde al factor de planta promedio anual para las centrales de pasada del SIC, según el modelo MAPS, mientras que la curva inferior corresponde al modelo actual. Adicionalmente al ajuste ponderado, se observa una diferencia aun mayor el año 2014, lo cual corresponde al ajuste necesario para que en dicho año la generación coincida con la generación real presentada por el CDEC-SIC.

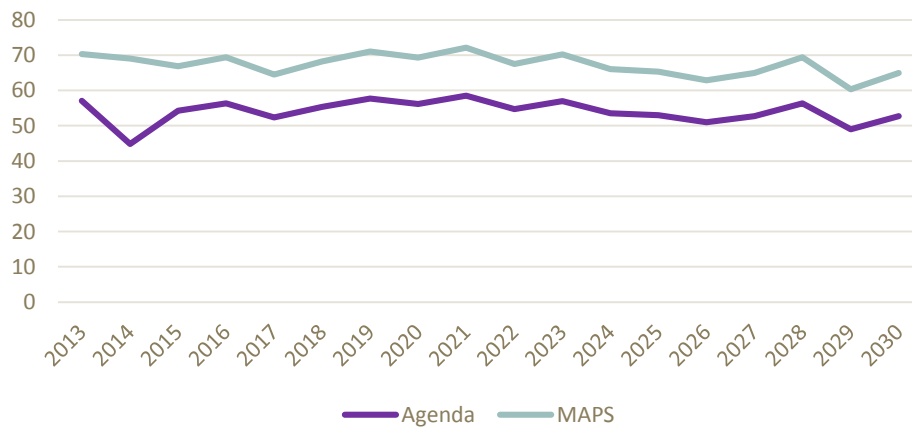


Figura 67: Factores de planta hídricos de pasada del SIC (%)  
Fuente: Elaboración propia, (MAPS, 2015)



A continuación se presentan los factores de planta de las centrales hídricas de pasada del SIC.

Tabla 62 Factor de planta Central hídrica de Pasada SIC (%)

Pasada SIC	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2013	45,80	44,86	43,37	46,67	49,93	64,92	66,49	65,60	63,98	63,03	65,66	64,41
2014	46,99	45,42	42,35	36,92	36,09	48,28	49,26	51,16	50,93	44,22	45,93	40,42
2015	46,86	45,29	43,85	46,55	45,31	64,29	64,92	63,23	61,99	54,25	58,04	56,20
2016	51,44	48,46	47,62	48,89	48,49	65,03	65,47	63,31	62,11	56,44	60,43	58,34
2017	53,46	47,69	46,65	45,09	44,21	59,36	58,42	57,88	56,46	51,09	55,93	51,76
2018	45,19	44,39	42,51	50,22	46,49	63,98	64,35	63,64	63,46	57,26	62,23	60,42
2019	54,59	50,08	48,82	48,22	49,73	64,59	66,69	65,58	63,81	58,80	61,71	59,23
2020	54,20	49,80	47,15	47,92	48,82	65,22	64,62	62,77	61,84	56,80	59,41	55,78
2021	52,13	48,19	48,40	51,54	51,61	68,12	69,14	66,26	64,64	59,39	62,65	60,06
2022	57,73	53,27	50,41	45,98	48,57	63,34	62,62	60,87	58,72	50,40	53,08	51,78
2023	46,29	45,13	42,40	51,75	44,68	61,67	65,65	64,88	64,35	65,15	69,10	62,72
2024	57,21	52,66	52,39	45,71	43,75	59,16	59,96	60,95	59,31	49,51	51,26	50,70
2025	46,14	44,88	45,28	40,57	46,58	56,56	61,43	60,75	60,38	55,73	59,87	57,57
2026	52,97	48,27	46,68	43,47	45,47	58,69	57,27	56,17	54,27	48,20	51,90	48,90
2027	42,72	42,20	44,11	42,02	45,37	62,83	61,64	61,32	61,68	53,34	57,52	57,66
2028	52,32	49,13	48,02	49,97	47,94	60,99	64,44	64,44	62,38	57,66	59,63	59,05
2029	53,58	50,11	47,96	42,40	39,44	52,42	53,53	53,40	52,30	44,91	48,80	48,91
2030	42,72	42,20	44,11	42,02	45,37	62,83	61,64	61,32	61,68	53,34	57,52	57,66

Fuente: Elaboración propia

La siguiente figura muestra el ajuste obtenido para las centrales de embalse del SIC. La curva superior corresponde al factor de planta promedio anual para las centrales de pasada del SIC según MAPS, mientras que la curva inferior corresponde al modelo actual. Adicionalmente al ajuste ponderado, se observa una diferencia aun mayor el año 2014, lo cual corresponde al ajuste necesario para que en dicho año la generación coincida con la generación real presentada por el CDEC-SIC. Adicionalmente la serie de MAPS propone una secuencia muy seca en los últimos 2 años provocando fuertes distorsiones al modelo en el periodo final de la evaluación, lo que generaba una introducción excesiva de centrales térmicas a carbón el año 2030. Esto fue calibrado otorgando una mayor disponibilidad de acuerdo a un año con mayor hidrología (se utilizó el año 2020), para evitar así una distorsión del modelo.

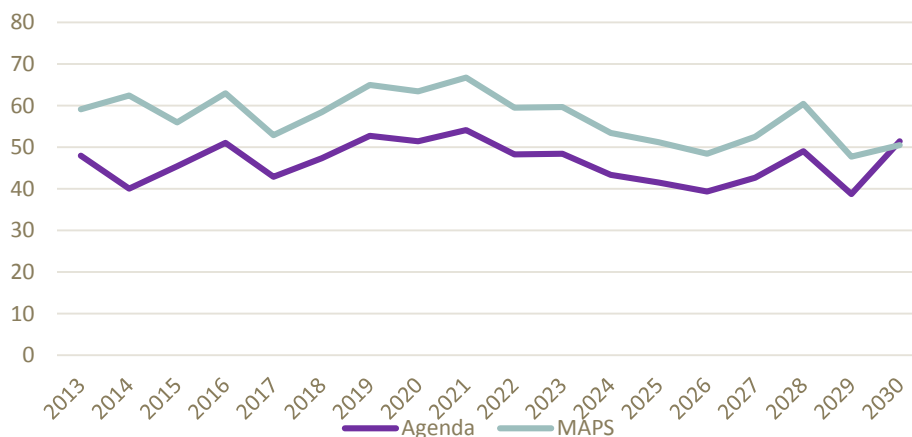


Figura 68: Factores de planta hídricos de embalse del SIC (%)

Fuente: Elaboración propia, MAPS Chile

A continuación se presentan los factores de planta de las centrales hídricas de embalse del SIC.

Tabla 63 Factor de planta Central hídrica de Embalse SIC (%)

Embalse SIC	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2013	38,57	35,78	36,81	43,07	49,71	55,05	54,28	54,33	54,29	50,67	51,87	51,22
2014	53,19	49,85	41,51	38,35	34,06	37,64	38,01	36,35	34,95	34,06	42,48	40,45
2015	38,27	46,33	38,91	41,02	42,66	58,86	48,15	48,94	45,28	42,92	47,58	45,71
2016	51,15	47,77	43,35	49,97	57,43	61,27	53,94	53,12	49,66	44,11	51,86	48,95
2017	48,81	48,22	43,51	37,78	39,78	46,67	44,28	38,47	44,56	40,22	46,01	36,36
2018	37,83	36,09	32,96	50,52	52,07	55,95	54,38	55,21	48,71	42,80	50,05	51,82
2019	53,31	51,55	43,34	43,45	57,53	60,04	61,16	55,44	53,56	50,85	52,51	49,64
2020	53,60	50,34	44,84	44,97	53,86	58,45	59,72	52,32	50,76	48,97	51,38	47,91
2021	50,58	48,83	46,15	52,21	58,76	63,67	56,17	56,10	52,33	52,84	51,50	60,24
2022	59,23	56,97	46,41	41,88	53,69	56,25	54,40	45,74	43,59	36,95	44,03	39,91
2023	38,01	38,05	34,84	48,56	39,05	56,76	56,29	56,46	56,25	53,63	51,76	51,06
2024	50,57	56,85	46,10	38,11	40,04	45,34	46,55	46,48	44,62	32,49	37,73	35,56
2025	34,95	34,81	40,95	31,72	44,46	33,27	50,20	47,14	44,88	40,50	48,95	46,19
2026	47,97	46,61	38,28	38,09	44,08	41,33	39,77	35,38	34,24	32,67	40,32	32,95
2027	32,92	34,53	40,57	34,16	47,91	47,29	48,69	48,45	44,11	38,31	47,38	47,04
2028	51,13	54,92	46,89	43,74	45,97	47,63	59,43	51,44	47,59	43,59	48,18	47,91
2029	51,38	48,15	40,09	37,04	32,90	36,35	36,72	35,11	33,76	32,90	41,03	39,07
2030	40,57	42,56	50,00	42,11	59,04	58,29	60,01	59,71	54,36	47,22	58,39	57,98

Fuente: Elaboración propia

## PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES (MODULACIÓN)

A continuación se presentan los factores de modulación de los precios de los combustibles. Se utilizan las proyecciones del informe de precio nudo (**CNE, 2014**) ajustadas de tal forma que el índice 1 corresponda al año 2013.

Los precios base en unidades US\$/MWh se calculan como el promedio del costo de combustible de las centrales de cada tecnología según el informe de precio nudo de Octubre del año 2013. Estos valores son:

- Carbón 2013: 12,69 US\$/MWh
- Gas Natural 2013: 34,9 US\$/MWh
- Diesel 2013: 87 US\$/MWh

Tabla 64 Factor de modulación del precio de los combustibles

	GN	Diesel	Carbón
<b>2013</b>	1	1	1
<b>2014</b>	1,28	1,07	0,93
<b>2015</b>	1,26	1,03	0,94
<b>2016</b>	1,21	1,01	0,95
<b>2017</b>	1,19	1,02	0,98
<b>2018</b>	1,13	1,04	0,99
<b>2019</b>	0,99	1,06	1
<b>2020</b>	0,96	1,09	1
<b>2021</b>	0,99	1,12	1,01
<b>2022</b>	1,01	1,15	1,01
<b>2023</b>	1,03	1,18	1,02
<b>2024</b>	1,05	1,21	1,03
<b>2025</b>	1,06	1,23	1,03
<b>2026</b>	1,07	1,25	1,04
<b>2027</b>	1,09	1,28	1,05
<b>2028</b>	1,1	1,3	1,05
<b>2029</b>	1,12	1,33	1,06
<b>2030</b>	1,12	1,33	1,06

Fuente: (CNE, 2014)

## 12.5 ANEXO 5: ESTRUCTURA DEL MODELO DE DEMANDA Y MEDIDAS DE MITIGACIÓN

A continuación se presenta una breve descripción de la estructura de carga del modelo por parte de la demanda de uso final.

La estructura desagrega inicialmente la demanda en 6 macro sectores:

- Comercio
- Industria
- Minería
- Público
- Residencial
- Transporte

Cada uno de estos sectores se desagrega por sistema eléctrico en SIC o SING.

Luego los módulos son desagregados en sub sectores cuando corresponda, esto sucede en los sectores Industria, minería y transporte.

- Industria: Azúcar, Celulosa, Cemento, Industrias Varias, Pesca, Petroquímica y Siderurgia.
- Minería: Cobre, Hierro, Minas Varias, Salitre.
- Transporte: Aéreo, Caminero, Ferroviario y Marítimo.

A diferencia de Transporte donde existe una nueva desagregación sectorial, los otros sectores pasan al módulo de usos energéticos, por ejemplo residencial tiene los siguiente usos.

- ACS
- Aire acondicionado
- Artefactos
- Calefacción
- Cocina
- Iluminación
- Lavadoras
- Lavavajillas
- Refrigeración

Posteriormente el modulo siguiente tiene los consumo finales por combustibles (A excepción de residencial que separa los usos según tipo de vivienda en casa, departamento o rural). La información de línea base es contenida en la carpeta “Energéticos”, mientras que los efectos de las medidas de mitigación se incorporan en las carpetas debajo de “Energéticos”, con el nombre de la medida que genera el impacto, restando este impacto al valor de línea base o en “Energéticos”. La siguiente figura muestra con imágenes la estructura del modelo.

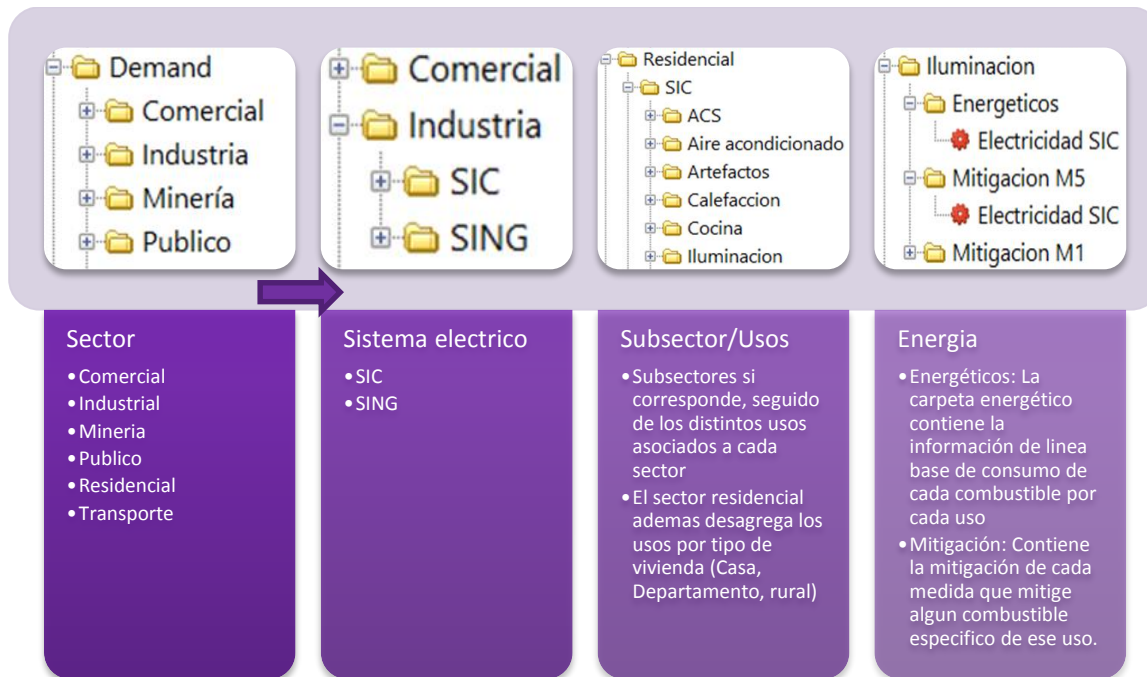


Figura 69: Estructura del módulo de demanda del modelo  
Fuente: Elaboración propia.

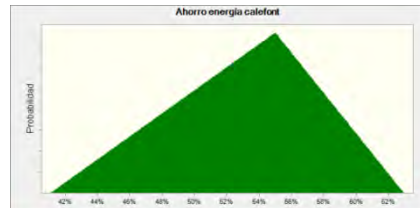
## 12.6 ANEXO 6: PARÁMETROS DE INCERTIDUMBRE

A continuación se presentan las distribuciones de probabilidad supuestas para las variables de entrada del modelo de incertidumbre.

### Suposición: Ahorro energía calefont

Triangular distribución con parámetros:

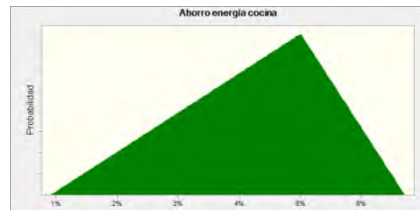
5%	45%
Más probable	55%
95%	60%



### Suposición: Ahorro energía cocina

Triangular distribución con parámetros:

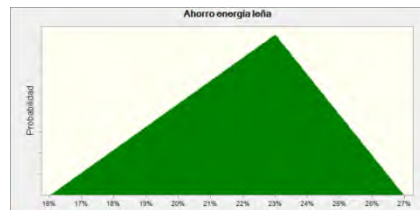
5%	2%
Más probable	5%
95%	6%



### Suposición: Ahorro energía leña

Triangular distribución con parámetros:

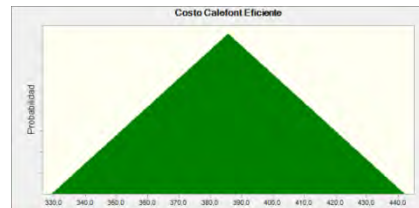
5%	18%
Más probable	23%
95%	26%



### Suposición: Costo Calefont Eficiente

Triangular distribución con parámetros:

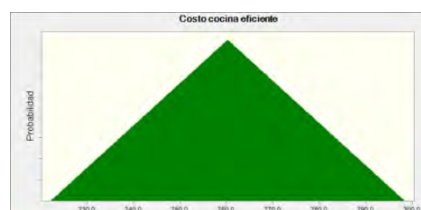
5%	347,1
Más probable	385,7
95%	424,3



### Suposición: Costo cocina eficiente

Triangular distribución con parámetros:

5%	234,3
Más probable	260,3
95%	286,3



**Suposición: Costo leña eficiente**

Triangular distribución con parámetros:

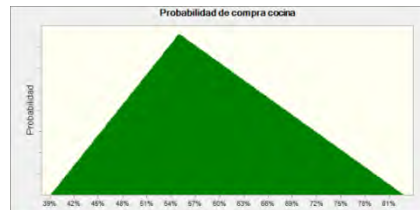
5%	307,53
Más probable	341,70
95%	375,87



**Suposición: Probabilidad de compra cocina**

Triangular distribución con parámetros:

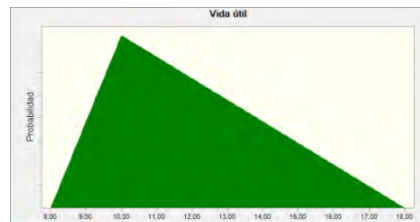
5%	45%
Más probable	55%
95%	75%



**Suposición: Vida útil calefontos**

Triangular distribución con parámetros:

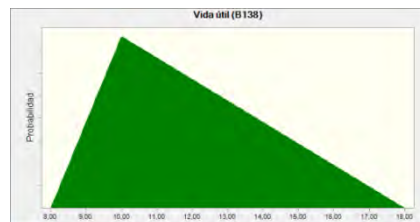
5%	9,00
Más probable	10,00
95%	16,00



**Suposición: Vida útil leña**

Triangular distribución con parámetros:

5%	9,00
Más probable	10,00
95%	16,00



**Suposición: Vida útil cocina**

Triangular distribución con parámetros:

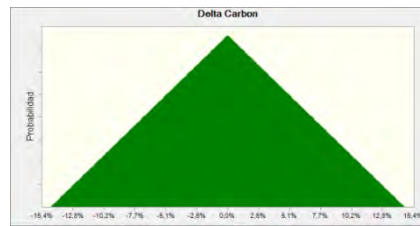
5%	8,00
Más probable	9,00
95%	15,00



**Suposición: Delta carbón 2015**

Triangular distribución con parámetros:

5%	-10,0%
Más probable	0,0%
95%	10,0%



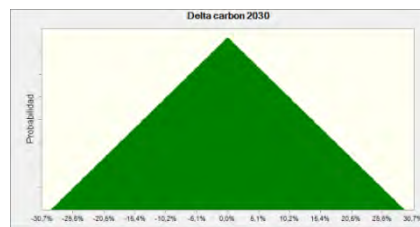
Correlacionado con:  
Delta carbón 2030

Coefficiente  
0,60

**Suposición: Delta carbón 2030**

Triangular distribución con parámetros:

5%	-20,0%
Más probable	0,0%
95%	20,0%



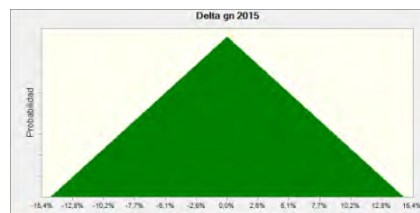
Correlacionado con:  
Delta Carbon 2015

Coefficiente  
0,60

**Suposición: Delta gn 2015**

Triangular distribución con parámetros:

5%	-10,0%
Más probable	0,0%
95%	10,0%



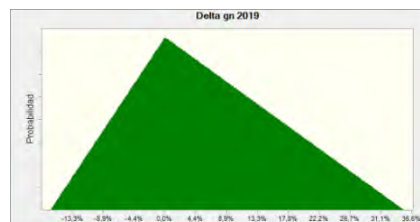
Correlacionado con:  
Delta gn 2019

Coefficiente  
0,60

**Suposición: Delta gn 2019**

Triangular distribución con parámetros:

5%	-10,0%
Más probable	0,0%
95%	25,0%





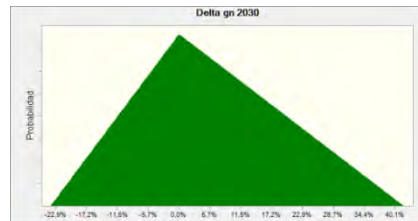
Correlacionado con:  
Delta gn 2015 y 2030

Coefficiente  
0,60

**Suposición: Delta gn 2030**

Triangular distribución con parámetros:

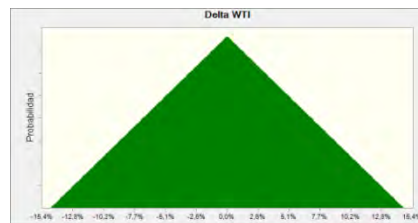
5%	-15,0%
Más probable	0,0%
95%	30,0%



**Suposición: Delta WTI 2015**

Triangular distribución con parámetros:

5%	-10,0%
Más probable	0,0%
95%	10,0%



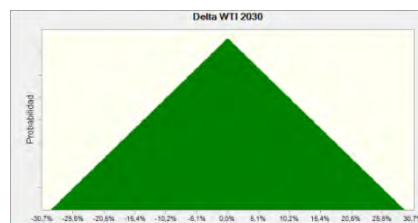
Correlacionado con:  
Delta WTI 2030

Coefficiente  
0,60

**Suposición: Delta WTI 2030**

Triangular distribución con parámetros:

5%	-20,0%
Más probable	0,0%
95%	20,0%



Correlacionado con:  
Delta WTI 2015

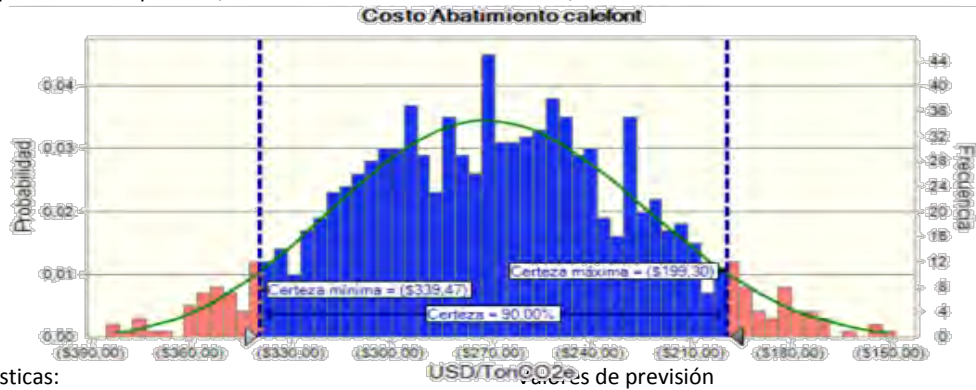
Coefficiente  
0,60

A continuación se presentan los resultados de las variables objetivo del modelo de incertidumbre.

**Previsión: Costo Abatimiento Calefont**

Resumen:

- El nivel de certeza es 90,0%
- El rango de certeza es de (\$339,47) a (\$199,30)
- El rango completo es de (\$385,34) a (\$131,33)
- El caso base es (\$265,90)
- Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es \$1,36



Estadísticas:

Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	(\$265,90)
Media	(\$269,61)
Mediana	(\$269,92)
Modo	---
Desviación estándar	\$42,98
Varianza	\$1.847,57
Sesgo	0,0761
Curtosis	2,72
Coefficiente de variación	-0,1594
Mínimo	(\$385,34)
Máximo	(\$131,33)
Ancho de rango	\$254,00
Error estándar medio	\$1,36

Percentiles:

Percentiles:	Valores de previsión
0%	(\$385,34)
10%	(\$324,48)
20%	(\$307,18)
30%	(\$294,10)
40%	(\$281,96)
50%	(\$269,94)
60%	(\$258,37)
70%	(\$246,94)
80%	(\$230,87)
90%	(\$214,42)
100%	(\$131,33)

**Previsión: Costo Abatimiento cocina**

Resumen:

- El nivel de certeza es 90,0%
- El rango de certeza es de \$6,22 a \$1.859,80
- El rango completo es de (\$238,07) a \$4.106,98
- El caso base es \$461,00
- Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es \$18,49



Estadísticas:

Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	\$461,00
Media	\$715,44
Mediana	\$605,40
Modo	---
Desviación estándar	\$584,84
Varianza	\$342.034,03
Sesgo	1,60
Curtosis	7,09
Coficiente de variación	0,8175
Mínimo	(\$238,07)
Máximo	\$4.106,98
Ancho de rango	\$4.345,05
Error estándar medio	\$18,49

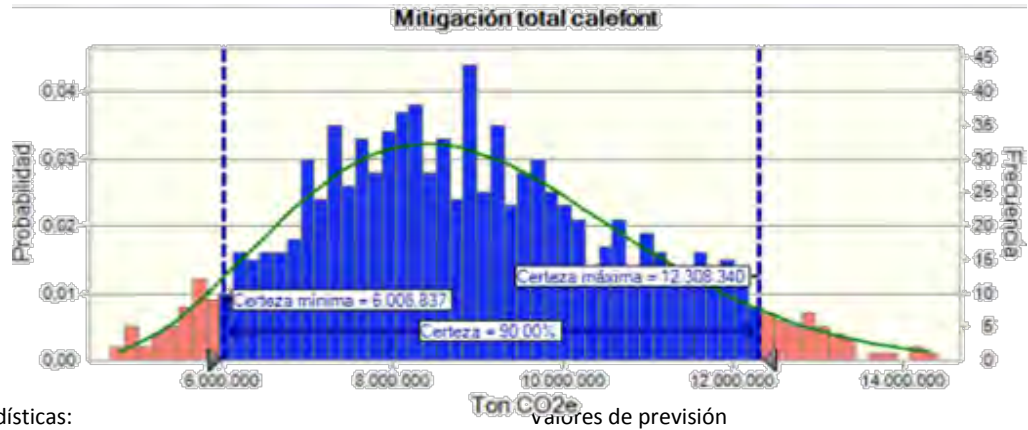
Percentiles:

Percentiles:	Valores de previsión
0%	(\$238,07)
10%	\$118,89
20%	\$255,23
30%	\$366,45
40%	\$497,08
50%	\$604,49
60%	\$732,66
70%	\$876,57
80%	\$1.052,04
90%	\$1.455,23
100%	\$4.106,98

**Previsión: Mitigación total Calefont**

Resumen:

- El nivel de certeza es 90,0%
- El rango de certeza es de 6.008.837 a 12.308.340
- El rango completo es de 4.688.893 a 15.731.086
- El caso base es 9.697.469
- Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 61.582



Estadísticas:

	valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	9.697.469
Media	8.944.929
Mediana	8.769.758
Modo	---
Desviación estándar	1.947.382
Varianza	3.792.298.394.079
Sesgo	0,4522
Curtosis	3,00
Coefficiente de variación	0,2177
Mínimo	4.688.893
Máximo	15.731.086
Ancho de rango	11.042.193
Error estándar medio	61.582

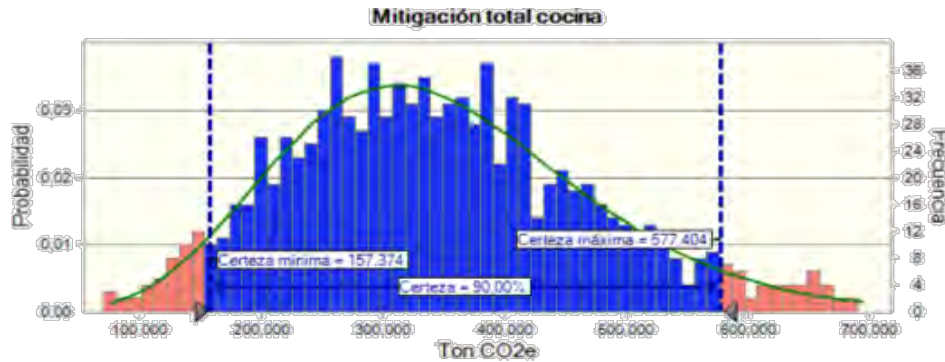
Percentiles:

Percentiles:	Valores de previsión
0%	4.688.893
10%	6.558.076
20%	7.264.712
30%	7.796.831
40%	8.255.190
50%	8.765.547
60%	9.229.897
70%	9.829.888
80%	10.671.916
90%	11.687.266
100%	15.731.086

**Previsión: Mitigación total cocina**

Resumen:

- El nivel de certeza es 90,0%
- El rango de certeza es de 157.374 a 577.404
- El rango completo es de 70.273 a 751.675
- El caso base es 436.579
- Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es 3.989



Estadísticas:

	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	436.579
Media	347.592
Mediana	337.196
Modo	---
Desviación estándar	126.130
Varianza	15.908.813.790
Sesgo	0,4672
Curtosis	2,99
Coficiente de variación	0,3629
Mínimo	70.273
Máximo	751.675
Ancho de rango	681.402
Error estándar medio	3.989

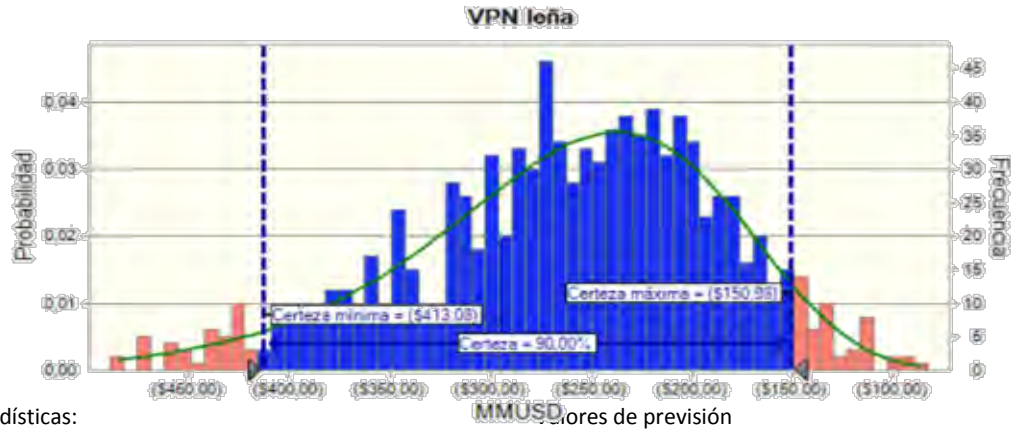
Percentiles:

	Valores de previsión
0%	70.273
10%	194.336
20%	237.676
30%	271.675
40%	302.405
50%	337.158
60%	369.366
70%	405.198
80%	449.277
90%	518.997
100%	751.675

**Previsión: VPN leña**

Resumen:

- El nivel de certeza es 90,0%
- El rango de certeza es de (\$413,08) a (\$150,98)
- El rango completo es de (\$623,38) a (\$83,50)
- El caso base es (\$326,81)
- Después de 1.000 pruebas, el error estándar de la media es \$2,53



Estadísticas:

Estadísticas:	Valores de previsión
Pruebas	1.000
Caso base	(\$326,81)
Media	(\$264,93)
Mediana	(\$255,55)
Modo	---
Desviación estándar	\$79,86
Varianza	\$6.378,00
Sesgo	-0,6806
Curtosis	3,60
Coefficiente de variación	-0,3014
Mínimo	(\$623,38)
Máximo	(\$83,50)
Ancho de rango	\$539,88
Error estándar medio	\$2,53

Percentiles:

Percentiles:	Valores de previsión
0%	(\$623,38)
10%	(\$375,48)
20%	(\$325,47)
30%	(\$298,19)
40%	(\$275,00)
50%	(\$255,62)
60%	(\$236,00)
70%	(\$218,02)
80%	(\$199,54)
90%	(\$171,89)
100%	(\$83,50)