

**ANÁLISIS DE CONSUMO ELÉCTRICO EN EL
CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO**

INFORME FINAL - TOMO II

Preparada para:



Diciembre, 2014

M 1477 - 14

ANÁLISIS DE CONSUMO ELÉCTRICO EN EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO

INFORME FINAL - TOMO II

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	7
2.	POLÍTICAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y SUS EFECTOS EN EL CONSUMO ELÉCTRICO.....	8
2.1.	INTRODUCCIÓN.....	8
2.2.	EFICIENCIA ENERGÉTICA DESDE EL LADO DE LA DEMANDA: DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)	9
2.3.	POLÍTICAS DSM: EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	11
2.3.1.	HOLANDA	11
2.3.2.	ESTADOS UNIDOS	13
a)	Gobierno Federal	13
b)	Gobiernos Estatales – California	14
2.3.3.	MÉXICO	17
2.3.4.	BRASIL.....	21
2.3.5.	URUGUAY.....	23
2.4.	EFFECTO DE POLÍTICAS DSM: ANÁLISIS TOP DOWN	24
2.4.1.	METODOLOGÍA USADA	25
2.4.2.	RESULTADOS.....	29
2.4.3.	CONCLUSIONES	39
2.5.	EXTRAPOLACIÓN DE RESULTADOS AL CASO CHILENO	40
2.5.1.	POLÍTICAS DE GESTIÓN DE DEMANDA EN CHILE	40
2.5.2.	EFFECTOS DE LAS POLÍTICAS DSM: ENFOQUE TOP-DOWN.....	43
2.5.3.	PROYECCIÓN DEL AHORRO ENERGÉTICO	50
2.6.	CONCLUSIONES	58
3.	MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE CLIENTES REGULADOS	59
3.1.	INTRODUCCIÓN.....	59
3.2.	METODOLOGÍA GENERAL	59
3.3.	INFORMACIÓN UTILIZADA	62
3.4.	METODOLOGÍA UTILIZADA	67
3.4.1.	SIC Y SING	71
3.4.2.	MODELOS REGIONALES.....	73
3.4.3.	MODELOS POR SECTOR ECONÓMICO	76
3.5.	ESCENARIOS CONSIDERADOS	79
3.6.	RESULTADOS	84
3.7.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	86
3.8.	ESTACIONALIDAD MENSUAL	92
3.9.	CONCLUSIONES	97
4.	MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE CLIENTES LIBRES	99

4.1.	INTRODUCCION.....	99
4.2.	METODOLOGÍA UTILIZADA	99
4.3.	RESULTADOS	104
5.	MODELOS DE PROYECCIÓN DEL CONSUMO TENDENCIAL	106
5.1.	CRECIMIENTO DE LARGO PLAZO	106
5.2.	RELACIÓN VENTAS DE ELECTRICIDAD Y PBI PER CÁPITA.....	109
5.3.	CONCLUSIONES	112
6.	ANÁLISIS EXTRATENDENCIAL: EXPANSIONES DE PROYECTOS EXISTENTES.....	113
6.1.	SIC.....	113
6.1.1.	CARACTERÍSTICAS DE GRANDES CONSUMIDORES	113
6.1.2.	PROYECCIÓN DEMANDA GRANDES CONSUMIDORES PROPUESTA POR EL CONSULTOR.....	115
6.2.	SING	117
6.2.1.	CARACTERÍSTICAS DE GRANDES CONSUMIDORES	117
6.2.2.	PROYECCIÓN DEMANDA GRANDES CONSUMIDORES ELABORADA POR EL CDEC-SING	118
7.	ANÁLISIS EXTRATENDENCIAL: ANÁLISIS DE NUEVOS PROYECTOS ELECTROINTENSIVOS ...	120
7.1.	INDÚSTRIA DEL LITIO	120
7.1.1.	INTRODUCCIÓN	120
7.1.2.	PRODUCTOS Y DERIVADOS DEL LITIO	121
7.1.3.	DEMANDA DE PRODUCTOS DE LITIO	122
7.1.4.	DISTRIBUCIÓN DE LOS RECURSOS A NIVEL MUNDIAL	124
7.1.5.	PRODUCCIÓN DE LITIO	125
7.1.6.	CONSUMO DE ENERGÍA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE LÍTIO	128
7.2.	PLANTAS DESALINIZADORAS Y DE BOMBEO	128
7.2.1.	INTRODUCCIÓN	128
7.2.2.	PROYECTO DE LEY.....	129
7.2.3.	PROYECTOS QUE INCLUYEN PLANTAS DE DESALINIZACIÓN Y/O PLANTAS DE BOMBEO.....	129
7.3.	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	133
7.3.1.	INTRODUCCIÓN	133
7.3.2.	EXPERIENCIA EEUU	133
7.3.3.	PROYECCIÓN DEMANDA	135
7.4.	CONCLUSIONES	138
8.	CONCLUSIONES FINALES	138

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Años Pívor seleccionados por País	30
Tabla 2 - Elasticidades pre y post Año Pívor por País.....	31
Tabla 3 - Regresiones: Base de Datos EIA+UN	33
Tabla 4 - Test de Chow	33
Tabla 5 - Test de Chow: Años No Pívor	34
Tabla 6 - Test de Chow: Crisis Económica.....	34
Tabla 7 - Regresiones Cambio Estructural	35
Tabla 8 - Resumen de Modelos Estimados por País.....	36
Tabla 9 - Ahorro en términos de Consumo Eléctrico por País (GWh)	37

Tabla 10 - Ahorro Anual Porcentual de Consumo Eléctrico por País (%).....	38
Tabla 11 - Eficiencia Energética: Conclusiones.....	40
Tabla 12 - Regresión Chile.....	45
Tabla 13 - Test de Chow.....	46
Tabla 14 - Regresiones Cambio Estructural Chile.....	46
Tabla 15 - Modelo Pre-Pivot Chile.....	47
Tabla 16 - Ahorros Energético Chile (GWh).....	47
Tabla 17 – Composición del Consumo Final en Chile.....	49
Tabla 18 - Ahorros Energético Chile Ajustado.....	50
Tabla 19 – Escenario Plan 2020.....	52
Tabla 20 – Escenario de Ahorro Porcentual Anual.....	53
Tabla 21 - Escenarios de Ahorro Energético Chile.....	54
Tabla 22 – Ahorros Incrementales por Escenario.....	55
Tabla 23 – Consumo de Electricidad por Persona (KWh/persona).....	56
Tabla 24 – Valor Esperado Reescalado del Ahorro Anual de Chile.....	58
Tabla 25 - Tarifas Eléctricas.....	64
Tabla 26 - Regresiones Anuales SIC.....	71
Tabla 27 - Bondad de Pronostico SIC.....	72
Tabla 28 - Modelo de Proyección Anual SING.....	73
Tabla 29 - Modelos de Proyección Anual por Región.....	74
Tabla 30 - Modelos de Proyección Anual por Región (continuación).....	75
Tabla 31 - Modelos de Proyección por Región Seleccionados.....	76
Tabla 32 - Modelo de Proyección Anual por Sector Económico.....	77
Tabla 33 - Tasas de Proyección Población.....	79
Tabla 34 - Proyección Clientes Por Región 2020-2022.....	81
Tabla 35 - Proyección Tasa de Participación de Clientes Por Región 2020-2022.....	82
Tabla 36 - Tasas de Proyección Producto Bruto Nacional.....	83
Tabla 37 - Tasas de Proyección Producto Bruto Nacional.....	83
Tabla 38 - Proyección Precio del Cobre.....	84
Tabla 39 - Proyección Consumo Eléctrico SIC, SING y SSMM (GWh), 2013-2022.....	84
Tabla 40 - Proyección Consumo Eléctrico por Región (GWh), 2013-2022.....	85
Tabla 41 - Proyección Consumo Eléctrico por Sector Económico, 2013-2022.....	86
Tabla 42 - Escenarios de Crecimiento Económico, 2013-2022.....	87
Tabla 43 - Sensibilidad Crecimiento: SIC, 2013-2022.....	87
Tabla 44 - Sensibilidad Crecimiento: Residencial e Industrial, 2013-2022.....	88
Tabla 45 - Sensibilidad Crecimiento: Regiones Centrales, 2013-2022.....	89
Tabla 46 - Sensibilidad Crecimiento: Regiones Norte y Sur, 2013-2022.....	90
Tabla 47 - Sensibilidad Precios: Antofagasta, 2013-2040.....	91
Tabla 48 - Coeficiente de Estacionalidad Mensual Históricos.....	93

Tabla 49 - Desviación Estándar de los Coeficientes de Estacionalidad Históricos.....	94
Tabla 50 - Modelo de Proyección Mensual por Sector Económico	95
Tabla 51 - Coeficiente de Estacionalidad Mensual Proyectados	96
Tabla 52 - Estimación Anual de Modelos Mensuales	97
Tabla 53 - Estimación Anual de Modelos Mensuales	98
Tabla 54 - Proyección Mensual	98
Tabla 55 - Consumo Clientes Libres	100
Tabla 56 - Proyección Perdidas de Distribución	103
Tabla 57 - Proyección Consumo Clientes Libres.....	105
Tabla 58 - Producto y Consumo per Cápita Comparables Chile	106
Tabla 59 - Consumo per Cápita Potencial.....	107
Tabla 60 - Ventas Potenciales de Largo Plazo.....	107
Tabla 61 - Ventas de Largo Plazo	108
Tabla 62 - Modelo de Proyección PBI per Cápita.....	110
Tabla 63 - Consumo de Electricidad: PBI per Cápita	110
Tabla 64 - Consumo de Electricidad per Cápita	111
Tabla 65 - Consumo de Electricidad per Cápita	112
Tabla 66 - SIC – Grandes Consumidores.....	113
Tabla 67 - SIC – Proyección Grandes Consumidores [GWh].....	115
Tabla 68 - SIC – Proyección Propuesta Grandes Consumidores.....	117
Tabla 69 - SING – Consumo 2013	117
Tabla 84 - SING – Grandes Consumidores	117
Tabla 71 - SING – Proyección Grandes Consumidores CDEC-SING [GWh]	118
Tabla 72 - SING – Proyección Propuesta Grandes Consumidores (GWh)	120
Tabla 73 - Propiedades del Litio	120
Tabla 74 - Proyectos por País	126
Tabla 75 - Proyectos que consideran plantas de desalinización y/o bombeo	130
Tabla 76 - Consumo energía proyectos SING (TWh).....	132
Tabla 77 - Consumo energía proyectos SIC (TWh).....	132
Tabla 78 - Proyección de vehículos eléctricos por escenario - Escenario Electrification Coalition.....	136
Tabla 79- Proyección de vehículos eléctricos - Escenario Optimista	136
Tabla 80 - Rendimientos vehículos eléctricos	137
Tabla 81 - Proyección de consumo de vehículos eléctricos - Escenario Electrification Coalition.....	137
Tabla 82 - Proyección de consumo de vehículos eléctricos - Escenario Optimista	137
Tabla 83 – Conclusión Final: Proyección de la Generación Bruta en Chile (GWh)	139
Tabla 84 – Conclusión Final: Proyección de los Clientes Regulados (GWh)	139
Tabla 85 – Conclusión Final: Proyección de Clientes Libres y Ventas Totales (GWh).....	140
Tabla 86 – Conclusión Final: Potencial Ahorro Energético en Chile (GWh)	140
Tabla 87 – Conclusión Final: Proyección Tendencial del Consumo Eléctrico en Chile (GWh).....	141

Tabla 88 – Conclusiones Finales: Proyección del Consumo Total en Chile (GWh)	143
Tabla 89 – Conclusión Final: Proyección de la Demanda de Electricidad a Largo Plazo en Chile (GWh)	144

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolución Consumo de Electricidad (GWh) y Producto Bruto per Capita (dólares PPP).....	44
Gráfico 2 – Intensidad Energética Sector Minero	48
Gráfico 3 - Potencialidades de Ahorro en Chile.....	55
Gráfico 4 - Árbol Probabilístico a 2029	57
Gráfico 5 - Coeficientes de Estacionalidad Promedio Históricos.....	93
Gráfico 6 - Evolución del Consumo Clientes Libres SIC-DX	100
Gráfico 7 - Evolución del Consumo Clientes Libres SING-DX.....	101
Gráfico 8 - Relación Ventas y Generación (GWh) Bruta del SIC.....	101
Gráfico 9 – Participaciones sobre las Ventas Totales	103
Gráfico 10 - Procesos producción de litio y sus derivados	122
Gráfico 11 - Captación de CO2	124
Gráfico 12 - Distribución de los recursos de litio en el mundo por país	124
Gráfico 13 - Producción de Litio	125
Gráfico 14 - Proyección de Producción de Litio.....	127
Gráfico 15 - Distribución de Cuencas.....	128
Gráfico 16 - Ventas de vehículos eléctricos en EE.UU.....	134
Gráfico 17 - Costo esperado de las baterías de Litio.....	134
Gráfico 18 - Proyecciones de ventas de vehículos eléctricos en EE.UU. (2020).....	135
Gráfico 19 - Proyecciones de vehículos por tipo en Chile	136

1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en las Bases Administrativas y Técnicas de Licitación preparadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), el presente trabajo de consultoría tiene como objetivo general la asistencia técnica en el análisis del consumo eléctrico de sistemas interconectados y sistemas medianos nacionales, y una propuesta de proyección de demanda en un horizonte de 30 años

Los objetivos específicos del Estudio, según lo establecido en las mencionadas Bases, son:

- Analizar los consumos eléctricos históricos de los sistemas interconectados y los sistemas medianos (SSMM).
- Proponer un modelo de proyección de demanda por sistema eléctrico.
- Proponer un modelo de proyección de demanda de clientes regulados por sistema eléctrico.
- Proponer un modelo de proyección de demanda de clientes libres por sistema eléctrico

En particular, el presente informe presenta los resultados de las siguientes actividades:

1. Compilación y procesamiento de información histórica de ventas físicas de electricidad facturadas, cantidad de usuarios del servicio, e ingresos provenientes de las ventas de electricidad, por empresa distribuidora y por tipo de tarifa, en base a información proporcionada por la CNE.
2. Análisis de los efectos de políticas de eficiencia energética en el consumo en una muestra de seis países –incluido Chile-, así como del Estado de California
3. Determinación de los posibles ahorros de consumo de energía eléctrica derivados de la aplicación de políticas de eficiencia energética en Chile.
4. Identificación de las expansiones y los nuevos proyectos de grandes usuarios con alto consumo de electricidad y estimación de los consumos de energía eléctrica de los mismos, considerando un horizonte de 30 años.
5. Análisis de las nuevas industrias electrointensivas con potencial desarrollo en Chile; y determinación del impacto de éstas en el consumo de electricidad.
6. Análisis e identificación de las variables que podrían explicar el consumo de energía eléctrica por sistema eléctrico, por región geográfica y por sector económico, para usuarios regulados y libres.
7. Propuesta de modelos econométricos de proyección de consumo de energía eléctrica por sistema eléctrico, por región geográfica y por sector económico, para usuarios regulados y libres.
8. Propuesta de escenarios de crecimiento de las variables explicativas de los modelos.
9. Estimación de la proyección anual de consumo de energía eléctrica por sistema eléctrico, por región geográfica y por sector económico, para usuarios regulados y libres.
10. Determinación de la modulación mensual del consumo de energía eléctrica.
11. Propuesta de modelo de proyección del consumo de energía eléctrica total y per cápita para un horizonte de 30 años

En el capítulo 2 se presenta el análisis de la relación entre el consumo eléctrico y el crecimiento económico para una muestra diversa de países (actividades 2 y 3, de acuerdo a las numeradas en el párrafo anterior)

En los capítulos 3, 4 y 5 se presentan los modelos propuestos para proyectar el consumo anual de energía eléctrica por sistema, región y sector económico, incluyendo los resultados de las proyecciones para un horizonte de 30 años (actividades 1, 6, 7, 8, 9 y 11). En particular, en el capítulo 3 se presenta la modulación mensual de la demanda, correspondiente a la actividad 10.

Posteriormente, en los capítulos 6 y 7 se presenta el consumo extratendencial, incorporando los proyectos de grandes usuarios y el análisis de las industrias electrointensivas con potencial desarrollo en Chile (actividades 4 y 5).

Finalmente, en el capítulo 8 se presenta las conclusiones finales y la propuesta de un modelo de proyección de largo plazo de la demanda total de energía en Chile.

2. POLÍTICAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y SUS EFECTOS EN EL CONSUMO ELÉCTRICO

2.1. INTRODUCCIÓN

La eficiencia energética es una práctica que tiene como objeto mejorar la utilización de la energía eléctrica manteniendo los mismos servicios energéticos, evitando reducir el confort y la calidad de vida, asegurando el abastecimiento, protegiendo el medio ambiente y fomentando la sostenibilidad. El uso eficiente de la energía implica reducir la cantidad de energía eléctrica consumida, o bien, desplazarla de la hora de mayor consumo del sistema, aumentar el uso de energías más eficientes y disminuir la cantidad de combustibles que se utilizan, pero siempre conservando la calidad y el acceso a la misma.

Es importante tener en cuenta que el concepto de eficiencia energética no debe asociarse exclusivamente con ahorrar energía, dado que esto último podría lograrse reduciendo o dejando de realizar determinadas actividades, lo que conlleva a un menor bienestar social. Tampoco debe entenderse la eficiencia energética como una mayor participación de las energías renovables en la matriz energética nacional. La energía renovable es un tipo de fuente de energía, mientras que la eficiencia energética es un análisis de todo el sistema.

En este contexto, la eficiencia energética debe ser interpretada a partir dos pilares de acción:

- **Eficiencia energética por el lado de la demanda:** comprende una serie de acciones y prácticas dirigidas a reducir la demanda de electricidad y/o intentar desviar la demanda de las horas de punta a horas de menor consumo.
- **Eficiencia energética por el lado de la oferta:** consiste en un conjunto de medidas adoptadas para garantizar la eficiencia a lo largo de la cadena de suministro, y fomentar la utilización de fuentes energéticas más eficientes -aquellas fuentes con un menor consumo de Kcal por KW producido-.

A lo largo de este capítulo se estudiarán, en primer lugar, los efectos de las políticas de eficiencia energética en el consumo eléctrico en una muestra de distintos países. El análisis se focalizará en políticas que incentiven la eficiencia energética desde el lado de la demanda, y en concreto, las tendientes a reducir de la demanda de electricidad. Estas políticas en su conjunto podrían generar un desacople económico, compensando el crecimiento de la demanda de energía, y un eventual ahorro energético. Por lo tanto, en segundo lugar se extrapolarán los resultados obtenidos del análisis anterior para el caso de Chile.

2.2. EFICIENCIA ENERGÉTICA DESDE EL LADO DE LA DEMANDA: DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)

La gestión de la demanda (políticas DSM, por sus siglas en inglés) se ha visto tradicionalmente en la literatura internacional como un medio para aumentar la eficiencia energética con el objetivo principal de que las empresas públicas puedan retrasar las inversiones en la ampliación de capacidad del sistema eléctrico.

El carácter de estas medidas puede ser muy variado, destacándose en primer lugar la conservación de la energía. Este concepto implica el menor uso de un recurso, produciendo un cambio que puede ser de corta duración o puede ser incorporado al estilo de vida de los usuarios. En términos generales, es un término que se refiere a la instalación de tecnologías eficientes, la eliminación de las pérdidas de energía en los sistemas existentes, o bien el cambio de comportamientos. El objetivo principal de la eficiencia energética es mantener un nivel comparable de servicio, pero reduciendo el consumo de energía.

Por el otro lado, las políticas DSM pueden tener como objetivo generar respuestas en la demanda de electricidad. Estas políticas se encuentran relacionadas a las señales que proporcionan al mercado eléctrico los precios de la energía. Aquí un usuario reduce o restringe la carga (desplazamiento de carga) en respuesta a una señal de un proveedor de servicios u operador de la red. Esto no necesariamente reduce su consumo, dado que lo único que hace el mismo es desplazarse hacia otro período de tiempo, donde el costo de la energía es más bajo. No obstante, disminuir los picos de demanda podría significar un menor consumo de electricidad, debido a la reducción de las pérdidas. Las iniciativas basadas únicamente en respuestas de la demanda por lo general incluyen tecnologías de la información y comunicación, con el fin de maximizar la conciencia del usuario sobre su consumo y su respectivo precio en un determinado período de tiempo.

Por lo tanto, los programas DSM se encuentran diseñados básicamente para alcanzar dos objetivos:

- Reducir el consumo global de energía mediante la promoción de equipos de alta eficiencia, modificación en los patrones de consumo, etc.
- Lograr reducciones en la carga al cambiar los patrones de consumo de energía de los consumidores finales, sobre todo en los momentos de demanda máxima, reduciendo las fallas del sistema eléctrico, así como retrasando temporalmente las inversiones.

Es importante destacar que en el fondo la motivación detrás de la aplicación de políticas DSM es diferente según las partes involucradas. Así, para las empresas de servicios públicos, la reducción o cambio de la demanda de energía de un cliente podría significar evitar o retrasar la ampliación adicional de capacidad de generación o de expansión de las redes eléctricas. En algunos casos, esto podría evitar el aumento de los precios de la energía, los cuales de otro modo subirían debido a la necesidad de financiamiento. Para los clientes residenciales, las políticas DSM ofrecen la oportunidad de reducir sus facturas de energía a partir de la reducción en el consumo eléctrico, lo cual implica un ahorro monetario que puede ser destinado a otros productos de uso doméstico. Para los clientes industriales, por otro lado, la reducción del costo de la energía implica menores costos de producción, lo que se traduce en la obtención de productos más competitivos dentro del mercado.

En suma, comprender el impacto de las medidas de eficiencia energética concebidas desde el lado de la demanda implica evaluar el aumento en la seguridad y calidad del sistema de transporte y distribución eléctrico, así como estimar el ahorro energético producto de un menor consumo de energía eléctrica.

Las políticas de gestión de demanda, o políticas DSM, al reducir la carga global de una red eléctrica, permiten obtener varios efectos beneficiosos, a saber:

- mitigación de emergencias y riesgos;
- reducción de cortes de energía eléctrica;
- aumento de la fiabilidad del sistema;
- reducción de la dependencia de las importaciones de combustible, la cual puede tener importantes implicaciones en la seguridad de suministro de energía;
- reducción de los precios de la energía; y
- reducción de las emisiones nocivas para el medio ambiente.

En este capítulo se ha centrado el análisis sobre el ahorro energético, dado el objetivo principal de este trabajo.

Ahora bien, todo ahorro energético producto de la implementación de políticas de gestión de demanda, es consecuencia de lo que se denomina “desacople económico”. Este proceso implica que la relación entre el Producto Bruto Interno (PBI) per cápita y la demanda de electricidad no es constante a lo largo del tiempo, sino que puede variar produciendo cambios estructurales en las series de consumo. La llamada desmaterialización de las economías se refiere al desacople entre el consumo de electricidad y el crecimiento económico. En consecuencia, si todas las demás variables que influyen sobre el consumo eléctrico se mantienen constantes, a medida que cae la elasticidad ingreso de la demanda de electricidad se generaría un ahorro energético respecto a un valor no observado.

Por lo tanto, la estimación del ahorro implica realizar el análisis en condiciones *ceteris paribus* (situación de control). Es decir, considerando que todas las variables que puedan impactar en el consumo no varían, de forma que toda la reducción del consumo eléctrico está explicada por la política DSM. Esta situación tiene una limitación práctica clara, que reside en que los datos observados son valores *ex-post* donde confluyen distintas dinámicas subyacentes. Por ejemplo, el concepto de eficiencia posee ciertas particularidades propias, y exige una complementariedad con todo el *set* de políticas energéticas, ya que en muchos casos puede ocurrir que existan conflictos de objetivos con otras políticas; o bien que el mismo programa DSM no se encuentre bien diseñado. Por lo tanto, los métodos empleados para el cálculo de ahorro energético estarán condicionados al contexto particular de cada país.

Un claro ejemplo ayudará a comprender lo expresado en el párrafo anterior. En varios casos, existen programas que se apoyan únicamente en el diseño de iniciativas basadas en las respuestas de demanda, con el único objetivo de garantizar la estabilidad del sistema, promoviendo cambios en la carga a períodos de tiempo en los cuales las tarifas de electricidad –y los costos del sistema- son menores. Sin embargo, debido a la falta de objetivos e incentivos a nivel global, el consumo medio de energía anual puede aumentar como consecuencia del uso ineficiente impulsado por los bajos precios en horas fuera de punta.

En conclusión, el concepto de eficiencia energética debe ser abordado con cuidado, teniendo en cuenta el carácter multivariado del mismo. En rigor, una visión completa implicaría comprender que otras dinámicas o políticas pueden estar afectando el consumo eléctrico al momento de analizar los efectos de las políticas de eficiencia energética tendientes a reducir el consumo de electricidad.

2.3. POLÍTICAS DSM: EXPERIENCIA INTERNACIONAL

En este sub-capítulo se estudian los efectos de las políticas de eficiencia energética sobre el nivel de consumo de electricidad y su evolución futura, en particular, las relacionadas a la gestión de la demanda. Con este objetivo, se conformó una muestra de países, compuesta por:

- Holanda
- Estados Unidos
- México
- Brasil
- Uruguay

La muestra incluye dos países que forman parte de las denominadas economías desarrolladas, y tres países en vías de desarrollo. La heterogeneidad de la muestra permite comparar los resultados, vinculándolos con las distintas características estructurales y contextos económicos que cada bloque de países enfrenta. Del conjunto de posibilidades, se eligieron aquellos que se han destacado por las políticas implementadas en el último tiempo, así como la disponibilidad de fuentes de información clara y concreta.

Asimismo, se analizó el caso particular del Estado de California, el cual se ha destacado por los programas DSM implementados. La selección de este estado se justifica en las características propias -estructura productiva, geografía y clima- que lo vuelven comparable con la economía chilena.

A continuación se describen las principales políticas asociadas a gestión de la demanda en la muestra de países seleccionadas.

2.3.1. HOLANDA

La eficiencia energética ha sido una prioridad de la política del gobierno holandés durante más de 25 años. Gracias al compromiso a largo plazo de los Países Bajos, la industria holandesa ha incorporado este concepto dentro de sus planes de negocios. El gobierno holandés ha fijado un objetivo nacional de mejorar la eficiencia en un tercio dentro de los próximos 25 años, lo que equivale a aumentarla en aproximadamente un 2% anual.

A más corto plazo, el país cuenta con un objetivo ambicioso en materia de ahorro energético, del 9% para 2016. Dicho objetivo está repartido explícitamente entre los diferentes sectores de la economía, tales como el sector residencial, el sector terciario, industrial, transporte y agricultura. Las medidas implementadas corresponden a cada uno de estos sectores, y otras que se aplican a todos los sectores conjuntamente.

El principal mecanismo político de Holanda para lograr los objetivos de eficiencia energética industrial consiste en los Acuerdos de Largo Plazo (LTA, por sus siglas en inglés). En el año 1992 los Países Bajos firmaron 30 LTA con las asociaciones del sector. De esta manera, cada industria se comprometió a aumentar la eficiencia en su consumo energético en aproximadamente 20% para el año 2000. Bajo cada acuerdo, la industria tenía la obligación de informar anualmente sobre su uso de energía. En el año 1999, el gobierno holandés adquirió el compromiso de las industrias de que iban a convertirse en el sector más eficiente en términos energéticos y a nivel global para el año 2012.

Por su parte, las empresas holandesas de distribución de energía eléctrica y gas deben desarrollar Planes de Acción Ambiental (EAP, por sus siglas en inglés), en los cuales se

describe cómo se cumplirán las medidas impulsadas por el gobierno para la reducción de energía a través de programas dirigidos a aumentar la eficiencia en los hogares, así como también en las pequeñas industrias y edificios comerciales.

Medidas fiscales generales como el Impuesto Regulatorio de Energía (el cual fue establecido en 1996 y fue incrementado varias veces), que grava el consumo, también se ha implementado para fomentar la eficiencia energética. Además de desalentar el consumo de energía, su recaudación apoya financieramente a las medidas de conservación de la energía a través del “*Energy Premium Scheme*” (EPS), que ofrece descuentos para electrodomésticos, equipos de oficina, materiales de aislamiento, energías renovables y auditorías de energía del hogar.

El impuesto regulatorio posee un objetivo claro, el cual es encarecer el consumo de energía, con el objeto de incrementar la rentabilidad de las medidas de gestión de demanda. En lo que respecta a los clientes domésticos, la recaudación del impuesto es compensada con reducciones equivalentes en los tributos sobre la renta. Las industrias comprendidas en el mecanismo de Comercio de Derechos de Emisión pagan un impuesto inferior a las restantes industrias. En agricultura, algunos sectores pagan cuotas inferiores a los grandes productores del sector.

Tal como se explicó anteriormente, el EPS se estableció en los Países Bajos con el fin de fomentar la aplicación de tecnologías de alta eficiencia en los hogares. Sólo dos años después de la implementación del EPS, más de un tercio de los hogares holandeses habían solicitado descuentos para la compra de tecnologías de ahorro de energía, principalmente electrodomésticos.

De hecho, el éxito del programa se ilustra mejor con el rápido crecimiento del mercado de electrodomésticos con etiqueta A (la cual implica mayor eficiencia), ya que la cuota de mercado de heladeras etiquetadas A paso de crecer 26% en 1999 a 67% en 2001; las ventas de congeladores eficientes creció del 29% al 69%; las ventas de lavadoras etiquetadas A se duplicaron de 40% a 88%; y las ventas de lavavajillas eficientes pasaron del 27% al 73%.

Por otra parte, debido a un programa de eficiencia energética adicional (la Responsabilidad Extendida del Productor –EPR, por sus siglas en inglés-), los minoristas holandeses tienden a recomendar electrodomésticos que ahorran energía como la mejor compra para sus clientes.

El resultado del esfuerzo conjunto de la industria holandesa y el gobierno conllevó a un aumento de la eficiencia energética en un 20% entre el año 1989 y el año 2000.

Además, se implementaron medidas destinadas a mejorar la eficiencia a través de una mayor información y más posibilidades para los consumidores. Entre estas se pueden destacar las siguientes:

- Programas de concienciación que incluyen páginas *web* y programas de TV con información para los consumidores. Además, se pusieron a disposición de los consumidores teléfonos para realizar consultas sobre eficiencia energética.
- Programas de reemplazo de bombillas.
- Subsidios para implementar medidas de eficiencia energética en hogares de bajos ingresos. Las medidas son implementadas por municipios, compañías eléctricas o empresas constructoras.
- Subsidios para medidas de eficiencia cuyo monto depende del nivel de emisiones de CO₂ ahorrado. Las acciones están previamente definidas e incluyen aislamiento de

casas, instalación de sistemas de calefacción a través de energía solar, calderas eficientes y sistemas combinados de calor y energía.

- Deducciones impositivas a proyectos de inversión en eficiencia energética en el sector de la agricultura: proyectos específicos para el sector de agricultura en invernaderos.

2.3.2. ESTADOS UNIDOS

La política energética de los Estados Unidos (EE.UU.) es determinada por las entidades públicas federales, estatales y locales. Ésta incluye legislación, tratados internacionales, subsidios, asesoramiento para el ahorro de energía, impuestos y otras formas de políticas públicas. Sin embargo, hasta el momento no se ha propuesto ninguna política energética exhaustiva a largo plazo.

A continuación se detallan las principales medidas regulatorias de eficiencia energética puestas en marcha en EE.UU., tanto a nivel del gobierno federal como a nivel de los reguladores estatales.

a) **Gobierno Federal**

La preocupación por la eficiencia energética se remonta a la crisis del petróleo de 1973, que hizo de la energía un tema de discusión popular en los EE.UU. El Departamento Federal de Energía (DOE, por sus siglas en inglés), creado en 1977, inició con los pasos previstos hacia la conservación de energía.

Uno de sus primeros proyectos exitosos fue el Programa de Ayuda a la Climatización. Durante los últimos 30 años, este programa ha proporcionado servicios a más de 5.5 millones de familias de bajo recursos, aumentando la eficiencia en los hogares más pobres. De este modo, se reducen las facturas eléctricas, mientras protegen su salud y seguridad. En este programa, técnicos de climatización usan intervenciones de energía avanzada y equipos de diagnóstico para identificar las mejores y más eficientes medidas para cada hogar. Además, para la misma época se impuso el horario de verano.

Actualmente, las medidas implementadas son administradas por la Oficina de Eficiencia Energética y Energías Renovables (EERE, por sus siglas en inglés). Este organismo lidera las acciones del gobierno federal en investigación y desarrollo en conjunto con estados, universidades y empresas. Las principales medidas desarrolladas se dividen en dos grupos:

- Destinadas a mejorar la información/posibilidades de los consumidores:
 - Programa “*Energy Star*”: lanzado en 1992 y creado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos. Se trata de un programa de etiquetado voluntario de eficiencia energética que engloba diversos aspectos, dentro de los que se destacan el etiquetado de electrodomésticos y otro tipo de equipamiento electrónico, de edificios, nuevas construcciones y plantas industriales. Además, este programa incluye la ayuda para la modernización y mejora de la eficiencia energética de viviendas e industrias.
 - Campañas publicitarias y de concientización sobre la conveniencia de utilizar productos con la etiqueta *Energy Star*.
 - Programa para familias de bajos ingresos: el Estado Federal otorga fondos a los estados, que se encargan de la administración de los mismos. Estos fondos se destinan a mejorar el aislamiento y las condiciones energéticas de las viviendas de familias de bajos ingresos.

- Estándares de eficiencia en equipos, códigos en el sector de la construcción, financiamiento a actividades de investigación y desarrollo, y mejoras en la gestión de la energía:
 - La DOE ha establecido un número creciente de requisitos de eficiencia energética para diversos electrodomésticos. Los aparatos que no cumplan con estos requisitos no pueden ser comercializados. Los estándares se establecen a nivel nacional.
 - Programa de tecnologías de la construcción: en este plan trabajan en conjunto los estados, las industrias y los fabricantes para mejorar la eficiencia energética de los edificios. El programa engloba acciones destinadas a modernizar los códigos de construcción y los estándares del equipamiento de los hogares y de los negocios. Además, promueve y financia proyectos de investigación y desarrollo en tecnologías emergentes.
 - Programa federal de gestión de la energía: este programa busca reducir el costo y el impacto ambiental de la energía utilizada por el gobierno federal, ya que es el mayor consumidor individual de energía en los EE.UU. Su principal objetivo es demostrar liderazgo en la gestión eficiente, promoviendo la construcción, la adquisición de equipamiento y la modernización de instalaciones y aparatos de acuerdo con los estándares de eficiencia energética.

Desde la óptica legislativa, tres Leyes de Política Energética se han aprobado recientemente. Las leyes de 1992, 2005 y 2007 incluyen muchas de las previsiones para la conservación, tales como el programa “*Energy Star*”. En concreto, el Acta de Seguridad e Independencia de Energía del año 2007, tiene un impacto significativo en la política energética del país. En primer lugar, con esta nueva norma se convirtió en ilegal la venta de focos incandescentes. Asimismo, el Acta buscó aumentar la popularidad de los “*Zero Energy Buildings*”, incluyendo nuevos códigos de construcción y programas como el programa solar de aire acondicionado.

Desde el año 1992, las comisiones reguladoras estadounidenses han estado monitoreando la reducción de la demanda máxima y de energía debido a los programas de DSM iniciados por las grandes compañías eléctricas. Los datos del DOE muestran que EE.UU. logró una reducción de entre 23,000 MW y 30,000 MW y un ahorro energético de entre 54,000 millones y 60,000 millones de KWh (alrededor de un 1.6% del consumo de 2010). Vale la pena mencionar que este ahorro no incluye la reducción de la demanda debido a los estándares de eficiencia de aplicación, las acciones iniciadas por el consumidor o industria (por ejemplo, auditorías energéticas), los ahorros debido a estrictas normas para la construcción de edificios, o los programas de manejo de carga.

b) Gobiernos Estatales – California

La mayoría de los programas destinados a incrementar la eficiencia energética que han sido implementados en los distintos Estados se corresponden con medidas para mejorar de la información de los consumidores, junto con auditorías y programas de gestión de demanda. Entre las más comunes se destacan:

- campañas de concientización e información para consumidores residenciales, comerciales e industriales,
- préstamos y subvenciones para el reemplazo de equipamiento ineficiente,
- auditorías energéticas en viviendas,

- préstamos y subvenciones para mejorar el aislamiento de las viviendas,
- auditorías energéticas en comercios y fábricas, y
- administración eficiente de la carga o programas DSM.

Hay que señalar que en cada uno de los Estados se ha optado por asignar la responsabilidad de la administración de estos programas a distintos actores, entre ellos: las propias compañías distribuidoras, organizaciones sin ánimo de lucro o agencias gubernamentales.

En particular, las medidas regulatorias implementadas por el Estado de California se desarrollan en este apartado como un caso especial, dado que este último es sin duda el estado líder en EE.UU. en lo que se refiere a políticas de eficiencia energética. Este estado ha sido líder nacional durante más de dos décadas en tres áreas vitales de la política de eficiencia energética: los códigos de construcción, normativa de aparatos eléctricos y programas de eficiencia energética para los servicios públicos.

El Efecto Rosenfeld constituye una de las paradojas de la eficiencia energética a nivel urbano territorial y debe su nombre al Físico Dr. Arthur H. Rosenfeld. El Dr. Rosenfeld nacido en Alabama en 1927 y radicado en California fue un fuerte impulsor de la eficiencia energética, y propuso el primer balasto electrónico para iluminación fluorescente que llevó al desarrollo de las lámparas compactas de bajo consumo.

Los efectos de los esfuerzos mencionados con anterioridad han provocado, como consecuencia, que el consumo eléctrico per cápita en el Estado de California se mantenga constante desde el embargo de petróleo a mediados de los años '70 por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC). Este efecto acumulativo, conocido como Efecto Rosenfeld, provocó que los hogares y las empresas pertenecientes al estado de California ahorren más de USD 4 billones por año en costos de electricidad.

Aún más, en 1975 se creó la Comisión de Energía de California con el objetivo de ser la agencia de política energética de California, cuyas funciones son:

- Otorgar permisos para Plantas de Energía,
- Crear normas de eficiencia para edificios y aparatos eléctricos,
- Evaluar la demanda de electricidad, y
- Realizar proyectos de investigación.

En este contexto, se destacan las normas de construcción y aparatos eléctricos implementadas en el estado de California. Mientras las primeras son revisadas cada tres años, incorporando nuevas tecnologías, las segundas se aplican para la mayoría de aparatos eléctricos residenciales y comerciales vendidos en el estado. Estas normas mantienen una base de datos on-line.

Con respecto a los servicios públicos, el Estado de California ha tenido fuertes requisitos regulatorios en lo que se refiere a programas de eficiencia energética desde fines de los años '70. En 1975 se inició el primer plan de eficiencia energética orientado a reducir la peligrosa curva de consumo de sus habitantes y el alto precio de la energía.

Asimismo, desde 1990 a la fecha, la CPUC (*California Public Utilities Commission*) impuso a las 10 compañías eléctricas del Estado (que funcionan como monopolios verticales integrados, encargándose de generar, transmitir y distribuir la electricidad a los hogares e industrias) la construcción de un fondo denominado *Public Benefits Charge* (PBC) para generar políticas de gestión de demanda.

En el año 1996, el estado aprobó la reestructuración de su legislación (AB 1870), la cual creó el *Public Goods Charge* (PGC) para financiar programas de eficiencia energética (que proporciona aproximadamente USD 250 millones por año). Esto se complementó con el financiamiento directo de aproximadamente USD 900 millones, tanto para la eficiencia energética como para la reducción de la demanda durante la crisis eléctrica producida en California en los años 2000/2001.

En consecuencia, a lo largo de los años, las empresas de servicios públicos, propiedad de inversionistas de California, han ayudado a sus clientes a ahorrar miles de millones de dólares a través de programas de eficiencia energética. En la actualidad, *Pacific Gas and Electric Company*, *Southern California Edison*, *San Diego Gas & Electric* y *Southern California Gas Company* se han agrupado para ofrecer programas de eficiencia energética bajo los auspicios de la Comisión de Servicios Públicos de California. Estas empresas ofrecen asistencia de expertos, incentivos financieros y programas educativos para ayudar a sus clientes comerciales a reducir sus costos de energía sin sacrificar la comodidad ni la productividad.

Ahora bien, los programas relacionados con los servicios públicos se encuentran acompañados por medidas relacionadas al consumo residencial. Entre las distintas medidas se destaca el programa "*Retrofit Express*", que ofrece incentivos monetarios para favorecer mejoras de iluminación, refrigeración y aires acondicionados. Este programa se acompañó del "*Retrofit Efficiency Options*" que ofrece incentivos o financiamiento con tasas de interés subsidiadas para programas no incluidos dentro del programa "*Retrofit Express*", sobre todo los relacionados a torres de enfriamiento, motores y bombas.

En el año 2001, como reacción a una crisis sin precedentes del sector eléctrico, California respondió con una serie de iniciativas políticas. Las mismas involucraban un financiamiento adicional para programas de eficiencia energética, y el desarrollo de una importante campaña de información pública para promover la conservación de energía.

Los problemas de suministro de energía durante la crisis trajeron la atención de todo el país. La idea consistía en aplicar mecanismos alternativos en respuesta a la crisis, particularmente por el lado de la demanda. Los programas de incentivos al ahorro energético implementados fueron una copia de los programas implementados a lo largo del país. Entre ellos, se incluyen tarifas de precios en tiempo real, programas de corte de suministro en emergencia, programas de ahorro voluntario, programas de ofertas de demanda, y control de suministro directo:

- Tarifa de precios en tiempo real: esta medida expone a los consumidores a la volatilidad del precio del mercado mayorista. Esto es realizado con una tarifa en base horaria. Los consumidores que pueden responder rápidamente a altos precios o cambiar su consumo a períodos de precios más bajos pueden ver reducidas sus cuentas de electricidad.
- Programas de corte de suministro en emergencia: los consumidores deben reducir sus consumos a niveles predeterminados en respuesta a las órdenes del operador del sistema. A cambio de esta reducción, los consumidores son beneficiados con descuentos en sus tarifas eléctricas o reciben un pago directo por esta reducción.
- Programas de ahorro voluntario: los consumidores podrán reducir su consumo tras una petición del operador del sistema, pero el consumidor no tiene ninguna obligación contractual.
- Programas de oferta de consumo: este programa permiten a los consumidores especificar su propio nivel de reducción de consumo en un determinado tiempo y de hacerlo reciben un pago acorde con este nivel de reducción.

- Programas de control de suministro directo: por medio de esta medida se apagan cíclicamente los electrodomésticos de los consumidores, como aires acondicionados, calentadores de agua y bombas de piscina, durante tiempos de picos de demanda.

Entre los distintos programas, en particular, se destaca el programa “*Flex your Power*”, que ofrece reembolsos y premios en dinero por reducciones de consumo. Mediante el programa “*Save a Watt*”, se promueve el ahorro voluntario del consumo energético en horas picos de días de alta demanda, ayudando al balance oferta-demanda.

Además, los generadores ofrecen una variedad de programas de reducción de consumo de energía para distintos tipos de consumidores. Entre la gran variedad, se destaca el programa “*E-BIP*” (*Base Interruptible Program*) por medio del cual se realizan pagos por una reducción de consumo a un determinado nivel cuando el *California Independent System Operator* emite una noticia de suspensión de suministro, o en algún evento de emergencia. Por su parte, los entes estatales proporcionan la información de programas de incentivos a todos los consumidores en sus sitios Web. Los programas son conocidos por la gran mayoría de consumidores comerciales y residenciales.

Finalmente, cabe agregar que a partir de la puesta en marcha de estos programas se ha desarrollado un nuevo mercado. Compañías en esta industria están ofreciendo un amplio rango de servicios y productos que ayudan a los consumidores a aprovechar los incentivos económicos ofrecidos. Dispositivos de medición permiten a los clientes conocer su consumo, controlarlo y beneficiarse de ello.

Ahora bien, en total, más de USD 1.3 mil millones en fondos fue autorizado para las iniciativas de reducción de la demanda, lo que representó un aumento del 250% con respecto al gasto en el año 2000. En particular, el grado de énfasis de la política y el monto de financiamiento proporcionado para la eficiencia energética no tuvieron precedentes en la historia de EE.UU. La relación costo-beneficio de las medidas DSM implementadas se estima, en la actualidad, en 2.5: cada dólar invertido en programas de eficiencia energética puede representar USD 2.5 en beneficios para el régimen energético del Estado.

En el año 2001 California promedió un recorte del 10% en la demanda máxima durante los meses de verano, y el uso total de la electricidad se redujo un 6.7%. El resultado más significativo fue que California no volvió a experimentar cortes.

La experiencia en California durante la mencionada crisis del sector eléctrico ha demostrado que una política agresiva que incluya una gran campaña de información pública para la conservación de la energía, junto con el financiamiento ampliado para la ejecución directa de las medidas de eficiencia energética, podría lograr importantes reducciones de la demanda de energía.

2.3.3. México

En los últimos años, varios países de América Latina han implementado políticas de eficiencia tendientes a reducir el consumo de energía eléctrica. Los programas implementados en México han tomado una gran notoriedad debido a los resultados obtenidos.

Es importante destacar, que en 1989 se creó la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), el cual era un organismo público descentralizado dentro de la órbita de la Secretaría de Energía de México, aunque poseía autonomía técnica y operacional. Este organismo actuaba como un órgano técnico de consulta, en materia de ahorro y uso eficiente de energía, de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, los gobiernos de los estados y municipios, y de particulares, cuando lo soliciten.

El CONAE ha centralizado sus esfuerzos en la estandarización de las distintas actividades. Esta tarea se enmarca en las siguientes tareas:

- establecimiento de los Estándares Obligatorios y Oficiales de México en términos de eficiencia energética;
- asistencia técnica y respuesta a las consultas técnicas;
- promoción de alternativas tecnológicas relacionadas al ahorro energético; y
- desarrollo de programas de eficiencia energética.

En relación a este último punto, en 1995 México implementó su primer programa formal de gestión de la demanda de electricidad llamado “ILUMEX”. Este mismo se basó en la conformación de un fondo de alrededor de USD 23 millones en un contexto de recesión y devaluación del peso mexicano. Es decir, que este mismo no podría haberse constituido sino hubiese existido el apoyo financiero del Banco Mundial y el *Global Environment Facility* (GEF). En este programa, se compraron al por mayor lámparas compactas fluorescentes (CFLs), las cuales fueron distribuidas a los consumidores. En el marco de este programa, se distribuyeron 2.4 millones de lámparas, muy por encima del objetivo inicial de 1.75 millones de unidades.

Frente al éxito del programa “ILUMEX”, en 1998 se lanza el programa “FILUMEX”. A diferencia del anterior, este mismo no implicaba ningún subsidio directo al consumidor final. Por el contrario, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México y la empresa eléctrica estatal, llevaron adelante una campaña para promover el uso de las CFLs, aumentando la presión sobre la capacidad productiva de la industria de CFLs. De todos modos, la oferta pudo hacer frente a la crecimiento demanda, y en el año 2004 se vendieron 8.6 millones de lámparas.

En resumen, estos proyectos tenían como objetivo reemplazar las lámparas incandescentes, de mayor consumo eléctrico, por las CFLs. De este modo, se buscaba mejorar la eficiencia en la iluminación de los consumidores finales con el objetivo de reducir el consumo eléctrico.

A partir del año 1999, se inicia la reestructuración de la CONAE al dejar de ser una comisión intersecretarial, y se constituye como órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía. En este contexto, en 2005 se creó un Programa Sectorial de Eficiencia Energética, que incluía tres temáticas distintas (Estandarización, Transporte y Generación Distribuida) para seis sectores:

- Administración Pública Federal,
- Compañías Públicas,
- Municipios,
- Grandes Compañías Privadas,
- Pequeñas y Medianas Empresas, y
- Sector Social.

El programa de estandarización incluyó acciones para normalizar los productos y sistemas que tienen un potencial de ahorro de energía, y garantizar el cumplimiento de la Estándares Obligatorios y Oficiales de México (MOS). Esto fue realizado a través de la supervisión de la infraestructura y la evaluación de la conformidad a los mismos. Durante 2005, cuatro actualizaciones de los MOS fueron emitidos.

Los programas de transporte y generación distribuida, o bien carecían de vinculación con el

mercado eléctrico, o se referían a la implementación de energías limpias, sin relación directa con la demanda de electricidad. Brevemente, el primero (transporte) abarcaba principalmente la capacitación en el ahorro de combustible, mientras que el segundo (generación distribuida) incluía acciones relacionadas con la implementación de proyectos de cogeneración y energías renovables.

En el marco de estos programas se destacaron distintos incentivos y esquemas sectoriales. Por ejemplo, en la Administración Pública Federal se incluía actividades como la entrega del Premio Anual al Organismo que había logrado el mayor ahorro energético, así como el diagnóstico de optimización del sistema de iluminación de los edificios de la Administración Pública. Este último se basó en el análisis y diagnóstico de la correcta distribución de la iluminación en las distintas dependencias gubernamentales, en base a los requerimientos por ambiente y con el objetivo de estimular el uso eficiente y óptimo del recurso energético.

Simultáneamente, a nivel municipal se realizó el control de la cantidad de estudios energéticos sobre el sistema de alumbrado público municipal. También, se crearon comisiones para la conservación de energía eléctrica. Estas comisiones tenían como objetivo el diseño de medidas para la utilización eficiente de energía eléctrica.

En tercer lugar, los programas vinculados a las empresas privadas, ya sean grandes o pequeñas, incluían mecanismos de soporte y capacitación integral para la implementación de medidas de ahorro energético. En estos casos, la asistencia respecto al control de demanda y diseño del sistema de iluminación era provista por los entes gubernamentales, a los fines de mejorar el uso de la electricidad. De igual modo, el sector social recibió campañas tendientes a concientizar sobre el uso eficiente de la electricidad, al mismo tiempo que se realizaron entrenamientos y capacitaciones vinculadas al ahorro energético.

Desde su creación y hasta el año 2005, el CONAE redujo el consumo eléctrico en 14,450 GWh, más de 2,560 MW (un 5.5% del consumo potencial en 2010).

La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) reemplazó al CONAE en noviembre de 2008, a partir de la entrada en vigor de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía de ese mismo año. Esta última tiene como objetivo propiciar un aprovechamiento sustentable de la energía mediante el uso óptimo de la misma en todos sus procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo.

Por medio de la Ley de Aprovechamiento se reguló, en primer lugar, la implementación de programas de eficiencia, los cuales adquirieron una figura jurídica propia. “El Programa”, de acuerdo a lo establecido en la ley, es el “instrumento mediante el cual el Ejecutivo Federal [...] establecerá estrategias, objetivos, acciones y metas que permitan alcanzar el uso óptimo de la energía en todos los procesos y actividades para su explotación, producción, transformación, distribución y consumo”.

En segundo lugar, por medio de la Ley de Aprovechamiento se ordenó la creación del reglamento por el cual se establecerían los criterios para determinar cuando un usuario cuenta con un patrón de alto consumo de energía. De este modo, se podrá realizar un seguimiento de estos usuarios, así como implementar medidas de conservación de energía. Para lo mismo, se volvió obligatorio que los equipos y aparatos que requieran del suministro de energía para su funcionamiento deben cumplir con los criterios que se señalen en el reglamento, y deberán incluir de forma clara y visible información sobre su consumo energético.

Finalmente, los particulares podrán, en forma voluntaria, realizar el examen metodológico de sus operaciones respecto del grado de incorporación de la eficiencia energética, así como el grado de cumplimiento de la normativa en la materia y de los parámetros internacionales. Esta

práctica tiene como objetivo definir las medidas preventivas y correctivas necesarias para optimizar la eficiencia energética.

Ahora bien, es importante remarcar que la Comisión contaba con el apoyo del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), el cual fue fundado en 1990. El FIDE es un organismo privado con participación mixta, enfocado en llevar a cabo políticas de eficiencia directamente con los usuarios industriales, comerciales, residenciales y servicios municipales. Este organismo fue fundado por iniciativa de la CFE y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

El FIDE, principalmente, financia la implementación de los proyectos de ahorro de energía eléctrica, da asistencia técnica para el desarrollo de las iniciativas, y ofrece capacitación sobre temas de ahorro de energía. Del mismo modo, certifica la eficiencia energética de los aparatos eléctricos (sello FIDE), proporciona materiales educativos sobre ahorro de energía eléctrica, y vende lámparas fluorescentes compactas.

Entre las principales medidas implementadas en el sector industrial, se destaca el financiamiento de la sustitución de equipos ineficientes, la aplicación de la automatización y el control de la demanda, y la optimización de los procesos productivos. En el sector comercial, el financiamiento está dirigido a sustituir equipos ineficientes en los edificios y la sustitución de los sistemas de refrigeración de agua.

En el sector residencial se incentivaron las “casas eficientes”, que hacen un mejor uso de los recursos energéticos que una casa convencional, sustituyendo, por ejemplo, la iluminación convencional con Led's. A nivel municipal el FIDE da asesoramiento técnico en la aplicación de la "Nueva Tecnología": gestión y adquisición de productos eficientes para el bombeo de agua potable y el alumbrado público.

Para finales del 2007, el FIDE había llevado adelante 26,942 diagnósticos eléctricos junto con 3,899 proyectos de ahorro de electricidad, generando una caída del consumo de 13,750 GWh (5.2% del consumo potencial de 2010).

Entre los programas actuales del FIDE se destacan:

- Eco-Crédito Empresarial: diseñado para apoyar al sector empresarial, mediante el financiamiento preferencial en la sustitución de equipos obsoletos por aquellos de alta eficiencia aprobados por el FIDE.
- Eficiencia Energética en el Sector Agroalimentario (PEESA): dirigido a los productores del sector agrícola. Entre sus objetivos está promover y favorecer el uso de equipos y tecnologías de alta eficiencia.
- Sello FIDE: distintivo que se otorga a productos que inciden directa o indirectamente en el ahorro de energía eléctrica.
- Educación para el Uso Racional y Ahorro de la Energía Eléctrica (EDUCAREE): en centros educativos, culturales, organismos de participación social, empresas y organismos internacionales, se fomenta la formación de las personas en la cultura del ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica.
- Premio Nacional de Ahorro de Energía Eléctrica (PNAEE): es un reconocimiento público anual que se otorga a las empresas e instituciones que se hayan destacado por los esfuerzos y logros obtenidos en el uso racional y eficiente de la energía eléctrica.
- Horario de Verano: su principal objetivo es hacer un mejor uso de la luz solar durante los meses de mayor insolación, para reducir el consumo de energía eléctrica utilizada en iluminación. El horario de verano inicia a las dos horas del primer domingo de abril y

concluye a las dos horas del último domingo de octubre, a excepción de los municipios ubicados en la franja fronteriza norte.

2.3.4. Brasil

En Brasil, diversas iniciativas en el área de eficiencia energética vienen siendo ejecutadas por agentes públicos y privados desde la década de 1980. A fines de la década siguiente, nuevos actores se incorporaron a la toma de decisiones y comenzaron a destinarse cuantiosos recursos en esas actividades.

En 1984 el Instituto Nacional de Metrología, Normalización y Calidad Industrial (INMETRO) estableció parámetros de eficiencia energética para los electrodomésticos y coordinó el “Programa Brasileño de Etiquetado de Desempeño” (PBE). Este último implicó 40 Programas de Evaluación de la Conformidad de máquinas y aparatos consumidores de energía. Los programas usan la Etiqueta Nacional de Conservación de Energía (ENCE), que clasifica los aparatos en zonas, de "A" (más eficiente) a "E" (menos eficiente), para informar el consumo de energía. El PBE tenía como principales objetivos prestar información útil para una decisión consciente de compra, estimular la competencia de industrias, promover la innovación y evolución tecnológica.

En 1985 se creó el “Programa Nacional de Conservación de la Energía Eléctrica” (PROCEL). Este se encuentra coordinado por el Ministerio de Minas y Energía, y es ejecutado por la Empresa Estatal Electrobras. En cuanto a su financiamiento, los recursos de la propia empresa y la Reserva Global de Reversión –un fondo federal creado con los recursos de las empresas concesionarias- conforman las principales fuentes. De todos modos, PROCEL también cuenta con fondos de entidades internacionales, por ejemplo del *Global Environmental Facility* (GEF).

El objetivo principal de este programa es la racionalización de la producción y del consumo de energía eléctrica, para que se eliminen los desperdicios y se reduzcan los costos y las inversiones sectoriales. Las áreas de aplicación del mismo son el sector comercial y residencial (PROCEL Edifica), sanidad (PROCEL Sanear), industrial (PROCEL Industria), poderes públicos (PROCEL EPP) y alumbrado público (PROCEL Reluz), entre otros.

En particular, el sector comercial representa el 16% de los programas del PROCEL, entre los que se da apoyo técnico en la optimización en términos del desempeño energético de los inmuebles. Esto se realiza mediante la implementación de proyectos destinados a mejorar la utilización de los recursos energéticos, y desarrollar un sistema de información (PROCELINFO) para diseminar las experiencias pasadas, a los fines de informar y concientizar sobre la eficiencia energética.

Respecto al sector industria, el PROCEL estimula la reducción de pérdidas energéticas a través de acuerdos con las empresas para implementar programas de reducción de pérdidas en los sistemas de transportes internos. Estos programas representan el 46% del esfuerzo del programa nacional.

Asimismo, se promueve, por medio de acciones directas, el uso eficiente de la energía eléctrica y agua en los sistemas de sanidad, representando el 3% del esfuerzo del ministerio. Es importante remarcar que estas medidas tienen una visión integrada entre la utilización eficiente y estratégica de los recursos, en especial, para evitar fallas y escasez de agua para la generación hidroeléctrica.

Aún más, el PROCEL EPP (6% del total de los programas implementados) prevé inversiones en propiedades que tienen a la administración pública como gerente y administrador. Estas unidades deben promover mejoras en la calidad de los sistemas de iluminación, refrigeración,

fuerza de propulsión y otros sistemas pertinentes. En cuanto a la iluminación pública, PROCEL promueve el desarrollo de sistemas eficientes para el alumbrado público.

Del mismo modo, se ha desarrollado el sello PROCEL con el objetivo de indicar al consumidor los productos con los mejores niveles de eficiencia energética dentro de cada categoría establecida en el “Programa Brasileño de Etiquetado” iniciado en 1984. Es decir, que un equipo de la clase A del PBE puede no ser el más eficiente, y así no tener el Sello PROCEL. De este modo, se otorga anualmente el sello PROCEL a los mejores equipamientos de cada categoría, volviéndose un importante instrumento de *marketing* para los productos eficientes del mercado.

Desde su creación y en los posteriores 20 años, el programa había invertido aproximadamente USD 556 millones, logrando un ahorro energético de 24.598 GWh por año (8.7% del consumo promedio anual), expresado en una capacidad de generación equivalente a 6.612 MW. Asimismo, los objetivos a 2015 del programa son la reducción de 130 millones de MWh (17.8% del consumo potencial del 2010), evitando la instalación de 25,000 MW en capacidad de generación.

En el año 2000 se sanciona la Ley N° 9991, referida a la inversión en investigación, desarrollo y eficiencia. Por medio de esta ley se creó el Programa de Eficiencia Energética de las Empresas Distribuidoras por el cual se dispuso que los contratos de concesión firmados con la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) establece obligaciones y cargos ante el otorgante en términos de eficiencia energética. Una de esas obligaciones es la de utilizar anualmente la cantidad de al menos el 0.5% de los ingresos netos de explotación en acciones que tienen como objetivo combatir el desperdicio de electricidad.

En este contexto, las empresas distribuidoras deben presentar a la ANEEL, en cualquier momento, proyectos de eficiencia energética y lucha contra el despilfarro de energía eléctrica, cumpliendo con los lineamientos establecidos en el Manual para la Preparación de la Efectividad del Programa Energía (MPEE). Este último fue elaborado en base a la Ley N° 9991.

Paralelamente, en el 2000 fue iniciado el “Programa Reluz”, el cual se encuentra vinculado al alumbrado público. Este programa tiene como objetivo la modernización de los sistemas existentes y la expansión de los servicios públicos de alumbrado público. Para lo mismo, se otorgan créditos de hasta un 75% del valor total del proyecto, con 24 meses de gracia, tasa de interés del 5% al año y cargos de administración del 1.5%. En los últimos 10 años, este programa ha conseguido cambiar casi la totalidad de la capacidad instalada de alumbrado público del país.

Posteriormente, fue sancionada la Ley N° 10295 (Ley de Eficiencia Energética), la cual hace referencia a la Política Nacional de Conservación y Uso Racional de Energía. Los objetivos principales de esta ley son el establecimiento de niveles máximos de consumo, o mínimos de eficiencia para las distintas máquinas y aparatos consumidores de energía, de acuerdo a las categorías establecidas en el Programa Brasileño de Etiquetado de Desempeño. De este modo, se prohíbe que entren al mercado productos que no atiendan a niveles aceptables de eficiencia energética para cada categoría. Además, se prevé la evolución de los niveles máximos de eficiencia: después de cierto tiempo los índices mínimos deben ser superados (A pasa a ser B).

Asimismo, la ley establece la necesidad de elaborar un programa de metas por producto, hacia el establecimiento de una progresiva mejora de los índices de eficiencia. En este contexto, se define el arreglo institucional vinculado a los requerimientos que establece la ley. De este modo, se define, por un lado, al Comité Gestor de Indicadores y Niveles de Eficiencia Energética (CGIEE) compuesto por distintos organismos públicos (Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Ciencia y Tecnología, Ministerio de Comercio e Industria, ANEEL, la Agencia Nacional de

Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles) así como representantes de la Universidad de Brasil y de la ciudadanía. Los niveles mínimos de eficiencia energética exigidos del desempeño de los productos son definidos por el CGIEE. Por el otro lado, se establece un grupo de apoyo para actividades específicas, donde se encuentra el PROCEL y el INMETRO.

El Fondo de Aval para ESCOs (empresas de servicios eléctricos) fue creado en 2006 por el Banco Nacional de Desarrollo Económico (BNDES). Este fondo, denominado PROSECO financia proyectos que contribuyen a alcanzar economías de energía en diversas áreas de uso finales: iluminación, motores, aire comprimido, etc. Sin embargo, pocas empresas hacen uso de este fondo.

Finalmente, desde el año 2009 rigen en Brasil los Impuestos Diferenciados para Equipamientos Eficientes (IPI). La alícuota de este impuesto refleja los diferentes índices de eficiencia de los electrodomésticos de la línea blanca.

Si bien se ha demostrado que Brasil posee una muy rica experiencia en la promoción de la eficiencia energética, las diversas iniciativas no constituían un conjunto de acciones coordinadas, sistemáticas y permanentes a lo largo del tiempo, con inversiones programadas y metas físicas integradas a la política energética nacional. Sin embargo, con la publicación del Plan de Eficiencia Energética 2030 se tomó la primera medida coordinada en el país.

El Plan de Eficiencia Energética 2030 fue publicado en octubre del 2011, y su principal objetivo es presentar directrices y premisas para introducir la eficiencia energética en la agenda de planificación brasileña. Este plan cuenta con directrices para diferentes temáticas donde se destacan la industria, la iluminación pública, educación, edificios públicos, etc. De este modo, es posible organizar y orientar las políticas públicas, consiguiendo una mayor sinergia y eficacia en los distintos programas adoptados. Independientemente de ello, el objetivo impuesto para el año 2030 es de un ahorro de por lo menos el 10% del consumo eléctrico proyectado, equivalente a 106 TWh por año

2.3.5. Uruguay

En Uruguay, la necesidad de implementar políticas de gestión de demanda ha venido tomando cuerpo en los últimos 10 años. Si bien la crisis petrolera impactó de manera dura en el país, el gobierno de facto no apuntó a la implementación de políticas de eficiencia, sino que enfocó su accionar hacia algunas medidas de carácter coyuntural como el cambio horario. Sin embargo, dicha medida se suspendió posteriormente. El mismo comportamiento se verificó con las sequías de 1979 y 1989, que afectaron la generación hidroeléctrica.

En este sentido, es importante mencionar la campaña implementada por UTE (empresa pública estatal integrada verticalmente). Esta empresa presentaba problemas financieros por lo que comenzó con la campaña “Usemos todo eléctrico”. Por el mismo, se implementó, con carácter promocional y por 6 meses, una bonificación de 50% del precio del KWh que se encuentre por arriba del consumo esperado. Esta bonificación era incorporada en la facturación mensual de los clientes residenciales, comerciales e industriales. De esta experiencia, se debe concluir que hay que tener mucho cuidado con las señales de precio que desde el sector eléctrico se envía a la población, en particular porque la demanda de electricidad es una demanda derivada.

Ante esta situación, en 1994 la UTE estableció las tarifas horarias. Es decir, tarifas que contenían señales de precios que penalizaban el consumo horario de punta del sistema. Con anterioridad se había diseñado un esquema tarifario en escalones crecientes, que apuntó a subsidiar el consumo considerado básico –hasta 100 KWh- y que continúa también siendo un instrumento de promoción de la eficiencia energética.

A fines de la década de 1990, la UTE comienza a implementar acciones de divulgación a nivel escolar acerca de las bondades de la gestión de la demanda de electricidad. Además, se comenzó a promover la difusión de equipos basados en las tecnologías funcionales al logro de los objetivos buscados. En denominado “SuperPlan” incluyó, en una primera instancia, a las tecnologías vinculadas al calentamiento de agua, calefacción y aire acondicionado. En una segunda y tercer etapa, el plan se extendió a todas las tecnologías de la llamada línea blanca, con el fundamento que se trataba de equipos que podía ser reprogramados hacia horarios de menor consumo, y en otros casos, como los televisores, se pretendía una ganancia de eficiencia con la sustitución de energía más modernas. El posterior “Plan Refresque” se enfocaba específicamente en la sustitución de heladeras antiguas por más modernas.

La instalación definitiva de la preocupación para la eficiencia energética viene en 2000, con un préstamo del Banco Mundial a la UTE. Luego de varios años de negociación y un largo proceso, en 2004 se acordó la implementación del “Proyecto PEE-UY”. Este duraría 6 años y su objetivo era la implementación de un Programa Nacional por un monto de USD 21 millones. El proyecto cuenta con acciones de carácter regulatorio, institucional, cultural y económico, buscando aumentar la demanda de tecnologías eficientes.

El programa cuenta con tres líneas de acción:

- Desarrollo del mercado de ESCOs mediante la creación de un Fondo de Eficiencia que sirva de apoyo financiero, creación de una ESCO en UTE que funcione como facilitador y promotor a través de acuerdos con otras ESCOs, y programas de capacitación.
- Etiquetado de equipos consumidores al elaborar las normas de eficiencia e implementación de un sistema
- Actividades de difusión y enseñanza en niveles primarios y secundarios (formación de ciudadanos), charlas técnicas a nivel sectorial, y lanzamiento del premio nacional de eficiencia energética.

El programa ha venido desarrollándose en forma exitosa con la sanción de las Normas Técnicas Nacionales de Eficiencia, el etiquetado de los equipos, la inauguración en 2009 del Laboratorio de Ensayos de Eficiencia de UTE, la creación del premio nacional a partir de 2009, la creación del Plan Energético Interinstitucional –por el cual desde 2008 se obliga a todas las dependencias del gobierno a implementar planes internos destinados al uso eficiente de energía y se prohíbe la utilización de lámparas incandescentes-, y la creación del programa “Juntando Energía” y el libre “La energía es increíble”, los cuales buscaron crear una cultura de preservación de la energía en las generaciones más jóvenes, incluyendo guías y capacitaciones para los profesores.

Un hito importante fue la conformación del Subgrupo 9 del Mercosur, con el objetivo de generar una agenda de trabajo conjunta relacionada a temas de Minería y Energía. La comisión sobre Racionalidad, Calidad y Productividad fue creada como un órgano del Subgrupo 9, y su objetivo es la de avanzar en la implementación de acciones conjuntas en materia de uso racional de la energía. En este sentido, en 2008 se aprobó un proyecto de cooperación técnica con financiamiento de la Agencia de Cooperación Internacional de Japón. En el marco de este proyecto, los técnicos de Uruguay concurren a Japón para intercambiar experiencias.

2.4. EFECTO DE POLÍTICAS DSM: ANÁLISIS TOP DOWN

Analizar el efecto sobre el consumo de electricidad de una política de gestión de demanda, implica en último término estimar un ahorro energético producto de la implementación de dicha medida. Este efecto es consecuencia de lo que se denomina “desacople económico”. Este

proceso implica que la relación entre el Producto Bruto Interno (PBI) per cápita y la demanda de electricidad no es constante a lo largo del tiempo, sino que puede variar produciendo cambios estructurales en las series de consumo. En este contexto, a lo largo de esta sección se analizar los efectos que las políticas DSM han tenido sobre el consumo de electricidad de cada país de la muestra seleccionada.

2.4.1. Metodología usada

El estudio de las políticas de gestión de la demanda a partir de la muestra de países se ha realizado en base a dos enfoques. El primero de ellos corresponde al desacople económico de la demanda, entendido este último como un cambio estructural¹ en la serie de tiempo de consumo, afectando principalmente la elasticidad ingreso de la misma. Las políticas de gestión de demanda, como ya ha sido explicado, generan una caída de la elasticidad ingreso de la demanda, llevando a menores tasas de crecimiento de largo plazo.

En particular, este análisis implica identificar, en la medida de lo posible, indicios de la caída relativa en la pendiente de la serie de consumo respecto del crecimiento del producto bruto per cápita, lo que podría ser identificado por medio de test de cambio estructural².

Por el otro lado, el análisis busca estimar el ahorro en términos de consumo de electricidad, como consecuencia del desacople económico. Estos resultados podrán ser extrapolados a la economía chilena, representando una estimación del potencial ahorro. Sin embargo, este análisis tiene limitaciones prácticas, como puede ser la estimación a partir de valores no observados. No obstante, se proponen métodos que permitirán identificar caídas en el consumo de electricidad producto de la implementación de políticas energéticas, y eventuales dinámicas que compensen el desacople económico y generen un mayor consumo energético.

Es importante remarcar que identificar el año donde comienza la implementación de dichos programas de eficiencia energética es una tarea de suma importancia, dado que el análisis cuantitativo es relativo a dicho año, el cual denominaremos “año pivot”.

A continuación se procederá a describir cada uno de las técnicas empleadas

a.1) Análisis Gráfico

Este análisis posibilita tener una primera idea de los resultados que se obtendrán en el análisis cuantitativo de los datos, lo que permite al investigador formarse una primera conceptualización de posibles cambios estructurales. En particular, este análisis permite identificar la tendencia de las series, los posibles cambios estructurales y caídas en la pendiente. Estas podrían ser producto de una mejora en la eficiencia energética por lo que deben estar referenciadas a un año pivot. No obstante, el carácter multivariado del concepto de eficiencia, así como la diversidad de dinámicas que actúan sobre el consumo de electricidad podrían generar dificultades para identificar cambios en las series generados, exclusivamente, por políticas de

¹ Cambio en la estructura fundamental de la economía que afecta el largo plazo.

² En econometría, existen tests de cambio estructural que permiten probar si los coeficientes estimados en un modelo son constantes. Existe cambio estructural cuando hay un cambio en la serie de tiempo, es decir, cuando cambian los coeficientes del modelo.

gestión de demanda.

a.2) Análisis Econométrico: Test de Cambio Estructural

Un modelo econométrico simple se plantea como una representación analítica de un determinado sistema de relaciones entre variables; unas relaciones que, en su conjunto, definen una determinada estructura. Los modelos econométricos representan las relaciones de esa estructura a partir de un conjunto de parámetros que ligan, para cada ecuación del modelo, la variable endógena y la variable explicativa:

$$Y_t = \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i} + \dots + \mu_t \quad (1)$$

Donde, Y representa la variable dependiente, X_{ti} son las variables explicativas utilizadas para explicar la evolución de la variable endógena, β_i representa el parámetro estimado para cada variable X_{ti} , y μ_t representa el término de error.

La definición analítica del modelo establece como hipótesis de partida que los parámetros asociados a cada variable exógena son únicos y válidos para representar la relación entre las variables, a lo largo (o ancho) de la muestra de datos seleccionados en el análisis. Es decir, que la relación analítica es idéntica para todas las observaciones muestrales.

En caso de que esta hipótesis de permanencia de los parámetros se incumpla, estamos en presencia de un cambio estructural que, por tanto, se define como la evidencia de alteración significativa de los parámetros del modelo a lo largo de la muestra utilizada.

Inicialmente, y en términos generales, cierto grado de cambio estructural es inevitable. Efectivamente, la econometría se interesa en observar la compleja interrelación entre las variables de un sistema económico. La mayor parte de los sistemas multivariantes no son sistemas estables, estáticos y en equilibrio. Por lo tanto, los sistemas analizados mediante un enfoque econométrico presentaran siempre cierta variabilidad estructural.

Independientemente de ello, en varias circunstancias existe una alteración exógena de la estructura analítica a lo largo del periodo analizado. No se trata, en este caso, de la evolución natural y progresiva de todo sistema, sino de un cambio significativo. En concreto, la implementación de políticas de gestión de demanda genera un punto de ruptura que altera el sistema analizado.

La detección del cambio estructural puede llevarse a cabo de muy distintos modos. En el caso concreto de este estudio se propone utilizar el test de Chow, el cual no busca cambios estructurales en la muestra, sino que confirma o desmiente una sospecha previa de cambio estructural por parte del modelizador. Así pues, es necesario conocer a priori el punto de ruptura o año pivote. No obstante, este año no necesariamente debe ser el año en que se implementó la primera política de eficiencia energética, ya que errores en el diseño de la misma, la existencia de periodos de implementación, y la diferencia entre la fecha de inicio y la respuesta de los usuarios dificultan el análisis. De todos modos, conocer el periodo de sanción e implementación de una norma o plan otorga un indicio sobre el punto de ruptura.

La utilización del test de Chow reside en el carácter de este estudio y de las características propias del mismo. En primer lugar, el test de Chow es la técnica más difundida y fácil para comprender el concepto de cambio estructural. Asimismo, otras técnicas como han de ser el método *Bai-Perron*, *UDMax* o *SupF* son derivaciones o ampliaciones de la técnica de Chow.

En segundo lugar, las técnicas complementarias -que en algunos casos varían un año a lo largo de una muestra y analizan el valor de los errores al cuadrado o del estadístico F de Snedecor, y en otros se van construyendo muestras cada vez pequeñas- no permiten encontrar quiebres

múltiples. Sin embargo, el objetivo central de este estudio es comprobar estadísticamente la sospecha sobre un año en particular, tarea que solamente nos permite el test de Chow.

En concreto, el test de Chow es un test estadístico que prueba si los coeficientes en dos regresiones lineales en dos muestras son iguales. Supongamos el siguiente modelo sencillo,

$$Y_t = \alpha + \beta X_t + \mu_t \quad (2)$$

Donde α representa la constante de regresión, Y_t representa la variable dependiente en el año t , β el coeficiente asociado a la variable exógena, X_t representa la variable explicativa en el momento t , y μ_t representa el término de error.

Si dividimos nuestra serie en dos muestras, a partir de un año pivó T entonces tendremos dos modelos de regresión, representados en las ecuaciones (3) y (4):

$$Y_{t < T} = \alpha_1 + \beta_1 X_{t < T} + \mu_{t < T} \quad (3)$$

$$Y_{t > T} = \alpha_2 + \beta_2 X_{t > T} + \mu_{t > T} \quad (4)$$

Donde α_i representa la constante de regresión para el modelo i ; β_i representa el coeficiente asociado a la variable independiente para el modelo i ; $Y_{t < T}$ representa la variable dependiente para todos los años anteriores al año pivó; $Y_{t > T}$ es la variable explicada para todos los años posteriores al año pivó; $X_{t < T}$ representa la variable exógena para los años inferiores al año T ; $X_{t > T}$ representa la variable explicativa para todos los años superiores al punto de ruptura; y μ_t representa el término de error.

Entonces, el test de Chow permite comparar la constante de regresión y la elasticidad ingreso de los modelos definidos en las ecuaciones (3) y (4), a los fines de determinar si los mismos son iguales o si existe un cambio estructural. Para lo mismo, rechazando la hipótesis nula de igualdad de los parámetros dado un nivel de confianza habitual (1%, 5% y 10%) se determina la existencia de un cambio estructural en el año pivó. Es importante remarcar que las muestras pueden o no contar con la misma cantidad de observaciones.

Dentro de la definición genérica de cambio estructural como falta de estabilidad en los parámetros, conviene distinguir varios casos concretos que conectan con problemas distintos:

- Cambio en un coeficiente de pendiente: en estos casos, uno de los coeficientes asociados a una variable exógena no es constante, indicando el cambio en la relación entre las variables.
- Cambio en el término independiente: la constante del modelo propuesto es la que se modifica, lo que no implica un cambio en la relación entre las variables, sino que incluso esta última puede mantenerse constante.
- Cambio en la pendiente y la ordenada al origen: esta situación es una combinación de las dos anteriores, donde no solo se afecta la relación entre las variables sino también el término independiente.

En consecuencia, frente a la presencia de una ruptura de la evolución de la serie es importante definir el carácter del cambio estructural. Para lo mismo, la teoría econométrica se ha apoyado en la utilización de regresión con variables dicotómicas (*dummy*), que tomen valor 1 desde el año pivó en adelante. A los fines prácticos, la incorporación de una variable *dummy* afectando el nivel de la ordenada al origen, y otra afectando la pendiente, nos permitirá identificar el cambio sobre la relación y el término independiente de nuestro modelo propuesto:

$$Y_t = \alpha + \beta X_t + \delta (@year > T) + \gamma [(@year > T) * X_t] + \mu_t \quad (5)$$

Donde ($@year > T$) es la variable *dummy* que adquiere valores iguales a 1 desde el momento T y afecta la ordenada al origen, y $(@year > T) * X_t$ representa la variable *dummy* que condiciona la pendiente.

A partir del análisis de la significatividad y del signo de los coeficientes de la ecuación ⁽⁵⁾ podemos determinar el carácter del cambio estructural.

Ahora bien, en esta sección del trabajo se utilizarán Modelos de Ajuste Parcial. El principal motivo es que el objetivo final es entender los cambios en la estructura del consumo de electricidad. De este modo, esta sección se diferencia de lo realizado en otras partes del estudio, donde fueron utilizados modelos ARIMA, los cuales buscan la proyección del consumo de electricidad.

a.3) Estimación del Ahorro Energético

El ahorro energético supone un ahorro de los recursos energéticos para fomentar un desarrollo sustentable y aliviar la carga sobre el sistema de distribución y transporte de electricidad. A lo largo de los años, los distintos países han sido capaces de reducir sus niveles de consumo a partir de la implementación de políticas de gestión de demanda.

Ahora bien, estimar el monto de energía eléctrica que no fue consumida (ahorro energético) como consecuencia de una política de gestión de demanda, implica comparar el valor observado de consumo con un nivel no observado. Sin embargo, estos valores no observados *ex-post* no se encuentran disponibles.

En este contexto, en términos generales son utilizados individuos de control a los fines de estimar dicho ahorro. Estos últimos corresponden a economías que poseen la misma estructura productiva, demográfica, geográfica, climática, u otras, que el individuo de interés. Es decir, la única diferencia entre el individuo de control y el de interés será la implementación de la política de gestión de demanda, constituyendo el primero un caso *ceteris paribus* del segundo.

En este trabajo, no obstante, se cuenta con una dificultad práctica. La metodología propuesta se basa en el análisis macroeconómico de países, por lo que no es posible contar con individuos de control. Distinta es la situación de una provincia o ciudad, donde si bien puede no existir un individuo de control perfecto, existen aproximaciones a los mismos.

Por lo tanto, el ahorro energético fue calculado a partir de la comparación entre el valor observado real del consumo de electricidad con la proyección del consumo, a partir del año pivote. Esta metodología, permite mantener las condiciones estructurales de aquel periodo sin incorporar el efecto de la política de gestión de la demanda.

A los fines prácticos, este método implica la estimación de un modelo de regresión para el periodo previo a la implementación de la política o plan de eficiencia energética. A partir de este modelo, se podrá proyectar el consumo eléctrico construyendo una aproximación del consumo no observado. Si bien esta técnica resulta ser simple, lo cierto es que permite obtener una demanda de electricidad *ceteris paribus* (al año pivote).

Sin embargo, estos análisis presentan problemas prácticos concretos, que provienen del carácter multivariado del concepto de eficiencia y desacople económico. En primer lugar, el desacople económico producto de una mejora en la eficiencia puede encontrarse compensado por otros efectos. Por ejemplo, un cambio en la política de precios alteraría el análisis a nivel macroeconómico. Asimismo, diversas dinámicas y cambios estructurales distintos al cambio en la política de gestión de demanda (crisis económicas, *shocks* exógenos, etc.) podrían haber afectado los valores observados.

En segundo lugar, la estimación *ceteris paribus* podría encontrarse viciada producto de no incorporar otras dinámicas y cambios estructurales distintos de la política de gestión de demanda identificada, alterando el análisis. Es importante remarcar que muchas de estas dinámicas pueden ser cuantificables como son los cambios tecnológicos o climáticos, pero muchas otras no cuantificables, como son los cambios culturales y de preferencias.

En conclusión, este método sencillo permite estimar un ahorro energético por país, adquiriendo una dimensión del impacto de la normas. Sin embargo, dicho resultado puede estar sobreestimado o subestimado por diversas dinámicas que afecten el análisis. Por lo tanto, se debe ser muy cuidadoso al momento de asignar el monto en términos de GWh a un set de políticas

2.4.2. Resultados

Análogamente a lo realizado en el capítulo “RELACION CONSUMO ELECTRICICO Y CRECIMIENTO ECONOMICO: ANALISIS COMPARATIVO”, del TOMO I de este estudio, para esta parte del estudio fue necesario construir una base de datos en base a información provista por la CNE y relevada por el consultor, y en particular, obtenida de la *International Energy Agency* (IEA) y la *Organización de las Naciones Unidas* (UN, por sus siglas en inglés). La elección de estas fuentes de información se debe principalmente a la extensión de las series, lo que permite realizar un estudio más robusto en términos estadísticos; factor de suma importancia para chequear los cambios estructurales.

La información correspondiente a la IEA se encontraba disponible para las últimas cuatro décadas a paso anual. En particular:

- PBI (PPP)
 - 1971-2011 (41 datos) para Brasil y Uruguay.
 - 1971-2012 (42 datos) para México.
 - 1960-2012 (53 datos) para Holanda y EE.UU.
- Consumo de Energía Eléctrica (GWh)
 - 1971-2011 (41 datos) para Brasil, Uruguay y México.
 - 1960-2011 (52 datos) para EE.UU y Holanda.

Asimismo, las series de población se tomaron del sitio de la UN, el cual contenía información de población para los años comprendidos dentro del período 1960-2010 (51 datos).

Teniendo en cuenta los datos correspondientes a la IEA, anteriormente descritos, y la extensión de las series de población de UN, las series de PBI per cápita (PPP) se encontraron disponibles para los siguientes años:

- 1971-2010 (40 datos) para Brasil, Perú, Uruguay y México.
- 1960-2010 (51 datos) para EE.UU y Portugal.

A los fines de ampliar el análisis considerando el Estado de California, se recopiló información de la *Bureau of Economic Analysis* (BEA), la cual incluye datos de PBI real per cápita -USD encadenados a 1997- por estado desde 1987 a 1997 en base a la metodología industrial SIC, y desde 1997 a 2013 en base a la metodología NAICS. Por medio del empalme de las series se logró construir una serie desde 1987 a 2013 (27 datos). Asimismo, este organismo contaba con información de población por estado desde 1969 a 2012. Sin embargo, a los fines de mantener una consistencia en el análisis fue considerada la información hasta el año 2010 (24

observaciones).

a.1) Análisis Gráfico

Como se ha mencionado con anterioridad, el análisis gráfico permite formarse una primera idea de los resultados que se obtendrán en el análisis cuantitativo, pudiendo identificar la presencia (o ausencia) de posibles cambios estructurales. Estos últimos pueden verse reflejados en cambios en las pendientes de las series, lo cual indica, *a priori*, un cambio de la variable dependiente. Los gráficos tendenciales pueden encontrarse en el ANEXO VI – POLÍTICAS DE GESTIÓN DE DEMANDA.

Tal como puede apreciarse en los gráficos de los países desarrollados y el Estado de California, los cambios en las pendientes de las series de consumo eléctrico parecerían ser más notorios, dado el nivel de desarrollo de mercado que exhiben las economías pertenecientes a esta sub-muestra. Por otro lado, para el caso de los países en vías de desarrollo, las pendientes de las series exhiben variaciones pequeñas a lo largo del horizonte estudiado, lo cual dificulta la determinación de un cambio estructural. De todos modos, las variaciones en la pendiente son muy suaves, lo que implica pequeños cambios en la relación de largo plazo.

Dado que el análisis busca estimar el ahorro en términos de consumo de electricidad como consecuencia del desacople económico generado por la implementación de políticas DSM, identificar el año donde comienza la implementación de dichos programas (año pivót) es una tarea de suma importancia.

Si bien el análisis gráfico de las series constituye una herramienta necesaria para comenzar el análisis, el carácter multivariado del concepto de eficiencia, así como la diversidad de dinámicas que actúan sobre el consumo de electricidad, imposibilita definir con exactitud el año pivót a partir del estudio de los gráficos de tendencia. Sin embargo, a partir de la investigación histórica que se realizó sobre las políticas y programas de eficiencia energética a lo largo de la muestra de países considerados, se pudieron obtener ciertos indicios sobre el año pivót.

Sobre la base tanto de la investigación histórica realizada como del análisis gráfico de las series, se ha asignado un año pivót a cada país estudiado, donde se sospecha sobre posible la existencia de un cambio estructural, tal como se puede apreciar en la Tabla 1.

En conclusión, el concepto de eficiencia energética debe ser abordado con cuidado, teniendo en cuenta el carácter multivariado del mismo. En rigor, una visión completa implicaría comprender que otras dinámicas o políticas pueden estar afectando el consumo eléctrico al momento de analizar los efectos de las políticas de eficiencia energética tendientes a reducir el consumo de electricidad

Tabla 1 - Años Pívot seleccionados por País

País	Año Pívot	Justificación de la Elección
México	1990	Creación de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) y primera implementación de planes de eficiencia energética.
Brasil	1984	Implementación del Programa Brasileño de Etiquetado de Desempeño (PBE), coordinado por el Instituto Nacional de Metrología, Normalización y Calidad Industrial (INMETRO).
Uruguay	2003	Aprobación del Plan de Eficiencia.
Estados Unidos	1978	Comienzo de implementación de Políticas de Eficiencia energética.
Holanda	1989	Implementación de Planes de Eficiencia Energética en la Industria.

País	Año Pívor	Justificación de la Elección
California	2002	Reestructuración de Medidas de Eficiencia Energética.

Fuente: Elaboración propia en base a información histórica recopilada

Llegada esta instancia es importante mencionar que si bien los años pívor seleccionados para el análisis de existencia de cambio estructural se corresponden con años de inestabilidad económica, no constituyen crisis económicas abruptas, ya que caso contrario, dado el carácter multivariado que posee el concepto de eficiencia energética, cambios en la pendiente de las series pueden verse influenciados por grandes crisis macroeconómicas y no exclusivamente por políticas del tipo DSM.

Con el objetivo de robustecer el análisis, y teniendo en cuenta que toda política de eficiencia energética produce un ahorro energético generando una caída de la elasticidad ingreso de la demanda, se presenta la Tabla 2 que muestra los valores de las elasticidades pre y post año pívor para cada país de la muestra:

Tabla 2 - Elasticidades pre y post Año Pívor por País

		Holanda (1989)	EE.UU. (1978)	California (2002)	México (1990)	Brasil (1984)	Uruguay (2003)
Período Pre Pívor	PIBpc	2,5%	2,7%	1,7%	1,7%	3,0%	1,1%
	Cosumo EE	5,8%	6,0%	1,3%	7,4%	10,4%	3,7%
	Elasticidad ingreso	2,31	2,23	0,77	4,30	3,53	3,34
Período Post Pívor	PIBpc	1,8%	1,6%	0,8%	1,0%	1,6%	5,7%
	Consumo EE	2,0%	2,1%	1,2%	3,7%	4,1%	5,9%
	Elasticidad ingreso	1,12	1,31	1,58	3,61	2,64	1,03

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la IEA, UN y BEA

Como puede observarse en la Tabla 2 los resultados son dispares entre los distintos países. Si bien Holanda, EE.UU., México y Brasil exhiben caídas en la elasticidad ingreso, estas últimas poseen distinta magnitud: la caída de la elasticidad en los países desarrollados es mayor que la caída del mismo indicador para el caso de los países emergentes. La disminución promedio en el caso del primer grupo de países es del 46.4%, mientras que para el segundo grupo el promedio asciende a 20.7%.

Por otro lado, la elasticidad ingreso del Estado de California aumentó luego del año pívor. Sin embargo, esta situación no demuestra que California haya sido un país donde las políticas hayan sido ineficientes. En particular, luego del año pívor ciertos incentivos contrapuestos dentro de la economía y cambios estructurales luego de la crisis económica, compensaron las mejoras logradas a lo largo de los años.

Finalmente, resulta interesante evaluar el caso de Uruguay. Si bien al observar la Tabla 2 se ve claramente que la elasticidad disminuye, más adelante en este Informe se verá que los programas de eficiencia energética no resultaron efectivos, dado que la implementación de las políticas se superpuso con medidas que subsidiaban al consumo de electricidad (tarifa social). La disminución del ratio calculado en la Tabla 2 puede deberse a cuestiones matemáticas, ya que el período post año pívor coincide con un período de recuperación económica, lo que implica tasas de crecimiento del ingreso muy elevado.

Una vez identificado el año pívor, sobre el cual se sospecha que existe un cambio estructural,

se debe analizar estadísticamente si la sospecha es correcta.

a.2) Cambio Estructural

El análisis de cambio estructural en base al método de Chow exige definir previamente la ecuación econométrica a partir del cual se analizará dicho cambio. Asimismo, esta ecuación será utilizada para la determinación del carácter del cambio estructural a partir de las regresiones con variables *dummy*.

En el capítulo “RELACION CONSUMO ELECTRICO Y CRECIMIENTO ECONOMICO: ANALISIS COMPARATIVO” del TOMO I de este estudio, se ha demostrado en términos generales que el mejor modelo explicativo del consumo de electricidad de los países emergentes es un modelo de ajuste parcial donde las variables exógenas son el producto per cápita –a paridad del poder del compra- y la población. Si bien en dicho capítulo se comprobaron dos bases de datos y en el caso concreto de Brasil se utilizaron los datos del Fondo Monetario y Banco Mundial, la necesidad de contar con series más largas conlleva a utilizar la base de la IEA y UN.

A continuación se presenta la formulación empleada para los países emergentes:

$$\ln(GWh_{C_t}) = \alpha + \ln(GDP_PPP_{C_t}) + \ln(POB_{C_t}) + \ln(GWh_{C_{t-1}}) + \mu_t \quad (6)$$

Donde,

α representa la constante de regresión,

$\ln(GWh_{C_t})$ representa el logaritmo natural del consumo eléctrico en GWh del país C en el momento t,

$\ln(GDP_PPP_{C_t})$ representa el logaritmo natural del PBI per cápita (PPP) del país C en el momento t,

$\ln(POB_{C_t})$ representa el logaritmo natural de la población del país C en el momento t,

$\ln(GWh_{C_{t-1}})$ representa el logaritmo natural del consumo eléctrico en GWh del país C en el momento t – 1, y

μ_t representa el término de error.

De manera análoga, en el capítulo “RELACION CONSUMO ELECTRICO Y CRECIMIENTO ECONOMICO: ANALISIS COMPARATIVO” del TOMO I de este estudio se ha demostrado que el mejor modelo explicativo del consumo de electricidad de la mayoría de los países desarrollados es distinto que el seleccionado para los países emergentes, y este corresponde a un modelo de ajuste parcial donde cuenta con una única variable exógena, a saber, el producto per cápita –a paridad del poder del compra-. A continuación se presenta la formulación empleada para los países desarrollados

$$\ln(GWh_{C_t}) = \alpha + \ln(GDP_PPP_{C_t}) + \ln(GWh_{C_{t-1}}) + \mu_t \quad (7)$$

Dónde,

α representa la constante de regresión,

$\ln(GWh_{C_t})$ representa el logaritmo natural del consumo eléctrico en GWh del país C en el momento t,

$\ln(GDP_PPP_{C_t})$ representa el logaritmo natural del PBI per cápita (PPP) del país C en el momento t,

$\ln(GWh_{C_{t-1}})$ representa el logaritmo natural del consumo eléctrico en GWh del país C en el momento t – 1, y

μ_t representa el término de error.

El caso particular de Holanda exige una mención especial, ya que el mismo no fue analizado en el capítulo “RELACION CONSUMO ELECTRICICO Y CRECIMIENTO ECONOMICO: ANALISIS COMPARATIVO” del TOMO I de este estudio. Si bien es cierto que este país corresponde a un ejemplo de país desarrollado, lo cierto es que el modelo que presenta la mejor bondad de ajuste y las mejores características de sus parámetros es aquel que incluye tanto el producto bruto como una variable tendencial. Los mismos son presentados en la Tabla 3.

Ahora bien, en el capítulo “RELACION CONSUMO ELECTRICICO Y CRECIMIENTO ECONOMICO: ANALISIS COMPARATIVO” del TOMO I de este estudio, también se comprobó que la mejor especificación de un modelo explicativo del consumo de electricidad para California es igual que el de los países desarrollados, cuestión que parece ser lógica. En concreto, este corresponde a un modelo de ajuste parcial como el de la ecuación (7).

Los resultados de las regresiones para los países anteriores se resumen en la Tabla 3:

Tabla 3 - Regresiones: Base de Datos EIA+UN

País	México	Brasil	Uruguay	Estados	Holanda	California
Modelos	POB/PBI	POB/PBI	POB/PBI	PBI	POB/TR	PBI
α	-7.99***	-4.08*	-17.86**	0.44***	-2.53**	2.88***
$\ln(GDP_PPP_C_t)$	0.11*	0.17**	0.30***	0.11*	0.42***	0.30***
$\ln(POB_C_t)$	0.55***	0.24	1.16**	-	-	-
$\ln(GWh_C_{t-1})$	0.75***	0.85***	0.74***	0.90***	0.85***	0.51***
@Trend	-	-	-	-	-0.01***	-
R2	0.999	0.998	0.996	0.998	0.998	0.964
Adjusted R2	0.998	0.998	0.995	0.998	0.998	0.959
Observaciones	39	39	39	50	50	23

Niveles de significatividad: *** 1% de confianza; ** 5% de confianza; * 10% de confianza

Fuente: elaborado en base a EIA y UN

Es importante mencionar el caso de Brasil, donde la variable población no es significativa. Esta situación responde a que las variables PBI y población poseen tendencia, lo que genera multicolinealidad en el modelo. Sin embargo, dado el objetivo final de este estudio, la multicolinealidad no afecta los resultados.

Partiendo de los modelos seleccionados se realizó el test de Chow a partir de los años pivots propuestos. La prueba de Chow es un test estadístico con una distribución de probabilidad de F de Snedecor. De este modo, si la prueba tiene una probabilidad asociada inferior a los niveles habituales (1%, 5% y 10%) podemos asegurar la existencia de un cambio estructural en la serie. En la Tabla 4 se presentan los resultados:

Tabla 4 - Test de Chow

País	México	Brasil	Uruguay	EE.UU.	Holanda	California
Año Pívo	1990	1984	2003	1978	1989	2002
<i>F – statistic</i>	2.83	4.62	2.56	6.59	6.61	3.26
<i>Probability</i>	0.04	0.00	0.06	0.00	0.00	0.05

Niveles de significatividad: 1% de confianza; 5% de confianza; 10% de confianza

Fuente: elaborado en base a EIA y UN

En la Tabla 4 se observa que en los años propuestos para cada país existe un cambio estructural en la serie de consumo. Ahora bien, en el caso concreto de Brasil, Estados Unidos y Holanda se acepta la falta de estabilidad de los parámetros con un 1% de confianza, mientras

que en el caso de México con un 5% de confianza, y Uruguay y California un 10% de confianza.

Cabe indicar que también se han testeado distintos años para corroborar que los años elegidos sean aquellos que representen el cambio estructural. En primer lugar, se ha corroborado que los años anteriores no representan un año pivote. Por lo tanto, los años seleccionados efectivamente representan un comienzo del cambio estructural en la serie de tiempo.

En segundo lugar, se demostró la permanencia de los cambios estructurales en años posteriores. No obstante, a nuestro entender los mismos responden a otras dinámicas distintas de la eficiencia, o bien retrasos de ciertos efectos de las políticas implementadas. Sin embargo, los indicios históricos nos permiten asumir los años definidos en la Tabla 4 como años pivote, y, además, el análisis realizado a partir del mismo incorpora los efectos rezagados de las políticas. En la Tabla 5, se muestran los resultados:

Tabla 5 - Test de Chow: Años No Pivote

País	México	Brasil	Uruguay	EE.UU.	Holanda	California
Año Pivote	1989	1985	2002	1979	1990	2001
<i>F – statistic</i>	1.67	4.28	1.49	4.99	6.15	1.48
<i>Probability</i>	0.18	0.01	0.23	0.00	0.00	0.26

Niveles de significatividad: 1% de confianza; 5% de confianza; 10% de confianza
Fuente: Elaborado en base a EIA y UN

Es importante remarcar que si bien existe un quiebre estructural en la serie para los distintos años propuestos por país, lo cierto es que este cambio podría ser producto de diversas dinámicas, como puede ser una crisis económica o de otro tipo.

A modo de ejemplo, la Tabla 6 muestra el efecto que la crisis mexicana (1994) y la brasilera (1998) tuvieron sobre la evolución del consumo de electricidad en cada país:

Tabla 6 - Test de Chow: Crisis Económica

País	México	Brasil
Año Pivote	1994	1998
<i>F – statistic</i>	2.56	3.93
<i>Probability</i>	0.06	0.01

Niveles de significatividad: 1% de confianza; 5% de confianza; 10% de confianza
Fuente: Elaborado en base a EIA y UN

En la Tabla 6 se demuestra la existencia de un quiebre estructural alrededor de los años de crisis económica. Toda crisis implica un cambio temporario en la relación entre las variables, que lentamente vuelven a converger a las dinámicas de largo plazo. Distinto es el efecto de una política de eficiencia, generando un cambio en la relación de largo plazo entre las variables.

Los años seleccionados para cada país no corresponden concretamente a años de grandes crisis económicas, aunque tampoco representan años “base” (años de una gran estabilidad). Además, la revisión literaria da indicios que lo mismo responde en cierto sentido a la aplicación de políticas de gestión de demanda. Por lo tanto, asimilar el cambio estructural a las políticas de eficiencia -cambio en la relación de largo plazo- parece ser razonable.

Como fue explicado con anterioridad, todo cambio estructural puede ser producto de un cambio en la pendiente y/o en la ordenada al origen. Por lo tanto, se debe comprobar el carácter del quiebre estructural a los fines de comprobar la existencia o no de un desacople económico. Es importante recordar, que toda política de eficiencia energética produce un ahorro energético como consecuencia de un desacople económico, lo que se refleja como una caída de la

elasticidad ingreso.

A los fines prácticos, han sido empleadas dos variables dicotómicas, las cuales fueron incorporadas a las ecuaciones (6) y (7). La primera de ellas afecta la ordenada mientras que la segunda afecta la pendiente. Por medio del análisis del signo, y la significatividad de los coeficientes podemos determinar el carácter del cambio estructural. En la Tabla 7 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las estimaciones:

Tabla 7 - Regresiones Cambio Estructural

País	México	Brasil	Uruguay	Estados	Holanda	California
Modelos	POB/PBI	POB/PBI	POB/PBI	PBI	POB/TR	PBI
α	-17.16***	-11.9**	-33.69***	-2.92***	-6.76***	2.24***
$\ln(GDP_PPP_C_t)$	0.17**	0.43***	0.22***	0.78***	1.19***	0.33***
$\ln(POB_C_t)$	1.13***	0.64**	2.35***	-	-	-
$\ln(GWh_C_{t-1})$	0.56***	0.68***	0.59***	0.66***	0.62***	0.54***
@trend	-	-	-	-	-0.01***	-
@year > Pivot	1.43*	2.31*	-2.69**	3.81***	4.73***	-2.9*
(@year) * $\ln(GDP_t)$	-0.16*	-0.26*	0.29**	-0.38***	-0.47***	0.27*
R2	0.999	0.998	0.996	0.998	0.999	0.973
Adjusted R2	0.999	0.998	0.995	0.998	0.998	0.968
Observaciones	39	39	39	50	50	23

Niveles de significatividad: *** 1% de confianza; ** 5% de confianza; * 10% de confianza

Fuente: Elaborado en base a EIA y UN

Del análisis de la Tabla 7, se observa que todos los coeficientes de las regresiones son significativos a los niveles usuales de probabilidad. En primer lugar, este resultado demuestra que el cambio estructural analizado para cada país es producto de un cambio en la pendiente (elasticidad ingreso) y de la ordenada al origen.

Los resultados son dispares entre los distintos países. Por un lado, se demuestra un desacople económico en México, Brasil, Holanda y Estados Unidos. Es decir, que las políticas de eficiencia han producido una disminución, pequeña pero no trivial, de la elasticidad producto de dichas economías. Además, se demuestra que el efecto que la política de gestión de demanda haya tenido sobre la elasticidad ingreso es independiente de si estamos en presencia de un país emergente o de uno desarrollado. No obstante, se confirma que la caída en la elasticidad es mayor en el caso de los países desarrollados.

Por otro lado, la elasticidad ingreso de Uruguay y el Estado de California aumentó luego del año *pivot*. Esta situación demuestra como una política mal diseñada, o bien incentivos contrapuestos dentro de la economía generan un aumento de la elasticidad ingreso. Por ejemplo, la política de tarifas subsidiadas ha compensado las políticas de eficiencia implementadas por el gobierno. En el caso particular de California, los cambios estructurales de los últimos años, así como ciertos incentivos contrapuestos han compensado parcialmente el carácter eficiente de las políticas de tiempo atrás.

Para mayor información de las regresiones y los test se recomiendan ver el ANEXO VI - POLITICAS DE GESTION DE DEMANDA.

a.3) Estimación del Ahorro Energético

El objetivo final de toda política de gestión de demanda es producir un ahorro energético, entendido como un consumo menor a un valor no observado. Como fue explicado, dadas las imposibilidades prácticas de contar con un individuo de control, fue necesaria la estimación de un consumo observado “no observado”.

Esta proyección exige la estimación de un modelo de regresión para el periodo previo a la

implementación de la política o plan de eficiencia energética. La implementación del programa de gestión de demanda, como ya se ha demostrado, genera un cambio estructural. Por lo tanto, la construcción de un modelo pre-pívor permite capturar la estructura que se encontraba vigente previo a la implementación de la política de eficiencia. Luego, a partir de este modelo, se proyectó el consumo de energía eléctrica construyendo una aproximación del consumo no observado.

Para cada uno de los países (y Estado de California) se estimaron los modelos descritos en el numeral 2.2., para la muestra que se corresponde con los años previos al año pívor. Resulta interesante remarcar que la metodología empleada en este cálculo implica realizar la estimación de los modelos sobre la muestra que incluye los años previos al año pívor, dado que la presencia de un cambio estructural provoca cambios en los coeficientes estimados. El estimar el modelo teniendo en cuenta toda la información disponible por país no resultaría atractivo, trayendo además como consecuencia coeficientes que reflejarían la presencia de cambios estructurales.

A continuación se presenta la Tabla 8 que resume los resultados de las estimaciones para todos los países estudiados:

Tabla 8 - Resumen de Modelos Estimados por País

País	México	Brasil	Uruguay	Estados	Holanda	California
Modelos	POB/PBI	POB/PBI	POB/PBI	PBI	POB/PBI	PBI
Año Pívor	1989	1984	2003	1978	1989	PBI
α	-33.72***	-40.69*	-26.23**	-2.88***	-7.29***	1.49
$\ln(GDP_PPP_C_t)$	0.23***	0.49**	0.21***	0.77***	1.26***	0.25**
$\ln(POB_C_t)$	2.24***	2.40*	1.81**	-	-	-
$\ln(GWh_C_{t-1})$	0.20	0.29	0.67***	0.66***	0.53***	0.66***
@trend	-	-	-	-	-0.01***	-

R2	0.999	0.998	0.995	0.997	0.998	0.948
Adjusted R2	0.999	0.997	0.995	0.997	0.998	0.939
Mape	8.52	21.46	4.18	34.74	13.17	2.59
Theil	0.08	0.19	0.03	0.26	0.14	0.02
Observaciones	18	12	31	17	28	14

Fuente: Elaborado en base a EIA y UN

Tal como puede observarse en la Tabla 8, los modelos estimados exhiben buenos estadísticos tanto de bondad de ajuste como de bondad de predicción. Vale la pena mencionar que, si bien es importante que los modelos estimados sean buenos en términos de ajuste a los datos, lo que se busca en esta instancia es contar con un buen modelo de predicción, y no modelizar la demanda de electricidad de cada uno de los países de la muestra. Teniendo esto en mente y observando los valores de la Tabla 8, podemos concluir que los modelos planteados resultan adecuados para proyectar la demanda de electricidad, dado que además de poseer un ajuste considerable a los datos, los estadísticos MAPE y Theil son adecuados.

Una mención especial requieren los modelos utilizados para los países de Brasil, Estados Unidos y Holanda. Si bien los estadísticos MAPE y Theil son superiores a lo observado en los demás países lo cierto es que mantienen buenos valores en términos econométricos. Estos valores superiores nos reflejan que los modelos utilizados en estos países tienen un error de pronóstico superior a los demás modelos utilizados para los demás países. Sin embargo, esto no invalida su utilización.

Es importante destacar que, a diferencia de las proyecciones realizadas en el TOMO I de este estudio, en este caso no se hicieron ningún tipo de supuestos sobre la evolución de las variables explicativas, teniendo en cuenta que lo que se busca obtener es una situación de control, o dicho de otra manera, una condición “*ceteris paribus*”.

El ahorro energético fue calculado a partir de la comparación entre el valor observado real del consumo de electricidad con la proyección del consumo, a partir del año pivote. Esta metodología, permite mantener las condiciones estructurales de aquel periodo sin incorporar el efecto de la política de gestión de la demanda. Es importante remarcar que el valor del ahorro energético obtenido de este modo no debe ser asociado a ningún plan individual, sino que determina una estimación de un nivel potencial de ahorro que un país con las mismas condiciones que los países analizados podrían llegar a obtener.

En la Tabla 9 se presenta el ahorro energético estimado para cada país empleando la metodología comentada:

Tabla 9 - Ahorro en términos de Consumo Eléctrico por País (GWh)

Años	México 1990	Brasil 1984	Uruguay 2003	EE.UU. 1978	Holanda 1989	California 2002
1978	0	0	0	77,559	0	0
1979	0	0	0	169,301	0	0
1980	0	0	0	216,757	0	0
1981	0	0	0	244,939	0	0
1982	0	0	0	309,233	0	0
1983	0	0	0	308,158	0	0
1984	0	-3,795	0	331,269	0	0
1985	0	-777	0	455,229	0	0
1986	0	4,505	0	605,810	0	0
1987	0	15,413	0	673,406	0	0
1988	0	16,990	0	749,398	0	0
1989	0	23,675	0	876,064	-2,258	0
1990	1,892	25,859	0	969,686	4,728	0
1991	9,491	30,761	0	906,172	6,878	0
1992	13,268	36,455	0	1,023,155	7,485	0
1993	16,667	43,011	0	1,061,972	8,199	0
1994	16,160	55,258	0	1,165,603	8,388	0
1995	16,564	62,940	0	1,255,173	10,710	0
1996	15,952	70,773	0	1,376,840	12,239	0
1997	16,157	76,030	0	1,589,143	15,443	0
1998	20,432	81,774	0	1,779,920	19,870	0
1999	20,278	90,687	0	2,045,791	27,413	0
2000	18,833	99,713	0	2,296,397	34,208	0
2001	24,567	144,299	0	2,610,014	39,888	0
2002	27,637	154,582	0	2,756,132	41,499	16,357
2003	29,404	159,211	373	2,964,391	40,538	12,672
2004	31,461	175,173	353	3,206,382	38,259	8,807
2005	32,118	190,333	260	3,430,595	41,426	12,082
2006	37,311	208,239	-335	3,741,460	46,045	8,808
2007	40,502	227,395	-733	3,913,939	52,784	11,797
2008	45,486	251,635	-971	4,036,483	59,106	9,838
2009	51,366	276,664	-992	4,035,739	58,469	16,082
2010	55,010	289,994	-1,056	3,850,055	54,167	15,566

Años	México 1990	Brasil 1984	Uruguay 2003	EE.UU. 1978	Holanda 1989	California 2002
Ahorro Acumulado	540,555	2,806,799	-3,101	55,032,164	625,484	112,008
Ahorro Promedio Anual	25,741	103,956	-388	1,667,641	28,431	12,445
Consumo Potencial 2010	262,994	727,935	8,192	7,652,660	161,051	274,097
Ahorro Promedio [%] 2010	9.8%	14.3%	-4.7%	21.8%	17.7%	4.5%

Fuente: Elaboración Propia

Tal como puede observarse en la Tabla 9 todos los países pertenecientes a la muestra (con excepción de Uruguay) tuvieron ahorros en términos de consumo eléctrico (GWh) como consecuencia de la implementación de programas de eficiencia energética. Estos valores son estimados a partir de un método aproximado. Además, dado el carácter multivariado del análisis pueden existir problemas de sobre o subestimación. Sin embargo, la metodología propuesta es lo suficientemente robusta para determinar una estimación de un nivel potencial de ahorro energético.

Aun mas, dado que las políticas de eficiencia se aplicaron en diferentes años, la comparación entre países no es tan directa, dado que países que comenzaron primero con planes de eficiencia mostrarán un ahorro considerablemente mayor que aquellos países que comenzaron más tarde. Estados Unidos exhibe el ahorro más importante en términos de GWh en relación a los demás países estudiados, el cual representa en promedio un 21.8% de su consumo proyectado anual. Holanda, por otro lado, resulta ser el segundo país con un mayor ahorro, el cual representa un 17.7% de su consumo potencial. El Estado de California ahorró un 4.5% de su consumo.

Los países emergentes también muestran efectividad en la aplicación de programas de eficiencia energética: Brasil ahorró un 14.3% de su consumo potencial, mientras que México un 9.8%. Es interesante observar, que los niveles de ahorro logrado por los países emergentes son inferiores a los de los países desarrollados. Esto se puede deber al diferente desarrollo de los mercados eléctricos, como la madurez de la sociedad respecto a la eficiencia energética.

En Uruguay, como ya se mencionó, las políticas DSM se superpusieron con políticas de tarifas subsidiadas (tarifa social), siendo estas últimas las que tuvieron más influencia. Teniendo en cuenta esto, más allá de los esfuerzos dedicados por este país a disminuir el consumo eléctrico, el consumo potencial hubiera sido menor, demostrando que la demanda de electricidad uruguaya es muy elástica a cambios en el precio: pequeñas variaciones en el precio generan grandes aumentos en el consumo de electricidad.

Distinta es la situación de California, donde si bien aumento la elasticidad ingreso en los últimos años, el poder de las políticas de gestión de demanda es aún mayor, generando ahorros en términos de electricidad. Es importante remarcar que lo observado en California durante los últimos años es distinto a lo que se observa a lo largo de la historia.

A continuación, se presenta la Tabla 10 donde se exponen los ahorros por país en porcentaje sobre el consumo potencial de dicho año:

Tabla 10 - Ahorro Anual Porcentual de Consumo Eléctrico por País (%)

Años	México 1990	Brasil 1984	Uruguay 2003	EE.UU. 1978	Holanda 1989	California 2002
1978	0.0%	0.0%	0.0%	3.8%	0.0%	0.0%
1979	0.0%	0.0%	0.0%	7.8%	0.0%	0.0%
1980	0.0%	0.0%	0.0%	9.7%	0.0%	0.0%

Años	México 1990	Brasil 1984	Uruguay 2003	EE.UU. 1978	Holanda 1989	California 2002
1981	0.0%	0.0%	0.0%	10.6%	0.0%	0.0%
1982	0.0%	0.0%	0.0%	13.3%	0.0%	0.0%
1983	0.0%	0.0%	0.0%	12.9%	0.0%	0.0%
1984	0.0%	-2.5%	0.0%	13.1%	0.0%	0.0%
1985	0.0%	-0.5%	0.0%	16.8%	0.0%	0.0%
1986	0.0%	2.4%	0.0%	21.0%	0.0%	0.0%
1987	0.0%	7.6%	0.0%	22.1%	0.0%	0.0%
1988	0.0%	7.9%	0.0%	23.1%	0.0%	0.0%
1989	0.0%	10.3%	0.0%	25.5%	-3.1%	0.0%
1990	1.9%	10.9%	0.0%	26.9%	6.0%	0.0%
1991	8.7%	12.4%	0.0%	24.6%	8.3%	0.0%
1992	11.4%	14.1%	0.0%	26.9%	8.8%	0.0%
1993	13.5%	15.6%	0.0%	27.0%	9.4%	0.0%
1994	12.3%	18.6%	0.0%	28.3%	9.4%	0.0%
1995	12.2%	19.7%	0.0%	29.2%	11.5%	0.0%
1996	11.1%	20.8%	0.0%	30.6%	12.5%	0.0%
1997	10.5%	21.0%	0.0%	33.4%	14.7%	0.0%
1998	12.6%	21.6%	0.0%	35.2%	17.7%	0.0%
1999	11.8%	22.9%	0.0%	37.8%	22.5%	0.0%
2000	10.4%	23.7%	0.0%	39.6%	25.9%	0.0%
2001	13.0%	32.6%	0.0%	43.0%	28.7%	0.0%
2002	14.2%	33.1%	0.0%	43.8%	29.4%	6.5%
2003	14.5%	32.5%	5.7%	45.4%	28.8%	5.0%
2004	14.9%	33.6%	5.3%	47.0%	26.8%	3.4%
2005	14.6%	34.5%	3.9%	48.0%	28.4%	4.5%
2006	16.3%	35.7%	-4.8%	50.1%	30.3%	3.2%
2007	16.9%	36.5%	-10.2%	50.6%	32.7%	4.3%
2008	18.4%	38.0%	-13.0%	51.4%	35.1%	3.5%
2009	20.3%	40.4%	-12.7%	52.6%	36.0%	5.8%
2010	20.9%	39.8%	-12.9%	50.3%	33.6%	5.7%

Fuente: Elaboración Propia

En el ANEXO VI – POLÍTICAS DE GESTIÓN DE DEMANDA puede observarse gráficamente, para cada país, los efectos mostrados en la Tabla 10.

2.4.3. Conclusiones

En esta sección, se ha analizado el caso particular de 5 países y el Estado de California, a los fines de comprender el efecto que las políticas de gestión de demanda tienen sobre el consumo de electricidad. Este análisis fue realizado a nivel macroeconómico, considerando que era la mejor forma de poder extrapolar los efectos a la economía chilena.

En primer lugar, cabe indicar que toda política de gestión de demanda produce un cambio estructural. Este último se asocia a un desacople económico, que, de todos modos, puede ser compensado por el diversas dinámicas. Por lo tanto, al momento de analizar y estimar los resultados de un plan de eficiencia se debe tener mucho cuidado.

En segundo lugar, se proyectó un consumo no observado a los fines de contar con un individuo de control. A partir del mismo, fue posible estimar un ahorro promedio anual potencial. En la Tabla 11 se resumen las principales conclusiones obtenidas del estudio:

Tabla 11 - Eficiencia Energética: Conclusiones

País	Año Pívor	Cambio estructural	Carácter del Cambio	Ahorro Promedio Anual (GWh)	Ahorro (% consumo potencial)
México	1990	Si	Aumento de la Ordenada y Caída de la Pendiente	25,741	9.8%
Brasil	1984	Si	Aumento de la Ordenada y Caída de la Pendiente	103,965	14.3%
Uruguay	2003	Si	Caída de la Ordenada y Aumento de la Pendiente	-388	-4.7%
Estados Unidos	1978	Si	Aumento de la Ordenada y Caída de la Pendiente	1,667,641	21.8%
Holanda	1989	Si	Aumento de la Ordenada y Caída de la Pendiente	28,431	17.7%
California	2002	Si	caída de la Ordenada y Aumento de la Pendiente	12,445	4.5%

Fuente: Elaboración Propia

Los resultados observados permiten apreciar que el porcentaje de ahorro respecto al consumo potencial alcanza, en los países analizados, un mínimo de 4.5% y un máximo de 21.8%. A saber, estos valores constituyen un rango de potencialidad de ahorro energético para una economía como ha de ser la chilena.

Si promediamos los casos más similares a Chile (Brasil y México, debido a su carácter de economías en vías de desarrollo, y California, debido al tamaño de la economía, el valor promedio alcanza 9.5% de ahorro.

En este contexto, es importante extrapolar los resultados al caso de la economía de Chile a los fines de determinar un ahorro de electricidad en función a lo observado en la muestra constituida por los países seleccionados

2.5. EXTRAPOLACIÓN DE RESULTADOS AL CASO CHILENO

Desde 2006 se han venido reflejando logros en el desarrollo de la eficiencia energética en Chile. Los mismos no solo se refieren a resultados medibles de disminución del consumo de energía eléctrica, sino al desarrollo de programas y acciones en eficiencia energética, elaboración de políticas de largo plazo y crecimiento institucional. De todos modos, los potenciales ahorros energéticos siguen siendo un tema central en el planeamiento futuro de la economía chilena.

2.5.1. Políticas de Gestión de Demanda en Chile

Desde 2006 se han venido reflejando logros en el desarrollo de la eficiencia energética en Chile. Los mismos no solo se refieren a resultados medibles de disminución del consumo de energía eléctrica, sino al desarrollo de programas y acciones en eficiencia energética, elaboración de políticas de largo plazo y crecimiento institucional. De todos modos, los potenciales ahorros energéticos siguen siendo un tema central en el planeamiento futuro de la economía chilena.

La primera acción concreta para el fomento de la eficiencia energética tuvo lugar en el año 2005, cuando fue creado el “Programa País de Eficiencia Energética” (PPEE) con la promulgación del decreto 336 del Ministerio de Economía. Este organismo, promotor de la eficiencia energética en el país, se encontraba dentro de la órbita del Ministerio de Economía,

Fomento y Reconstrucción. Sin embargo, su primer presupuesto lo obtuvo el año 2006, dando inicio formal a la operación del PPEE y de las primeras medidas tendientes a gestionar la demanda de electricidad en Chile.

Ahora bien, durante el año 2007 se vieron las primeras medidas del Programa País de Eficiencia Energética, con la participación de otras instituciones. Entre estas medidas se destacan el etiquetado de eficiencia energética. Las etiquetas se encuentran adheridas a los productos manufacturados para informar a los consumidores de energía de cada producto, generando conciencia y estimulando el consumo de productos eficientes de menor consumo eléctrico. Aún más, se presentó la primera campaña publicitaria a los fines de concientizar el buen uso de la energía por parte de la sociedad en toda su extensión. Esta campaña fue denominada “Campaña Nacional para el Buen Uso de la Energía”, con el lema “Usa Bien la Energía. Sigue la Corriente”.

A partir del año 2008, el PPEE pasa a depender administrativamente de la Comisión Nacional de Energía. A medida que se modificaba la institucionalidad energética del país también se comenzó el proceso de transitar hacia el nuevo ordenamiento que se estaba estableciendo.

En un intento por continuar desarrollando las políticas tendientes a mejorar la eficiencia energética en Chile, en febrero del año 2010 se crea el Ministerio de Energía, que entre sus divisiones cuenta con la División de Eficiencia Energética. Esta última es la encargada de proponer las políticas públicas de Eficiencia Energética a nivel de Gobierno.

En ese mismo año, el PPEE se transformó en la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE). Su principal misión es promover, fortalecer y consolidar el uso eficiente de la energía en el país y ser el brazo ejecutor de las políticas públicas diseñadas por la División de Eficiencia del Ministerio de Energía. La AChEE cuenta con un directorio conformado por representantes del Ministerio de Energía, Ministerio de Hacienda y de la Confederación de la Producción y del Comercio. Así, la División de Eficiencia Energética y la AChEE trabajan de manera conjunta para mejorar la eficiencia energética.

En este contexto, desde el año 2010 se han ido implementando diferentes programas y actividades dentro del país. En primer lugar, se destaca el Sello de Eficiencia Energética. Este mismo es un reconocimiento que tiene como objetivo identificar y premiar a las empresas líderes en el desarrollo de la eficiencia a nivel nacional. Esta medida ha permitido mejorar la competitividad y reducir los costos energéticos. Hacia el 2013 se encontraban registradas unas 40 empresas dentro de este programa.

Aún más, se continuó con las campañas comunicacionales masivas comenzadas en el año 2007. Estas últimas tienen como objetivo difundir los beneficios de la eficiencia energéticas, las principales medidas y crear a largo plazo un cambio cultural en el buen uso de la energía, y en particular, de la electricidad. Entre la gran variedad de campañas comunicacionales se destaca el programa “Cambia el *Switch*. Cambia tu manera de usar la energía” del año 2010. Esta última tenía como objetivo crear conciencia de la importancia de la energía y generar conductas destinadas a fomentar su ahorro.

Al año siguiente comenzó la campaña “En verano, quítate la corbata”. Esta pretendía que durante los meses de más calor las personas trabajarán sin corbata y, por lo tanto, se reduciría el uso del aire acondicionado. De esta manera se generarían ahorros económicos y energéticos en el sector privado y público. En último término, resulta muy interesante el programa “*Rock the Future*: La eficiencia energética es la energía del futuro”. Esta campaña del año 2013 consiste en una mini serie de cuatro capítulos, que busco posicionar, a través del humor, la importancia de la eficiencia. El principal soporte fue internet y las redes sociales, ya que estaba

principalmente orientada al rango de edad de entre los 15 y 35 años. Esta campaña registra más de 2,3 millones de visitas con un tiempo de reproducción promedio de 45% de los capítulos completos.

En 2013, también, se llevó adelante el “Programa de Iluminación Eficiente”. Este programa fue implementado a través del Fondo de Solidaridad e Inversión Social. Su objetivo es facilitar la transición hacia una iluminación más eficiente en hogares vulnerables del país. Para lo mismo fueron entregadas lámparas eficientes a hogares considerados dentro del 40% más vulnerable de la población. Asimismo, se proveyó una capacitación en materias básicas y consejos prácticos de eficiencia energética. A la fecha se ha beneficiado a más de dos mil familias a lo largo de todo Chile.

Aún más, para facilitar la transición a la iluminación eficiente se coordinó la Iniciativa En lighten. Este programa busca desarrollar una política integral, por medio de programas de acompañamiento, mejorar la capacidad técnica para el aseguramiento de la calidad de los productos en el mercado y asegurar una transición sostenible. Este programa se encuentra promovido por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, que seleccionó a Chile como país piloto.

Durante este período, además, se desarrolló la Calificación Energética de Vivienda, en el marco de los programas habitacionales del Ministerio de Vivienda y Urbanismo. Este último, junto al Ministerio de Energía, ha implementado un sistema de calificación que busca mejorar la calidad de vida de las familias chilenas. La calificación es un instrumento voluntario que califica la eficiencia de una vivienda nueva en su etapa de uso, considerando la iluminación entre otros factores.

Entre el conjunto medidas implementadas a lo largo de Chile, se creó una Unidad de Alumbrado Público con el objetivo de coordinar las políticas, acciones y establecer programas para apoyar a los municipios a gestionar eficientemente el alumbrado público. En este contexto, en enero de 2014 se sancionó el Decreto Supremo N° 2, que establece los requerimientos técnicos de comportamiento de la luminosidad para las distintas calles, avenidas y autopistas. Además, fue comenzado el catastro de luminarias de alumbrado público municipal, que levantará la información georreferenciada de terreno de aproximadamente 30.000 luminarias de 15 comunas. El objetivo general es contar con una metodología y herramientas básicas para desarrollar un inventario físico del parque de luminarias existentes y realizar una gestión eficiente en base a la información disponible.

Asimismo, por medio de la Unidad de Alumbrado Público, fueron realizadas capacitaciones a 120 encargados del alumbrado público de 62 municipalidades de siete regiones del país en temas de teoría, regulación y tarifas de electricidad, con el objetivo de mejorar el uso del alumbrado. Esta medida vino acompañada del Reglamento de Alumbrado Público para Áreas Peatonales, aunque se encuentra en ejecución el estudio correspondiente a este reglamento que complementa el de vías vehiculares

Finalmente, el Ministerio de Energía ha impulsado la implementación del Programa de Mejoramiento de la Eficiencia Energética del Alumbrado Público. El objetivo es fomentar la eficiencia en el Alumbrado Público, mediante la elaboración de un modelo de gestión que permita a los municipios incorporar nuevas tecnologías a sus sistemas de alumbrado, cuya inversión inicial financie con los ahorros obtenidos. Para lograr el objetivo se seleccionaron los municipios de Coelemu, Purén, Pitrufquén y Porvenir. En estos municipios, se implementaron proyectos demostrativos del mejoramiento de los sistemas de alumbrado público, reemplazando aproximadamente 4.000 luminarias por otras con criterio de eficiencia energética, con el objeto de reducir el consumo energético y sus costos asociados.

Es importante mencionar que para consolidar las políticas de gestión de demanda se requiere de instrumentos que permitan contar con un marco institucional y regulatorio adecuado. Ahora bien, a partir de la creación del Ministerio de Energía se posibilitó esta instancia.

En este contexto, se destaca la Ley N° 20.402. Por medio del artículo 3° se le entrega al Ministerio de Energía las atribuciones para establecer estándares de rendimiento energético para la comercialización de cualquier artefacto, producto y material que utilice un recurso energético. El establecimiento de estándares mínimos conlleva de la aprobación de un reglamento (Decreto Supremo N°97 del Ministerio de Energía) que diera operatividad a la ley, y que fue publicado en mayo de 2012.

A partir de los estándares mínimos definidos por el Ministerio se comenzó a trabajar para definir un estándar para las lámparas que mayor presencia tienen en los hogares. El proceso implicó la elaboración de un informe técnico, la consulta pública, la realización de comités técnicos y la publicación de una resolución para lámparas no direccionales de iluminación general. Como resultado no se podrán comercializar aquellas lámparas incandescentes que tengan un índice de eficiencia mayor al 80%. De este modo, se establece un cronograma de acción, suspendiendo en un primer momento lámparas de potencia superior a 75W, luego las de potencia superior a 40W, y finalmente las de 25W.

Si bien el conjunto de medidas es amplio en Chile, las mismas son recientes y no representan medidas de gran impacto. Todavía, queda un largo camino en Chile por recorrer. En este contexto, la administración nacional ha desarrollado la Estrategia Nacional de Energía, la cual es la carta de navegación que entrega las directrices de la política energética que seguirá el país durante los próximos años. La ENE señala que se debe adoptar un compromiso decidido con la eficiencia energética e impulsarla como una política pública de suma importancia en la búsqueda de una reducción del consumo y de desacople entre crecimiento y demanda energética. Para lo mismo, se establece se fija que en 2020 se podrá alcanzar una disminución del 12% en la demanda de energía final proyectada hacia ese año.

En concreto, el Plan de Acción de Eficiencia Energética establece medidas técnicas y sobre sectores de consumo, energéticos o bien sobre los usos finales de la energía. Entre las distintas medidas, se destaca el fomento a la asistencia técnica a proyectos industriales y mineros, la incorporación de tecnologías eficientes, mejorar la calidad energética de la envolvente y del equipamiento en edificaciones construidas sin estándares de eficiencia energética, promover la utilización eficiente de la energía eléctrica, ampliar el etiquetado de eficiencia, e implementar un programa de iluminación eficiente residencial.

2.5.2. Efectos de las Políticas DSM: Enfoque Top-Down

Es importante analizar, en primer lugar, los efectos que las políticas descritas con anterioridad han tenido sobre el consumo de electricidad en Chile. Para lo mismo, se efectuó un enfoque análogo al realizado en este capítulo para una muestra de países y estados de Estados Unidos. Este análisis fue realizado a modo global ya que el largo de las series así como la carencia de medios objetivos para determinar años pivot por provincia y por sector económico presentaban una limitación importante para realizar el análisis a nivel desagregado.

En concreto, se construyó una base de datos en base a información provista por la CNE y relevada por el consultor. En particular, la información fue obtenida de la International Energy Agency (IEA) y la Organización de las Naciones Unidas (UN, por sus siglas en inglés).

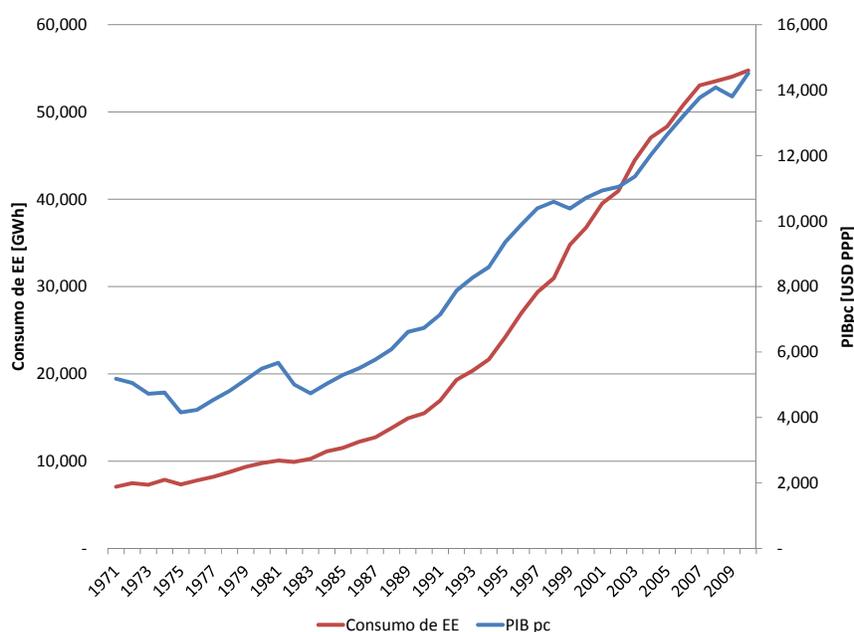
La información correspondiente a la IEA se encontraba disponible para las últimas cuatro décadas a paso anual. En particular, los datos de producto bruto en dólares PPP y consumo de energía eléctrica en GWh comprendía el periodo 1971 a 2011 (41 datos). Asimismo, las series

de población se tomaron del sitio de la UN, el cual contenía información de población para los años comprendidos dentro del período 1960-2010 (51 datos). En consecuencia, se construyeron datos de producto bruto per cápita de la economía chilena, desde 1971 a 2010 (40 datos).

a.1) Análisis Grafico

Como ya se ha repito en reiteradas ocasiones, el análisis gráfico permite formarse una primera idea de los resultados que se obtendrán en el análisis cuantitativo, pudiendo identificar la presencia (o ausencia) de posibles cambios estructurales. Estos últimos pueden verse reflejados en cambios en las pendientes de las series, lo cual indica, a priori, un cambio de la variable dependiente. En el Grafico 1, se presenta la evolución del consumo de electricidad en Chile y el Producto Bruto per Cápita, para el período de análisis:

Gráfico 1 - Evolución Consumo de Electricidad (GWh) y Producto Bruto per Cápita (dólares PPP)



Fuente: Elaborado en Base a EIA y UN

Tal como puede apreciarse en la Gráfica 1, se corrobora que las variaciones en la pendiente son muy suaves, lo que implica pequeños cambios en la relación de largo plazo. De todos modos, de un análisis detallado parecería ser que existe un cambio estructural a partir del año 2003. La revisión bibliográfica describe esta situación como producto de un cambio en la intensidad energética y de la estructura productiva del país. Ahora bien, a partir del año 2006 se observa nuevamente un cambio en la pendiente de la serie pero el mismo parecería ser más atenuado.

De este modo, del análisis de la evolución temporal de la serie de tiempo así como de la revisión literaria de las distintas políticas surge la posibilidad de que existan dos años que podría representar un quiebre estructural para la economía chilena. El primero de ellos corresponde al año 2006 mientras que el segundo representa el año 2003.

Llegada esta instancia es importante mencionar que los años pivote seleccionados para el análisis de existencia de cambio estructural no se corresponden con años de inestabilidad económica, ni constituyen crisis económicas abruptas, ya que caso contrario, dado el carácter

multivariado que posee el concepto de eficiencia energética, cambios en la pendiente de las series pueden verse influenciados por grandes crisis macroeconómicas y no exclusivamente por políticas del tipo DSM.

Una vez identificado los años pivote, sobre los cuales se sospecha que existe un cambio estructural, se debe analizar estadísticamente si la sospecha es correcta.

a.2) Cambio Estructural

Análogamente a lo realizado con anterioridad en este capítulo, fue utilizado un modelo explicativo del consumo de electricidad que corresponde a un modelo de ajuste parcial donde las variables exógenas son el producto per cápita –a paridad del poder de compra- y la población. A continuación se presentan la formulación empleada para los países emergentes:

$$\ln(GWh_{C_t}) = \alpha + \ln(GDP_PPP_{C_t}) + \ln(POB_{C_t}) + \ln(GWh_{C_{t-1}}) + \mu_t \quad (8)$$

Donde,

α representa la constante de regresión,

$\ln(GWh_{C_t})$ representa el logaritmo natural del consumo eléctrico en GWh del país C en el momento t,

$\ln(GDP_PPP_{C_t})$ representa el logaritmo natural del PBI per cápita (PPP) del país C en el momento t,

$\ln(POB_{C_t})$ representa el logaritmo natural de la población del país C en el momento t,

$\ln(GWh_{C_{t-1}})$ representa el logaritmo natural del consumo eléctrico en GWh del país C en el momento t – 1, y

μ_t representa el término de error.

Los resultados de las regresiones para Chile se resumen en la Tabla 12:

Tabla 12 - Regresión Chile

Modelos	POB/PBI
α	-10.1***
$\ln(GDP_PPP_{C_t})$	0.25***
$\ln(POB_{C_t})$	0.66***
$\ln(GWh_{C_{t-1}})$	0.70***
R2	0.998
Adjusted R2	0.998
Observaciones	39

Niveles de significatividad: *** 1% de confianza; ** 5% de confianza; * 10% de confianza

Fuente: Elaborado en Base a EIA y UN

En la Tabla 12 se aprecia que las variables son significativas al 1% de confianza. Además, la explicatividad de la variación de la variable dependiente es elevada. Por lo tanto, este modelo corresponde a uno adecuado para analizar la existencia de cambios estructurales a partir del test de Chow.

En la Tabla 13 se presentan los resultados del test de Chow para dos años pivot distintos, a saber, 2003 y 2006:

Tabla 13 - Test de Chow

Año Pivot	2003	2006
<i>F – statistic</i>	2.46	1.76
<i>Probability</i>	0.07	0.16

Niveles de significatividad: 1% de confianza; 5% de confianza; 10% de confianza
Fuente: Elaborado en base a EIA y UN

En la Tabla 13, se observa que mientras el año 2003 corresponde a un año de cambio estructural, con un 10% de confianza, el año 2006 no lo es a los niveles habituales de confianza. Esta situación no significa que el año 2006 no representa el año pivot buscado en nuestro estudio, sino que el cambio estructural no es estadísticamente significativo. Es decir, que las medidas aplicadas a partir de dicho año no serían medidas de gran impacto.

Como fue explicado con anterioridad, todo cambio estructural puede ser producto de un cambio en la pendiente y/o en la ordenada al origen. Por lo tanto, se debe comprobar el carácter del quiebre estructural a los fines de comprobar la existencia o no de un desacople económico. Es importante recordar, que toda política de eficiencia energética produce un ahorro energético como consecuencia de un desacople económico, lo que se refleja como una caída de la elasticidad ingreso.

A los fines prácticos, han sido empleadas dos variables dicotómicas (un conjunto para el año 2006 mientras que el segundo para el año 2003), las cuales fueron incorporadas a la ecuación (7). Ahora bien, la primera de ellas afecta la ordenada mientras que la segunda afecta la pendiente. Por medio del análisis del signo, y la significatividad de los coeficientes podemos determinar el carácter del cambio estructural. En la Tabla 14 se presentan los resultados de las estimaciones:

Tabla 14 - Regresiones Cambio Estructural Chile

Año Pivot	2003	2006
α	-9.36***	-8.78***
$\ln(GDP_PPP_C_t)$	0.28***	0.26***
$\ln(POB_C_t)$	0.60***	0.56***
$\ln(GWh_C_{t-1})$	0.71***	0.73***
@year > Pivot	3.54***	5.68
(@year) * $\ln(GDP_t)$	-0.38***	-0.60
R2	0.999	0.999
Adjusted R2	0.999	0.999
Observaciones	39	39

Niveles de significatividad: *** 1% de confianza; ** 5% de confianza; * 10% de confianza
Fuente: Elaborado en base a EIA y UN

En la Tabla 14 se observa que los coeficientes de las variables *dummy* del año 2006 no son significativos al análisis. Esta situación corrobora lo descrito hasta el momento. Por lo contrario, se verifica un cambio estructural con caída de pendiente en el año 2003. De acuerdo a lo publicado por el Ministerio de Energía, se ha producido un cambio en la estructura productiva del país en el último tiempo, lo que podría estar generando el quiebre observado en el año 2003.

En este contexto, se concluye que el año 2003 representa un cambio estructural que no es producto de políticas de gestión de demanda. La revisión literaria demuestra que el año 2006 es el año de comienzo de dichas políticas, pero dado su carácter de poco impacto, el cambio estructural no es estadísticamente significativo. Sin embargo, del análisis de la Tabla 14 se

observa que desde el año 2006 se produce una caída de la pendiente aunque la misma no sea estadísticamente significativa. Por lo tanto, es importante estimar el ahorro energético a partir del año 2006.

a.3) Estimación del Ahorro

El objetivo final de toda política de gestión de demanda es producir un ahorro energético, entendido como un consumo menor a un valor no observado. Para lo mismo, se ha utilizado la misma metodología empleada con anterioridad en este capítulo. Lo mismo conlleva la estimación de dos modelos de regresión, en función de cada año pivót seleccionado para la economía chilena. De este modo, se han estimado dos modelos pre-pívót que permiten capturar la estructura que se encontraba vigente previo a dichos años.

A continuación se presenta la Tabla 15, que resume los resultados de las estimaciones de cada modelo para Chile:

Tabla 15 - Modelo Pre-Pívót Chile

Año Pívót	2003	2006
α	-8.5***	-8.9***
$\ln(GDP_PPP_C_t)$	0.25***	-0.26***
$\ln(POB_C_t)$	0.54***	0.57***
$\ln(GWh_C_{t-1})$	0.74***	0.73***
R2	0.998	0.998
Adjusted R2	0.997	0.998
MAPE	3.09	3.03
Theil	0.03	0.03
Observaciones	32	35

Niveles de significatividad: *** 1% de confianza; ** 5% de confianza; * 10% de confianza
Fuente: Elaborado en base a EIA y UN

Tal como puede observarse en la Tabla 15, los modelos estimados exhiben buenos estadísticos de bondad de predicción. Por lo tanto, a partir de estos modelos, se proyectó el consumo de energía eléctrica construyendo una aproximación del consumo no observado. Es importante destacar que, a diferencia de las proyecciones realizadas en el TOMO I de este estudio, en este caso no se hicieron ningún tipo de supuestos sobre la evolución de las variables explicativas, teniendo en cuenta que lo que se quiere obtener es una situación de control, o dicho de otra manera, una condición *ceteris paribus*.

El ahorro energético fue calculado a partir de la comparación entre el valor observado real del consumo de electricidad con la proyección del consumo, a partir del año pivót. Esta metodología, permite mantener las condiciones estructurales de aquel periodo sin incorporar el efecto de la política de gestión de la demanda. Es importante remarcar que el valor del ahorro energético obtenido de este modo no debe ser asociado a ningún plan individual, sino que el ahorro estará condicionado por una gran variedad de dinámicas.

En la Tabla 16 se presenta el ahorro energético estimado para el país de Chile a partir de los dos modelos estimados con anterioridad, empleando la metodología comentada:

Tabla 16 - Ahorros Energético Chile (GWh)

Año	Modelo 2003	Modelo 2006
2003	-1,416	0
2004	-1,459	0
2005	143	0
2006	757	560
2007	1,815	1,555
2008	4,546	4,211

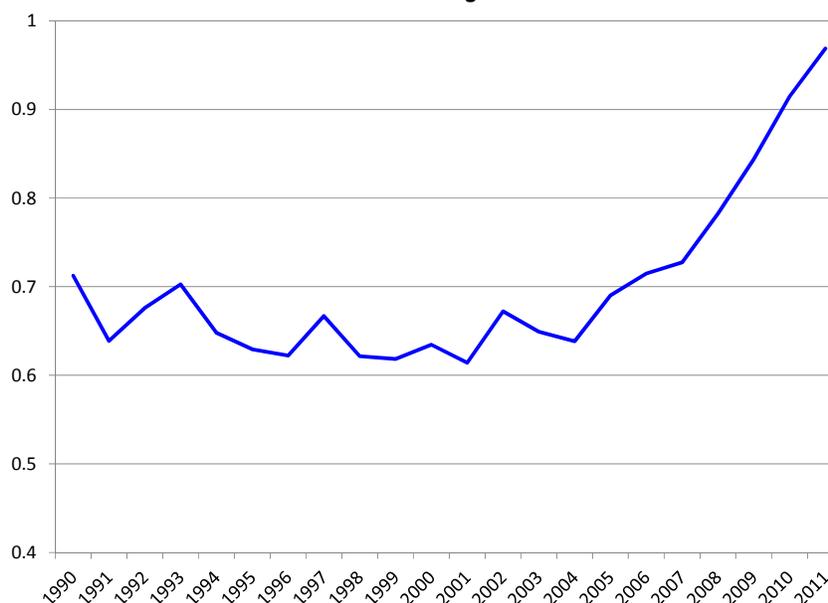
Año	Modelo 2003	Modelo 2006
2009	6,524	6,103
2010	8,863	8,363
Ahorro Acumulado		
	19,772	20,793
Ahorro Promedio Anual		
	2,471	4,159
Consumo Potencial del 2010		
	63,611	63,111
Ahorro Promedio (%) 2010		
	3.9%	6.6%

Fuente: Elaborado en base a EIA y UN

En la Tabla 16, se observan dos periodos muy claros. El primer de ellos corresponde a los años 2003 a 2005 donde el consumo observado fue superior al proyectado. El segundo periodo se refiere a los años 2006 a 2010 donde se observan claros ahorros energéticos. Ahora bien, los ahorros estimados a partir del año 2006 son similares a los obtenidos bajo cada modelo, aunque superiores en el modelo estimado hasta el 2003.

Del análisis del párrafo anterior y de la Tabla 16, parecería ser que entre el año 2003 y hasta el 2006 existe un cambio en la forma en cómo se consume energía en Chile, que no es el centro de este análisis. Para lo mismo, el Ministerio de Energía de Chile ha provisto los datos de intensidad energética –entendida como consumo de energía por unidad del producto- del sector minero, donde se observa un fuerte aumento de la misma. En la Gráfica 2 se observa la evolución temporal de la intensidad energética del sector minero en Chile:

Gráfico 2 – Intensidad Energética Sector Minero



Fuente: Elaboración propia en base al Ministerio de Energía de Chile

En la Gráfica 2, se aprecia como el aumento de la intensidad, que implica una menor eficiencia del consumo energético, ha conllevado un crecimiento del consumo observado en el periodo 2003 a 2005.

Asimismo, el Ministerio ha informado que desde hace años la economía de Chile se encuentra sujeta a cambios en su estructura productiva. Estos cambios son producto de una mayor participación del sector terciario o servicios dentro de la matriz productiva del país. Este factor, si bien parecería ser independiente del consumo eléctrico, conlleva a un ahorro de energía

eléctrica. En términos energéticos, se requiere menos energía para generar una unidad de producto en el sector de servicios que en promedio en el sector industrial o minero. A modo de ejemplo, durante el año 2010 la intensidad del sector terciario era de 0.034 kilogramo de petróleo equivalente por miles de pesos del año 2003, mientras que el sector industrial y minero tiene una intensidad de 0.475 kilogramo de petróleo equivalente por miles de pesos del año 2003.

Ahora bien, del análisis anterior y de la Tabla 16, se desprende que el cambio en la estructura productiva tuvo efectos sobre el nivel de consumo recién a partir del año 2006. Es decir, que los aumentos de la intensidad del sector minero durante los años anteriores a 2006 más que compensaron las ventajas que generaron los cambios en la estructura productiva.

En este contexto, las ganancias en término de ahorro energético definidas en la Tabla 16 son producto simultáneo de las políticas de gestión de demanda como de los cambios en la estructura productiva gestados a partir del año 2006. Por lo tanto, es necesario depurar los ahorros logrados desde 2006 de toda ganancia como consecuencia de un cambio productivo.

El Ministerio de Energía de Chile ha informado que la variación productiva que ha sufrido la economía chilena ha producido una caída de la intensidad energética, que ha llegado a un 4% en el año 2010. Sin embargo, el efecto del cambio estructural podría ser mayor, ya que la intensidad del sector minero ha ido aumentando durante los últimos años. Independientemente de ello, el consumo final de energía total en Chile hubiese sido un 4% superior al observado si la estructura productiva no hubiese cambiado, y dado el mismo nivel de producto.

Ahora bien, estimar el efecto que la estructura productiva ha tenido sobre el consumo de electricidad implica analizar la composición del consumo final de Chile. En la Tabla 17 se presenta la evolución de las participaciones de los consumos finales por fuente energética:

Tabla 17 – Composición del Consumo Final en Chile

Año	Participaciones (%)								
	Electricidad	Gasolina motor	Diesel	Kerosene doméstico	GLP	Otros derivados de petróleo	Gas natural	Biomasa	Otros combustibles
1990	12.1%	14.1%	20.5%	1.8%	6.2%	12.3%	2.7%	23.3%	7.0%
1991	12.3%	13.5%	20.3%	2.1%	6.2%	11.7%	2.8%	24.3%	6.8%
1992	12.6%	13.5%	19.2%	2.2%	6.2%	12.4%	2.7%	23.9%	7.3%
1993	12.8%	13.7%	20.9%	2.3%	6.5%	13.3%	2.7%	21.2%	6.6%
1994	13.0%	14.6%	21.7%	2.1%	6.4%	12.9%	2.7%	21.0%	5.6%
1995	13.4%	14.5%	22.0%	1.9%	6.5%	13.4%	2.5%	20.6%	5.2%
1996	14.0%	14.6%	22.5%	2.1%	6.5%	11.8%	2.5%	20.3%	5.6%
1997	13.7%	13.7%	22.4%	1.9%	6.1%	12.5%	3.7%	18.2%	7.7%
1998	14.5%	14.3%	22.2%	1.8%	6.7%	12.0%	3.8%	19.1%	5.6%
1999	15.8%	14.1%	21.6%	1.5%	6.6%	11.1%	4.2%	19.5%	5.5%
2000	15.9%	13.5%	21.3%	1.2%	6.3%	11.5%	6.2%	19.8%	4.4%
2001	17.0%	12.3%	22.0%	1.0%	6.1%	10.6%	7.0%	18.9%	5.2%
2002	17.5%	12.1%	22.6%	0.9%	5.8%	10.0%	7.4%	19.3%	4.5%
2003	18.9%	11.7%	22.5%	0.7%	5.8%	10.7%	7.7%	18.0%	4.1%
2004	19.0%	11.2%	22.9%	0.6%	5.6%	10.6%	7.9%	18.2%	4.0%
2005	18.9%	10.8%	23.7%	0.5%	5.4%	11.6%	7.0%	18.4%	3.7%
2006	19.1%	10.2%	24.1%	0.3%	5.2%	12.4%	6.4%	18.5%	3.8%
2007	18.8%	10.3%	25.0%	0.4%	5.8%	13.7%	4.1%	18.4%	3.4%
2008	18.8%	10.5%	25.8%	0.4%	5.6%	14.2%	2.9%	18.7%	3.1%

Año	Participaciones (%)								
	Electricidad	Gasolina motor	Diesel	Kerosene doméstico	GLP	Otros derivados de petróleo	Gas natural	Biomasa	Otros combustibles
2009	19.4%	11.7%	26.1%	0.6%	5.9%	11.0%	3.4%	19.0%	2.9%
2010	19.7%	13.2%	27.5%	0.7%	6.0%	8.7%	4.6%	17.0%	2.4%

Fuente: Elaboración propia en base al Ministerio de Energía de Chile

A partir de los valores expresados en la Tabla 17, se puede ajustar el consumo observado al alza a partir de la caída de la intensidad energética, depurando el cálculo realizado en la Tabla 15. De este modo, es importante mencionar que además de las políticas podrían estar influyendo otras dinámicas, producto del carácter multivariado del concepto.

Ahora bien, para realizar el cálculo se supone que la caída de la intensidad energética converge linealmente al 4%, comentado con anterioridad, aumentando 0.8 puntos porcentuales anuales. Este ajuste es aplicado al consumo final total lo cual es distribuido por fuente energética. Como se supone que la estructura no varía y se mantiene en los niveles observados en la Tabla 17, dado que no existe método objetivo para determinar variaciones, el ajuste aplicado al consumo final total se distribuye equitativamente al consumo por fuente energética. Por lo tanto, el consumo de electricidad observado se ajusta al alza alcanzando un nivel de 4% en el año 2010.

En la Tabla 18 se presenta el ahorro energético estimado para el país de Chile a partir del modelo estimado para el año 2006, empleando la metodología comentada en los párrafos anteriores.

Tabla 18 - Ahorros Energético Chile Ajustado

Año	Modelo Ajustado (GWh)	Ahorro Anual (%)
2003	0	0.0%
2004	0	0.0%
2005	0	0.0%
2006	154	0.3%
2007	706	0.8%
2008	2,926	5.1%
2009	4,374	7.3%
2010	6,174	9.8%
Ahorro Acumulado		14,334
Ahorro Promedio Anual		2,867
Consumo Potencial del 2010		63,111
Ahorro Promedio (%) 2010		4.5%

Fuente: Elaborado en Base a EIA y UN

Del análisis de la Tabla 18, se desprende que el ahorro energético logrado hasta el año 2010 en Chile es inferior a lo observado en otras economías emergentes como han de ser la de Brasil y México. Este factor responde, a como ha sido mencionado, que las políticas realizadas hasta el momento han sido políticas de poco impacto.

2.5.3. Proyección del Ahorro Energético

En el inciso anterior se ha demostrado que la economía chilena ha logrado un ahorro porcentual inferior a lo observado en otras economías emergentes de la región. Sin embargo, este análisis se encuentra influenciado por la cantidad de años que han pasado desde el año pivot. Por lo

tanto, el análisis de las economías internacionales permite definir un nivel potencial en concepto de ahorro energético dentro de la economía de Chile.

En este contexto, es importante estimar un ahorro futuro esperado a los fines de cuantificar las potencialidades chilenas. Este cálculo permite, además, comparar los resultados obtenidos por el consultor por los esperados en la Agenda de Energía, donde se proyecta un ahorro del 20% al 2025, que corresponde a 20,000 GWh ese año. Por lo tanto, estos valores constituyen la variable de comparación y no serán considerados como escenario, ya que utilizarlos implicaría forzar el resultado.

Para lo mismo, en primer lugar se ha estimado un consumo no observado proyectado para el período 2006 a 2029. Para lo mismo ha sido utilizado el modelo para el año pivot 2006, explicado en la Tabla 15. Es importante mencionar que los supuestos de producto y población corresponden a los mismos que se han empleado a lo largo de este trabajo.

El paso siguiente implica construir un porcentaje de ahorro anual esperado para el año 2029. Para lo mismo, se han propuesto seis escenarios para el período 2006 a 2029. Cuatro de ellos han sido construidos en base a la experiencia de otras economías, estudiadas en esta sección del trabajo, las cuales se suponen como valor potencial de convergencia de largo plazo. Es importante comprender que la utilización de esta técnica conlleva a que no se distinga entre las ganancias generadas por el cambio en la estructura productiva de las ganancias generadas por medidas de eficiencia.

Ahora bien, los países estudiados corresponden a casos donde el desarrollo de políticas de eficiencia tiene una historia considerable. Por el contrario, Chile tiene una historia más reciente en esta materia. Por lo tanto, en el período 2006 a 2029 (24 años) Chile podría converger linealmente al nivel de ahorro porcentual que los países estudiados tenían en el año 24 desde la ejecución de la primera medida de gestión de demanda. En algunos casos, la historia de los países es inferior a 24 años. Un claro ejemplo es México, donde desde la primera medida implementada y hasta el año 2010 han transcurrido 21 años. En dicho caso, se toma que al año 21 desde 2006 Chile alcanzará dicho nivel potencial, y desde ahí mantendrá un comportamiento tendencial hasta el año 2029. En resumen, los escenarios confeccionados corresponden a:

- Emergente Alto: La economía de Chile aplica las medidas implementadas en Brasil y se comparte como dicha economía. Por lo tanto, la tasa de ahorro anual total convergen linealmente a 36.54% en 2029.
- Emergente Bajo: Las medidas implementadas en México sirven como ejemplo para la economía de Chile, y se converge a valor de ahorro anual de 22.35% en 2029.
- Desarrollado Alto: La economía de Chile aplica las medidas implementadas en Estados Unidos y se comparte como dicha economía. Por lo tanto, la tasa de ahorro anual convergen linealmente a 43.02% en 2029.
- Desarrollado Bajo: La economía de Chile mantiene la misma dinámica que Holanda, y converge a una tasa de 36.03% a largo plazo

Ahora bien, todo shock como un cambio en la estructura productiva, genera una ganancia inicial que se licua con el paso de los años. Por lo tanto, se proyecta el ahorro porcentual anual producido por el cambio en la estructura del país en función de una ecuación tendencia decreciente, lo que permite diferenciar el ahorro por cambio en la estructura productiva de la ganancia en términos de energía eléctrica producido por una gestión eficiente de la demanda de electricidad.

Asimismo, se ha incorporado el Plan de 2020 como un posible escenario, representando un caso más conservador. Es importante mencionar que este plan asume un valor de ahorro por políticas de eficiencia de 12% en el año 2020. Por lo tanto, utilizando la proyección del ahorro anual producido por el cambio estructural podemos construir el escenario de ahorro total. En la Tabla 19 se presenta los valores proyectados para el escenario del Plan de 2020:

Tabla 19 – Escenario Plan 2020

Año	Escenario Plan 2020		
	Ahorro Total	Ahorro Eficiencia	Ahorro Est. Productiva
2006	1.1%	0.3%	0.8%
2007	2.8%	1.3%	1.6%
2008	7.3%	5.1%	2.2%
2009	10.1%	7.3%	2.9%
2010	13.3%	9.8%	3.5%
2011	13.5%	10.0%	3.5%
2012	13.6%	10.2%	3.4%
2013	13.7%	10.4%	3.2%
2014	13.8%	10.7%	3.1%
2015	13.9%	10.9%	3.0%
2016	14.0%	11.1%	2.9%
2017	14.1%	11.3%	2.8%
2018	14.2%	11.6%	2.6%
2019	14.3%	11.8%	2.5%
2020	14.4%	12.0%	2.4%
2021	14.5%	12.2%	2.3%
2022	14.6%	12.4%	2.2%
2023	14.7%	12.7%	2.0%
2024	14.8%	12.9%	1.9%
2025	14.9%	13.1%	1.8%
2026	15.0%	13.3%	1.7%
2027	15.1%	13.6%	1.6%
2028	15.2%	13.8%	1.4%
2029	15.3%	14.0%	1.3%

Fuente: Elaboración Propia

En un último lugar, se construyó un escenario pesimista donde se asume que los niveles de eficiencia logrados hasta el momento, tanto por eficiencia como por cambios en la estructura productiva, se mantienen constantes en 13.25%. Nuevamente, utilizando la proyección del ahorro porcentual anual producidos por el cambio en la estructura productiva podemos determinar el ahorro generado por las políticas de eficiencia. En la Tabla 20 se presenta un resumen de todos los escenarios considerados:

Tabla 20 – Escenario de Ahorro Porcentual Anual

Año	Ahorro Porcentual Anual (%)																	
	Constante			Emergente Alto			Emergente Bajo			Desarrollado Alto			Desarrollado Bajo			Plan 2020		
	Ahorro Total	Ahorro Eficiencia	Ahorro Est. Prod.	Ahorro Total	Ahorro Eficiencia	Ahorro Est. Prod.	Ahorro Total	Ahorro Eficiencia	Ahorro Est. Prod.	Ahorro Total	Ahorro Eficiencia	Ahorro Est. Prod.	Ahorro Total	Ahorro Eficiencia	Ahorro Est. Prod.	Ahorro Total	Ahorro Eficiencia	Ahorro Est. Prod.
2006	1.1%	0.3%	0.8%	1.1%	0.3%	0.8%	1.1%	0.3%	0.8%	1.1%	0.3%	0.8%	1.1%	0.3%	0.8%	1.1%	0.3%	0.8%
2007	2.8%	1.3%	1.6%	2.8%	1.3%	1.6%	2.8%	1.3%	1.6%	2.8%	1.3%	1.6%	2.8%	1.3%	1.6%	2.8%	1.3%	1.6%
2008	7.3%	5.1%	2.2%	7.3%	5.1%	2.2%	7.3%	5.1%	2.2%	7.3%	5.1%	2.2%	7.3%	5.1%	2.2%	7.3%	5.1%	2.2%
2009	10.1%	7.3%	2.9%	10.1%	7.3%	2.9%	10.1%	7.3%	2.9%	10.1%	7.3%	2.9%	10.1%	7.3%	2.9%	10.1%	7.3%	2.9%
2010	13.3%	9.8%	3.5%	13.3%	9.8%	3.5%	13.3%	9.8%	3.5%	13.3%	9.8%	3.5%	13.3%	9.8%	3.5%	13.3%	9.8%	3.5%
2011	13.3%	9.8%	3.5%	14.5%	11.0%	3.5%	13.7%	10.3%	3.5%	14.8%	11.3%	3.5%	14.5%	11.0%	3.5%	13.5%	10.0%	3.5%
2012	13.3%	9.9%	3.4%	15.7%	12.4%	3.4%	14.2%	10.9%	3.4%	16.4%	13.0%	3.4%	15.6%	12.3%	3.4%	13.6%	10.2%	3.4%
2013	13.3%	10.0%	3.2%	16.9%	13.7%	3.2%	14.7%	11.5%	3.2%	18.0%	14.7%	3.2%	16.8%	13.6%	3.2%	13.7%	10.4%	3.2%
2014	13.3%	10.1%	3.1%	18.2%	15.0%	3.1%	15.2%	12.1%	3.1%	19.5%	16.4%	3.1%	18.0%	14.9%	3.1%	13.8%	10.7%	3.1%
2015	13.3%	10.3%	3.0%	19.4%	16.4%	3.0%	15.6%	12.7%	3.0%	21.1%	18.1%	3.0%	19.2%	16.3%	3.0%	13.9%	10.9%	3.0%
2016	13.3%	10.4%	2.9%	20.6%	17.7%	2.9%	16.1%	13.3%	2.9%	22.7%	19.8%	2.9%	20.4%	17.6%	2.9%	14.0%	11.1%	2.9%
2017	13.3%	10.5%	2.8%	21.8%	19.1%	2.8%	16.6%	13.9%	2.8%	24.2%	21.5%	2.8%	21.6%	18.9%	2.8%	14.1%	11.3%	2.8%
2018	13.3%	10.6%	2.6%	23.1%	20.4%	2.6%	17.1%	14.5%	2.6%	25.8%	23.2%	2.6%	22.8%	20.2%	2.6%	14.2%	11.6%	2.6%
2019	13.3%	10.7%	2.5%	24.3%	21.8%	2.5%	17.6%	15.1%	2.5%	27.4%	24.8%	2.5%	24.0%	21.5%	2.5%	14.3%	11.8%	2.5%
2020	13.3%	10.9%	2.4%	25.5%	23.1%	2.4%	18.0%	15.7%	2.4%	28.9%	26.5%	2.4%	25.2%	22.9%	2.4%	14.4%	12.0%	2.4%
2021	13.3%	11.0%	2.3%	26.7%	24.5%	2.3%	18.5%	16.3%	2.3%	30.5%	28.2%	2.3%	26.4%	24.2%	2.3%	14.5%	12.2%	2.3%
2022	13.3%	11.1%	2.2%	28.0%	25.8%	2.2%	19.0%	16.9%	2.2%	32.1%	29.9%	2.2%	27.6%	25.5%	2.2%	14.6%	12.4%	2.2%
2023	13.3%	11.2%	2.0%	29.2%	27.2%	2.0%	19.5%	17.4%	2.0%	33.6%	31.6%	2.0%	28.8%	26.8%	2.0%	14.7%	12.7%	2.0%
2024	13.3%	11.3%	1.9%	30.4%	28.5%	1.9%	20.0%	18.0%	1.9%	35.2%	33.3%	1.9%	30.0%	28.1%	1.9%	14.8%	12.9%	1.9%
2025	13.3%	11.5%	1.8%	31.6%	29.8%	1.8%	20.4%	18.6%	1.8%	36.8%	35.0%	1.8%	31.2%	29.4%	1.8%	14.9%	13.1%	1.8%
2026	13.3%	11.6%	1.7%	32.9%	31.2%	1.7%	20.9%	19.2%	1.7%	38.3%	36.7%	1.7%	32.4%	30.8%	1.7%	15.0%	13.3%	1.7%
2027	13.3%	11.7%	1.6%	34.1%	32.5%	1.6%	21.4%	19.8%	1.6%	39.9%	38.3%	1.6%	33.6%	32.1%	1.6%	15.1%	13.6%	1.6%
2028	13.3%	11.8%	1.4%	35.3%	33.9%	1.4%	21.9%	20.4%	1.4%	41.5%	40.0%	1.4%	34.8%	33.4%	1.4%	15.2%	13.8%	1.4%
2029	13.3%	11.9%	1.3%	36.5%	35.2%	1.3%	22.4%	21.0%	1.3%	43.0%	41.7%	1.3%	36.0%	34.7%	1.3%	15.3%	14.0%	1.3%

Fuente: Elaboración Propia

A partir de estos escenarios, se construyeron los ahorros producto de la gestión de demanda para cada escenario. Para el cálculo del ahorro energético fue utilizado como base la proyección del consumo no observado. En la Tabla 21 se presentan los resultados para cada escenario para el período 2006 a 2029:

Tabla 21 - Escenarios de Ahorro Energético Chile

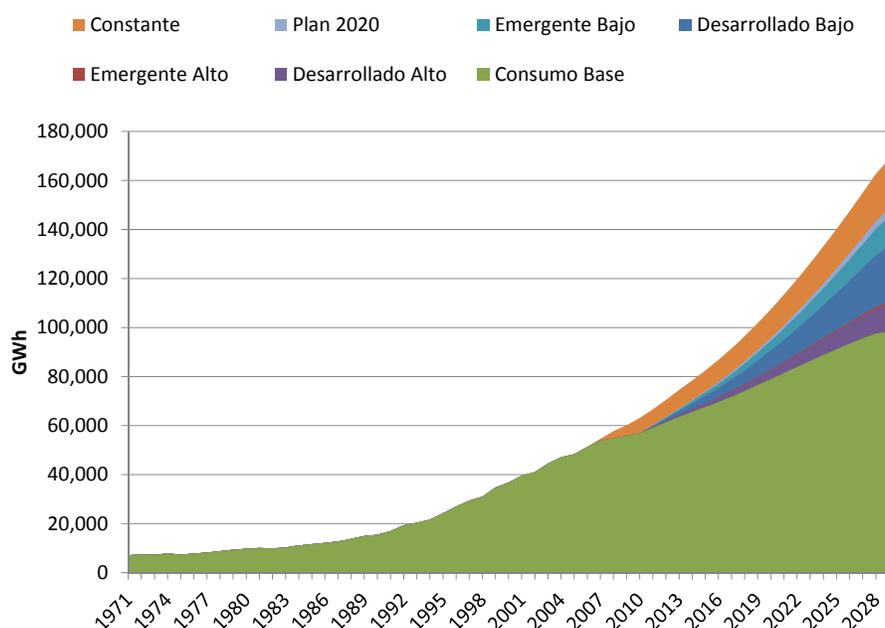
Año	Escenario					Plan 2020
	Constante	Emergente Alto	Emergente Bajo	Desarrollado Alto	Desarrollado Bajo	
2006	154	154	154	154	154	154
2007	706	706	706	706	706	706
2008	2,926	2,926	2,926	2,926	2,926	2,926
2009	4,374	4,374	4,374	4,374	4,374	4,374
2010	6,174	6,174	6,174	6,174	6,174	6,174
2011	6,516	7,332	6,835	7,560	7,314	6,664
2012	6,983	8,712	7,659	9,193	8,674	7,211
2013	7,471	10,212	8,542	10,975	10,152	7,788
2014	7,952	11,796	9,455	12,867	11,713	8,366
2015	8,462	13,515	10,437	14,922	13,405	8,980
2016	9,010	15,393	11,505	17,170	15,254	9,645
2017	9,605	17,452	12,672	19,637	17,281	10,367
2018	10,247	19,705	13,944	22,338	19,499	11,148
2019	10,936	22,166	15,325	25,293	21,921	11,991
2020	11,673	24,845	16,822	28,512	24,558	12,896
2021	12,458	27,753	18,436	32,011	27,419	13,865
2022	13,290	30,897	20,172	35,798	30,513	14,896
2023	14,168	34,285	22,031	39,885	33,846	15,991
2024	15,092	37,925	24,016	44,281	37,426	17,148
2025	16,061	41,822	26,130	48,993	41,260	18,369
2026	17,074	45,983	28,373	54,030	45,352	19,652
2027	18,131	50,414	30,749	59,401	49,709	20,998
2028	19,231	55,120	33,258	65,110	54,336	22,407
2029	20,141	59,418	35,493	70,352	58,561	23,606
Ahorro Acumulado	248,835	549,080	366,187	632,659	542,526	276,322
Ahorro Promedio Anual	10,368	22,878	15,258	26,361	22,605	11,513
Consumo Potencial del 2029	168,660	168,660	168,660	168,660	168,660	168,660
Ahorro Promedio (%) 2029	6.1%	13.6%	9.0%	15.6%	13.4%	6.8%

Fuente: Elaborado en base a EIA y UN

Los valores mostrados en la Tabla 21 representan valores potenciales o de máxima que asumen que todas las medidas implementadas en cada país son transportadas al caso chileno. De este modo, el rango de variabilidad se encuentra entre un valor de ahorro promedio entre 6% a 15%.

Asimismo, el análisis por escenario, donde cada uno corresponde a una mejoría respecto al peor anterior, permite realizar un análisis incremental. Este análisis implicaría determinar las ganancias adicionales generadas por la implementación de las medidas adicionales que no se encontraban en el escenario peor anterior, determinando el ahorro esperado desde el escenario más pesimista al más optimista. En la Gráfica 3, se observa las ganancias que serían posibles generar por implementar el paquete de políticas adicional en los distintos escenarios:

Gráfico 3 - Potencialidades de Ahorro en Chile



Fuente: Elaboración propia

En la Gráfica 3, el área de color verde representa el consumo de electricidad que no podrá ser reducido bajo ningún escenario. Es decir, que esta área representa el consumo base no modificable dentro de los escenarios considerados. En el otro extremo, la suma de todas las áreas de colores representa el ahorro máximo que se puede lograr en el escenario más optimista, el cual corresponde al escenario desarrollado Alto. Por su parte, cada área de color individual hace referencia a las ganancias marginales que se pueden lograr por implementar el paquete de medidas adicional que no se ha logrado bajo el escenario más conservador anterior. En la Tabla 22, se presentan los valores incrementales esperados bajo cada escenario que ayudan a cuantificar las áreas expresadas en la Gráfica 3:

Tabla 22 – Ahorros Incrementales por Escenario

Año	Consumo No observado	Consumo Base	Ahorro Máximo	Ahorros Incrementales					
				Esc. Desarrollado Alto	Esc. Emergente Alto	Esc. Desarrollado Bajo	Esc. Emergentes Bajo	Esc. Plan 2020	Esc. Constante
2006	51,376	51,223	154	0	0	0	0	0	154
2007	54,596	53,890	706	0	0	0	0	0	706
2008	57,728	54,802	2,926	0	0	0	0	0	2,926
2009	60,147	55,773	4,374	0	0	0	0	0	4,374
2010	63,111	56,938	6,174	0	0	0	0	0	6,174
2011	66,611	59,052	7,560	227	18	479	171	148	6,516
2012	70,523	61,330	9,193	481	38	1,015	447	228	6,983
2013	74,544	63,569	10,975	763	60	1,610	754	317	7,471
2014	78,410	65,544	12,867	1,070	84	2,258	1,089	413	7,952
2015	82,458	67,536	14,922	1,407	110	2,968	1,456	519	8,462
2016	86,790	69,620	17,170	1,777	139	3,749	1,860	634	9,010
2017	91,461	71,825	19,637	2,184	171	4,609	2,305	762	9,605
2018	96,467	74,128	22,338	2,633	206	5,555	2,796	901	10,247

Año	Consumo No observado	Consumo Base	Ahorro Máximo	Ahorros Incrementales					
				Esc. Desarrollado Alto	Esc. Emergente Alto	Esc. Desarrollado Bajo	Esc. Emergentes Bajo	Esc. Plan 2020	Esc. Constante
2019	101,807	76,515	25,293	3,126	245	6,596	3,334	1,055	10,936
2020	107,470	78,958	28,512	3,667	288	7,736	3,925	1,223	11,673
2021	113,443	81,433	32,011	4,258	334	8,983	4,571	1,407	12,458
2022	119,711	83,912	35,798	4,901	384	10,341	5,276	1,606	13,290
2023	126,255	86,370	39,885	5,600	439	11,815	6,040	1,822	14,168
2024	133,064	88,783	44,281	6,356	498	13,410	6,868	2,056	15,092
2025	140,122	91,129	48,993	7,171	562	15,130	7,761	2,308	16,061
2026	147,417	93,387	54,030	8,047	631	16,979	8,721	2,578	17,074
2027	154,938	95,538	59,401	8,987	705	18,960	9,751	2,867	18,131
2028	162,673	97,563	65,110	9,990	783	21,078	10,851	3,176	19,231
2029	168,660	98,309	70,352	10,934	857	23,068	11,887	3,465	20,141

Fuente: Elaborado en base a EIA y UN

En la Tabla 22 se observa que en el caso más optimista se puede generar un ahorro de 70,352 GWh. En cuanto a las ganancias incrementales máximas se observa que aplicar las medidas adicionales del escenario desarrollado bajo respecto al escenario emergente bajo genera un ahorro de 23,068 GWh. Este valor es significativo al momento de evaluar con un análisis costo beneficio aplicar los programas adicionales.

Ahora bien, cada escenario tiene una probabilidad de ocurrencia asociada al riesgo y a la viabilidad de aplicar las distintas políticas en la economía de Chile. El riesgo proviene de la incertidumbre que existe sobre los distintos escenarios. Por lo tanto, los ahorros energéticos estimados deben ser ajustados por el riesgo asociado a cada escenario a los fines de determinar el valor esperado de ahorro energético anual.

Para lo mismo, la probabilidad de ocurrencia fue determinada, principalmente, en base a dos criterios: la disponibilidad y calidad de información, y la semejanza estructural de la economía internacional con la chilena. En este contexto, el Plan 2020 es el de mayor probabilidad de ocurrencia, e incluso con una probabilidad superior a 0.5.

Por su parte, las probabilidad de los demás escenarios se han evaluado a partir de comparar el consumo de electricidad por persona a 2010 de cada economía utilizada como *benchmark* con el consumo esperado para Chile en el año 2029. En la Tabla 23 se observa el valor del consumo per cápita a 2010 de las economías internacionales analizadas, y el consumo esperado a 2029 de la economía de Chile:

Tabla 23 – Consumo de Electricidad por Persona (KWh/persona)

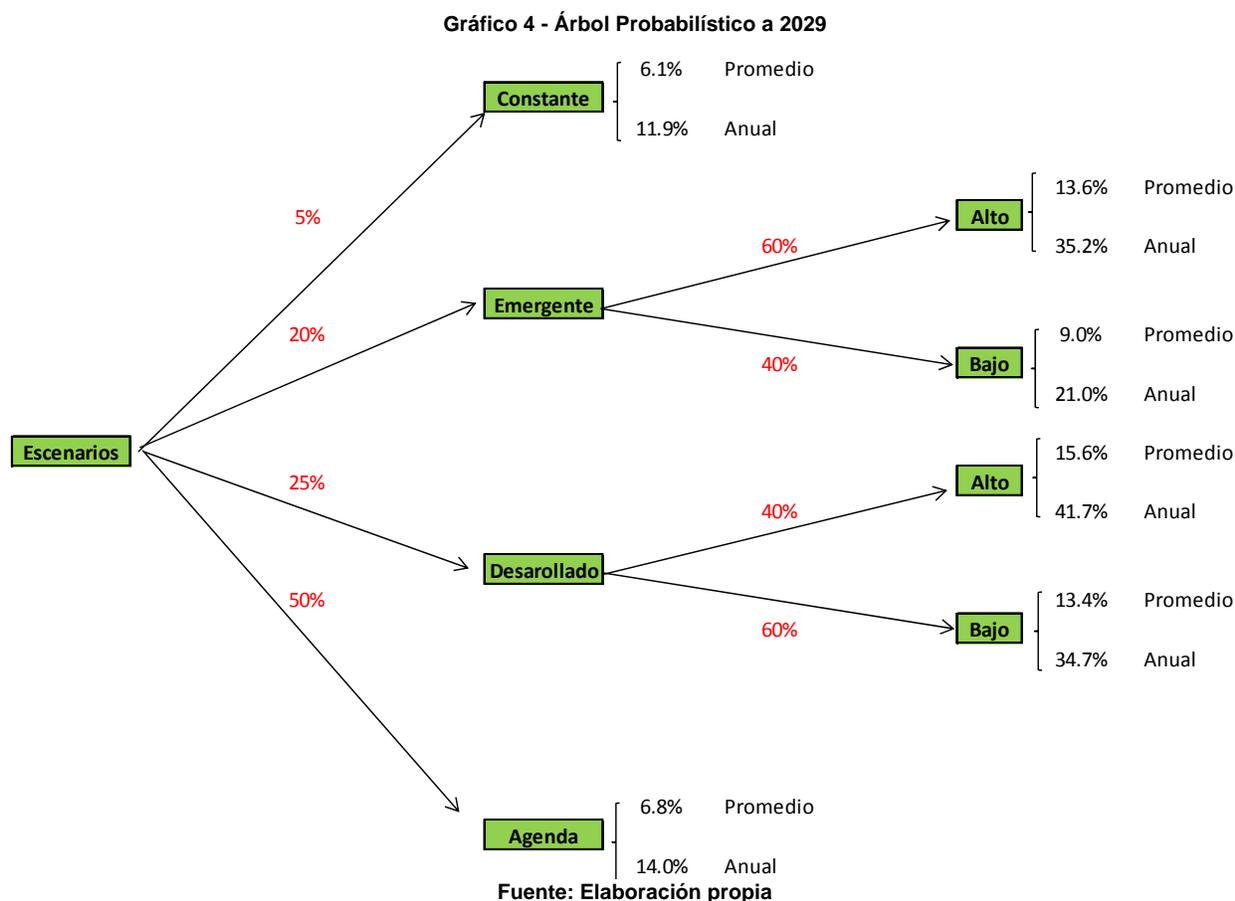
País	Producto Per Cápita	Consumo Electricidad (KWh/persona)
Brasil	10,079	2,243
México	11,943	1,764
Estados Unidos	41,608	12,178
Holanda	36,926	6,433
Chile 2029	29,220	7,000

Fuente: elaborado en base a EIA y UN

Como puede apreciarse en la Tabla 23, la economía chilena tiene una mayor probabilidad de converger a los niveles actuales de consumo de la economía de Holanda. Asimismo, parecería estar más cercana del nivel de consumo de Estados Unidos que de las economías emergentes. En último término, claramente el caso de México es el de menor probabilidad de ocurrencia.

Una mención especial requiere el caso donde se mantiene la situación constante y no se aplica ningún plan. Este escenario corresponde al más pesimista, siendo el de menor probabilidad de ocurrencia. Esto se debe a que es de público conocimiento los planes de implementación de políticas de gestión, y además, la probabilidad de fracaso de los planes es baja en el Chile. La historia reciente, analizada con anterioridad, respalda la última afirmación.

En la Gráfica 2 se presenta el árbol probabilístico construido en base a los distintos escenarios y las probabilidades asociadas:



En la Gráfica 4 se presentan los distintos escenarios y las probabilidades asociadas. Los rectángulos verdes representan los nodos probabilístico o cada uno de los escenarios. Los valores rojos son las probabilidades asociadas a cada nodo. Por ejemplo, el escenario emergente tiene una probabilidad del 20%, dentro de los cuales el escenario alto tiene una probabilidad del 60%. En caso que se den estas ocurrencias, el ahorro promedio esperado es de 13.6% y el ahorro anual a 2029 esperado es de 35.2%.

De este modo, se estima un valor esperado a 2029 del ahorro promedio de 9.6% respecto al consumo potencial del año 2029, y un ahorro anual esperado de 22.9%. Cabe mencionar que el primer valor es similar al valor promedio estimado a partir de las economías de México, Brasil y California.

De modo similar, a partir de las probabilidades asignadas se puede construir una serie de ahorro porcentual anual esperado. La CNE ha provisto de los valores esperados de ahorro anual para la Agenda de Energía 2025. Sin embargo, dichos valores han sido calculados en base a fuentes de información distintas, lo que genera una diferencia de nivel en las demandas

observadas. No obstante, los valores calculados por el consultor fueron reescalados en función de la demanda observada de la CNE, y en la Tabla 24 se presentan los valores calculados, tanto en porcentaje sobre el consumo no observado como en GWh:

Tabla 24 – Valor Esperado Reescalado del Ahorro Anual de Chile

Año	Valor Potencial (GWh)	Valor Esperado	
		Ahorro Anual (GWh)	Ahorro Anual (%)
2014	78,410	8,441	12.5%
2015	82,458	9,363	13.2%
2016	86,790	10,358	13.9%
2017	91,461	11,430	14.6%
2018	96,467	12,584	15.3%
2019	101,807	13,826	16.0%
2020	107,470	15,162	16.7%
2021	113,443	16,598	17.3%
2022	119,711	18,142	18.0%
2023	126,255	19,799	18.7%
2024	133,064	21,579	19.4%
2025	140,122	23,488	20.1%
2026	147,417	25,562	20.8%
2027	154,938	27,761	21.5%
2028	162,673	30,086	22.2%
2029	168,660	32,167	22.9%

Fuente: Elaboración propia

2.6. CONCLUSIONES

En esta sección, se ha analizado el caso particular de 5 países y el Estado de California, a los fines de comprender el efecto que las políticas de gestión de demanda tienen sobre el consumo de electricidad. Este análisis fue realizado a nivel macroeconómico, considerando que era la mejor forma de poder extrapolar los efectos a la economía chilena. Posteriormente, los resultados fueron extrapolados a la economía de Chile.

En primer lugar, cabe indicar que toda política de gestión de demanda produce un cambio estructural. Este último se asocia a un desacople económico, que, de todos modos, puede ser compensado por el diversas dinámicas. Por lo tanto, al momento de analizar y estimar los resultados de un plan de eficiencia se debe tener mucho cuidado.

En segundo lugar, se proyectó un consumo no observado a los fines de contar con un individuo de control. A partir del mismo, fue posible estimar un ahorro promedio anual potencial. Del análisis de las economías similares a la de Chile se estimó un ahorro promedio potencial de 9.3%

Ahora bien, en el caso concreto de la economía de Chile se demostró que las políticas implementadas hasta el momento fueron de poco impacto, generando un ahorro promedio anual sobre el consumo no observado de 2010 de 6.6%. Sin embargo, este valor incluye los efectos del cambio productivo de la economía. Por lo tanto, eliminando dichos efectos se obtiene un ahorro en torno a 4.5%.

La economía chilena se caracteriza por tener una elevada potencialidad en términos de ahorro energético producto de políticas de gestión de la demanda. Para lo mismo, y a partir de seis escenarios, se determinó un valor esperado promedio de 9.6% en 2029. Este valor corresponde a un nivel máximo que podría alcanzar la economía de Chile.

En último término, es importante mencionar la Agenda de Energía proyecta un ahorro del 20% a 2025. Efectivamente, dicho valor corresponde al calculado en esta sección de trabajo por medio de una técnica distinta. Sin embargo, la Agenda proyecta un ahorro anual en 2025 de 20,000 GWh, mientras que el cálculo del consultor arroja un valor de 23,488 GWh. Estas diferencias, por un lado, son marginales. Por el otro lado, corresponden, a nuestro entender, a distintos niveles del consumo no observado y métodos de cálculo del porcentaje.

3. MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE CLIENTES REGULADOS

3.1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, en Chile existen 36 empresas distribuidoras de electricidad que operan en las distintas regiones del país. La actividad principal de las empresas concesionarias de distribución es el transporte y comercialización de energía a usuarios finales. Es decir, la distribuidora compra energía y potencia a las empresas generadoras, normalmente en distintos puntos del sistema de transmisión, transporta la energía a través de su propia red de distribución, y la vende a los clientes.

Cabe destacar que el mercado eléctrico chileno está compuesto por dos tipos de clientes. Es decir, que las empresas distribuidoras pueden abastecer tanto a clientes regulados como a clientes libres. La definición de cada clase de clientes se encuentra dentro de la normativa vigente que regula el mercado eléctrico chileno.

Entre los principales cuerpos normativos del sector eléctrico se encuentra la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería), en adelante la Ley. Esta misma reconoce al segmento de distribución eléctrica, el cual tiene características de monopolio natural. Por este motivo se regulan las condiciones de su explotación, los precios que puede cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que deben prestar.

Ahora bien, la distribución sujeta a regulación, o el suministro a clientes regulados, se define como aquella actividad que realiza el transporte de potencia y energía eléctrica a niveles de voltaje de 23 KV o menos, y se encarga del suministro de energía a consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a los 2.000 KW, con excepción de aquellos clientes que contraten condiciones especiales de suministro o que, teniendo una potencia conectada superior a los 500 KW e inferior o igual a los 2.000 KW, hayan optado por suscribir un contrato libre.

En el Anexo VII – EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ELECTRICIDAD se presentan las empresas distribuidoras que existen o existieron en el país a lo largo de los años, aclarando las regiones sobre las que cada una opera. Es importante remarcar que la cantidad de distribuidoras se ha ido modificando a lo largo de los años. Estos cambios corresponden a *take-overs* o fusiones entre empresas. Además, varias empresas han ido modificando las zonas de operación, ampliando sus regiones de influencia.

En lo que sigue de este informe se presentará la información analizada y considerada para estimar modelos de regresión que resulten válidos para proyectar el consumo eléctrico anual de clientes regulados

3.2. METODOLOGÍA GENERAL

Como fue mencionado en el capítulo “MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE ELECTRICIDAD POR SISTEMA” del TOMO I de este estudio, al trabajar con series de

tiempo es importante tener en mente el concepto de estacionariedad. En presencia de “no estacionalidad débil” los *tests* estándar de significancia estadística no son válidos y cualquier inferencia a partir de ellos conduce a conclusiones erróneas. Por lo tanto, el planteo de los modelos de proyección a partir de series de tiempo requiere tomar en cuenta las propiedades estadísticas de las series para prevenir el planteo de modelos que reflejen regresiones espurias.

En términos generales, se dice que un proceso estocástico es estacionario si su media y su varianza son constantes en el tiempo, y si el valor de la covarianza entre dos períodos depende solamente de la distancia o rezago entre estos dos períodos de tiempo, y no del tiempo en el cual se ha calculada la covarianza. Es decir, que en una serie no estacionaria la varianza depende del tiempo y tiende a infinito a medida que este último transcurre; cualquier *shock* afecta permanentemente a sus procesos; oscilan ampliamente; y su autocorrelación tiende a 1.

Por lo tanto, el planteo de los modelos de proyección tomarán en cuenta las propiedades estadísticas de las series para prevenir el planteo de modelos que reflejen regresiones espurias. Afortunadamente, existen formas de advertir potenciales problemas en este sentido: a partir de los resultados de los ajustes (elevados resultados del R^2 y valores muy bajos del estadístico de Durbin-Watson); los resultados del cálculo de las funciones de autocorrelación y autocorrelación parcial de los residuos del ajuste; y los resultados de las pruebas de raíz unitaria de las variables del modelo (test Dickey Fuller Aumentado), como así también de los residuos del ajuste.

Independientemente de ello, si dos series son no estacionarias, con el mismo orden de integración y se encuentran cointegradas, implica que existe una relación de largo plazo entre las variables. La existencia de cointegración entre variables implica que existe una relación de largo plazo en torno al estado estacionario, entre dos variables, y que los movimientos que las desvían de esa relación no pueden ser permanentes. Esto significa que ambas variables tienen una tendencia en común (o con alguna relación proporcional), o, alternativamente, que existe un componente no observable en común entre ambas series.

Ahora bien, la detección de cointegración se reduce a comprobar si los residuos de la regresión presentan estructura o no. En caso de ser estacionarios, podemos concluir que las series se encuentran cointegradas en el largo plazo, por lo que el modelo estimado es correcto estadísticamente.

En este capítulo, la construcción de modelos anuales se ha enfocado en el análisis de modelos ARIMA. En 1970, Box y Jenkins desarrollaron un cuerpo metodológico para liberarnos de la tarea de la especificación de los modelos, dejando que los propios datos temporales de la variable a estudiar nos indiquen las características de la estructura probabilística subyacente.

Dentro de esta familia de modelos, se encuentra aquellos que utilizan como especificación una o más variables exógenas al modelo "tradicional", aproximándonos al estudio de los conocidos como modelos de transferencia. Estos modelos no solo permiten describir la estructura probabilística subyacente a las series, sino que también incluye la relación con otras variables explicativas.

Ahora bien, esta metodología se diferencia de la utilizada en el capítulo “POLITICAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y SUS EFECTOS EN EL CONSUMO ELÉCTRICO”. El Modelo de Ajuste Parcial se sustenta en una teoría económica y su objetivo final es la estimación estructural del modelo. En este sentido, la metodología ARIMA resulta más conveniente al momento de estimar el consumo de electricidad.

En cuanto a lo práctico, la metodología usual es la propuesta de diversos modelos ARIMA, cada uno con una especificación distinta. Es importante mencionar que cada uno de ellos debe

contar con sustento en la teoría económica, o bien, en el análisis empírico de los datos. De todos modos, modelos alternativos que repliquen la estructura interna de la serie son válidos al momento de proyectar series de tiempo. Esto implica la utilización de modelos con términos autoregresivos cuando sea necesario, y variables dicotómicas cuando la serie presente *shocks* aleatorios o bien cambios bruscos en su estructura.

A partir del resultado de las estimaciones, se evaluaron los siguientes parámetros de bondad de ajuste:

- “*Std. Error*” es el error estándar de los coeficientes estimados, e indica su variabilidad probable en la muestra y, en consecuencia, su fiabilidad. El coeficiente estimado, más o menos dos errores estándar, es un intervalo de confianza de aproximadamente 95%. Cuando los coeficientes del error estándar son grandes se traducen en intervalos de confianza amplios.
- “*t-Statistic*” es el estadístico *t* de Student, y proporciona una prueba de hipótesis de irrelevancia de la variable: que el parámetro poblacional verdadero, pero desconocido, es cero, y en consecuencia que la variable correspondiente no contribuye con algo al pronóstico de la regresión y, por lo tanto, se puede omitir. Una forma de probar la irrelevancia de la variable con, digamos, un 5% de probabilidad de rechazarla en forma incorrecta, es comprobar si el cero está fuera del intervalo de confianza de 95% para el parámetro. Dado que el estadístico *t* es la relación entre el coeficiente estimado y su error estándar, si es cero se encuentra fuera del intervalo de confianza de 95%, y el estadístico *t* de Student debe tener un valor absoluto mayor que 2. En consecuencia, se puede probar rápidamente que la irrelevancia, a nivel de confianza de 5%, se produce *t* de Student tiene valor absoluto mayor a 2.
- “*Prob.*” representa, el valor de probabilidad asociado con cada estadístico *t* de Student. Es decir, la probabilidad de obtener un valor absoluto del estadístico *t* cuando menos tan grande, en valor absoluto, al que se obtuvo, suponiendo que es verdadera la hipótesis de irrelevancia. Es decir, representa el criterio de rechazo de la hipótesis nula de significatividad basado en la probabilidad de cometer error tipo 1, siendo el valor de corte de 1%, 5% y 10% de probabilidad.
- “*R-squared*” es un indicador muy utilizado para medir la bondad de ajuste, o facilidad de pronóstico de la variable endógena (a explicar) basada en las variables que exógenas (explicativas) que se incluyen en la regresión. R^2 mide el éxito de la ecuación de regresión, dentro de la muestra, para predecir la variable endógena. Si en la regresión se incluye una ordenada al origen (la constante), como casi siempre se hace, R^2 debe estar entre 0 y 1.
- “*Adjusted R-squared*” se puede interpretar igual que R^2 ; la diferencia es que incorpora correcciones de acuerdo con los grados de libertad que se usaron para ajustar el modelo (los grados de libertad dependen del tamaño de la muestra y de la cantidad de variables exógenas utilizadas).
- “*F-statistic*” es un estadístico que se emplea para comprobar la hipótesis de que los coeficientes de todas las variables en la regresión, excepto la ordenada al origen, son cero. Es decir, permite comprobar si, consideradas como un conjunto, las variables incluidas en el modelo tienen algún valor predictivo.
- “*Prob (F-statistic)*” es el valor de probabilidad del estadístico F, y expresa el nivel de significado al cual se puede rechazar la hipótesis de que el conjunto de las variables

explicativas no tiene valor predictivo.

- Criterios de Información (*Akaike* y *Shwarz*) son una medida de la calidad relativa de un modelo estadístico, para un conjunto dado de datos. Estos criterios manejan un *trade-off* entre la bondad de ajuste del modelo y la complejidad del modelo. Se basa en la entropía de información: se ofrece una estimación relativa de la información pérdida cuando se utiliza un modelo determinado para representar el proceso que genera los datos. Es decir, que este criterio no proporciona una prueba de un modelo en el sentido de probar una hipótesis nula, es decir que estos criterios puede decir nada acerca de la calidad del modelo en un sentido absoluto.

Es preciso destacar que el objetivo final de esta sección del estudio consiste en el cálculo de proyecciones y no así la estimación de modelos estructurales de demanda. Por este motivo, la evaluación de los modelos de proyección estará basada, además, en su bondad de pronóstico. En el caso puntual de este estudio, las medidas de error de pronóstico consideradas serán el error medio absoluto porcentual (MAPE) y el coeficiente de Theil.

El error del pronóstico es la diferencia entre el valor real y el pronosticado del período correspondiente. Mientras el error medio absoluto porcentual (MAPE) mide el desvío absoluto porcentual del valor estimado para la variable dependiente con respecto al valor observado., el segundo está re-escalado de forma tal que toma valores entre 0 y 1, donde cero implica perfecta predicción. En términos generales, cuanto menor sea el error MAPE y Theil, mejor pronosticador es nuestro modelo. Asimismo, se pretende que dichos errores no sean producto de un sesgo en la estimación (que sistemáticamente nos encontremos por encima o debajo del valor real).

Ahora bien, la construcción de modelos econométricos no debe desprenderse de la teórica y del análisis empírico de los datos. Esta situación implica que pueden obtenerse modelos que en términos estadísticos sean buenos para pronosticar el consumo de electricidad, pero que no tienen razón de ser por factores como la estructura productiva de la economía.

Una vez seleccionado el modelo de proyección es necesaria la construcción de escenarios de proyección. Estos últimos se basan en la construcción de supuestos o hipótesis de trabajo sobre la evolución futura de aquellas variables explicativas que resultaron ser significativas para la construcción del modelo de proyección. Para lo mismo, es importante mencionar que la econometría podrá proyectar una cantidad de años menor o igual a la cantidad de años históricos.

En último término, mediante la construcción de los escenarios y la selección de los modelos de proyección no queda más que proyectar la variable de interés por el período deseado. De todos modos, esta tarea requiere evaluar las tasas de variación proyectadas econométricamente, porque si bien en muchos casos los modelos son correctos estadísticamente, los resultados empíricos son contraintuitivos.

En el ANEXO III - METODOLOGÍAS Y ASPECTOS CRÍTICOS PARA MODELAR SERIES DE TIEMPO, se amplía la explicación

3.3. INFORMACIÓN UTILIZADA

Como fue explicado en el capítulo “MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE ELECTRICIDAD POR SISTEMA” del TOMO I de este estudio, proyectar el consumo de electricidad corresponde a proyectar la generación bruta. En particular, el promedio histórico de las ventas corresponden al 94% de la generación bruta del SIC (1985 a 2006), mientras que en

el SING dicho porcentaje equivale a 92% (2000 a 2007). Esos valores promedio de 6% y 8% corresponden a las pérdidas de transmisión y distribución.

Independientemente de ello, la proyección del consumo de electricidad a partir de la generación total de cada sistema no permite diferenciar la demanda por tipo de cliente, ni sector económico o región. Por lo tanto, la construcción de modelos alternativos a partir de fuentes de información distintas permite ampliar el análisis realizado hasta el momento, profundizando sobre las dinámicas que afectan la demanda de electricidad de Chile.

En este contexto, la CNE ha provisto al consultor con información de ventas de electricidad desagregada por empresa distribuidora. Desde el año 1999 estas empresas poseen un registro mensual de la energía y potencia vendida, los montos facturados y la cantidad de clientes, diferenciando por tipo de cliente y tramo tarifario. Esta información es remitida periódicamente a la CNE, que ha recopilado los archivos recibidos.

De esta manera, el consultor recibió 3,138 archivos de ingresos de explotación donde se detallaba los registros de ventas de las distintas empresas distribuidoras para el período 1999 a 2012. Estos archivos de origen constituyen dos conjuntos, a saber:

- Período 1999 a 2005: estos corresponde a un archivo por mes y por empresa, donde se detallan tarifas y comunas para clientes regulados y clientes libres, resumiendo toda la información en dos tablas de doble entrada.
- Período 2006 a 2012: estos archivos poseen una metodología distinta a los anteriores, siendo un único archivo anual por empresa donde se agrupa todos los meses del año. Además, solamente se consideran los clientes libres, y no existen archivos resumen.

En primer lugar, fue necesario realizar un análisis detallado de los archivos recibidos. Esta tarea implicó el relevamiento de archivos dañados (archivos INO35049941 y INO03089941), archivos con problemas en el cargado de los datos (archivo ING_Ventas_CL_FIN_REG0292011 y datos de ventas totales de la empresa 33), el faltante de información (archivo INO3501011, datos del año 1999 de la empresa Emelpar, y datos de la empresa Sasipa) y datos denominados *outliers*. Un claro ejemplo servirá para comprender este último elemento: durante el análisis de la información recibida se detectaron valores de ventas negativos, y valores positivos sin que existan clientes. Además, para estos valores no se identifica una comuna específica.

Frente a esta situación, fue necesario el intercambio de información con la CNE a los fines de poder justificar los problemas encontrados. En ciertos casos, como puede ser con los valores negativos, o la caída de la cantidad de clientes en 2010, la CNE proporcionó una explicación: los valores negativos corresponden a ajustes en los datos cargados por las empresas, ya que los mismos se asocian a estimaciones que en algunas ocasiones difieren del valor real. En el segundo caso, la caída de clientes corresponde al terremoto que sufrió el país en el año 2010. Sin embargo, en varios casos los problemas no pudieron ser explicados, situación que obligó a desechar parte de la información recibida.

En los párrafos anteriores se refleja la complejidad que implica construir una base de datos a partir de una gran cantidad de información. Además, esta tarea se encontró agravada por problemas con los archivos de origen obligando a relegar información que podría haber sido importante al momento de proyectar el consumo de electricidad.

Posteriormente, se procedió a la confección de la base de datos. En un primer momento, fue necesario el ordenamiento de los archivos e incluso el ajuste del nombre de varios de ellos. La gran cantidad de información y el método en como los archivos de origen fueron

confeccionados exigió la construcción de dos modelos de extracción de datos. Estos modelos necesitan que los archivos posean un formato de nombre similar.

Ahora bien, a partir de estos modelos se construyeron dos archivos resumen. El primero de ellos, de aproximadamente un millón de filas, resume la información para el período 1999 a 2005. El segundo, de menor dimensión, resume los datos del período 2006 a 2012. Basta mencionar que la actualización de un año podría demorar de 5 a 6 horas, lo que permite comprender la complejidad de los modelos.

En este contexto, se detectaron empresas que desaparecían a lo largo de los años, otras cambiaban sus áreas de influencia y, en último lugar, otras empresas que comenzaban a operar en un momento dado del tiempo sin que lo hagan con anterioridad. La CNE informó que esta situación se debía a empresas que ampliaban sus áreas de gestión (Luzparral, Edecsa, Emelectric y Til-Til), o bien, fusiones o *take-overs* entre empresas (Emec, Rio Maipo, Pirqué, Emelpar, Socoroma y Elecoop). En primer lugar, esta situación generaba un limitante práctico claro: fue necesario ir ajustando los modelos de extracción de datos a medida que se observaba esta situación.

En segundo lugar, la existencia de dicha realidad implicaba que en muchos casos la información de dos regiones se agrupe bajo una única. Esta situación no podía ser ajustada por el consultor, ante lo cual se tomó la información como provenía de los archivos de origen. Sin embargo, se debieron agrupar las empresas que se hayan fusionado.

A pesar de los problemas encontrados, con los dos archivos resumen y la utilización de distintas tablas dinámicas, fue posible construir dos series de ventas de electricidad a clientes regulados (en MWh y pesos chilenos), y una serie de clientes regulados (personas) por región, a paso mensual y para el período comprendido entre los años 1999 a 2012. Esta tarea fue realizada conociendo las comunas sobre las que opera cada empresa distribuidora. En caso que una empresa opere en más de una región, se distribuyeron los valores en función a la participación que cada una de dicha región posee sobre el total de las ventas de la empresa.

Asimismo, a partir de la información fue posible construir una base de datos análoga a la anterior pero diferenciando por sector económico (residencial, industrial y comercial). Esta tarea fue realizada asociando cada tipo de tarifa eléctrica con un sector de consumo, lo que se encuentra representado en la Tabla 25:

Tabla 25 - Tarifas Eléctricas

Tarifa	Sector
BT1a	Residencial
BT1b	Residencial
BT1c	Residencial
BT2PP	Comercial
BT2PPP	Comercial
BT3PP	Industrial
BT3PPP	Industrial
BT4.1	Industrial
BT4.2	Industrial
BT4.3	Industrial
AT2PP	Comercial
AT2PPP	Comercial
AT3PP	Industrial
AT3PPP	Industrial
AT4.1	Industrial
AT4.2	Industrial
AT4.3	Industrial

Fuente: CNE

Alcanzado este punto, fue necesario el análisis y el chequeo de las series construidas con los archivos de origen a los fines de corroborar la correcta agrupación de los datos de origen. En primer lugar, se observó que si bien existen cambios estructurales en las series, los mismos se encuentran reflejados en los archivos de origen. En primer lugar, se observa una marcada caída en 2010, producto del terremoto que sufrió el país. Además, se observa un cambio estructural en el año 2005 en las regiones IV, VI, VII, IX y X. Esto último viene explicado por un fuerte aumento de la energía vendida y cantidad de clientes en la tarifa BT1a, como puede ser en el caso de la empresa CGE. Asimismo, la región XI tiene un fuerte aumento de la cantidad de clientes en el año 2007, explicado por un comportamiento similar en la tarifa BT1a de la empresa Edelayen.

En segundo lugar, se observó que en algunos meses existen faltantes de datos, o bien datos denominados *outliers*. Los mismos pueden deberse a la exclusión de información o problemas en los archivos de origen. En estos casos, fue necesario ajustar la información a partir de criterios decididos por el consultor, como puede ser utilizar el dato del mes anterior. Sin embargo, dado que el objetivo final es la construcción de modelos anuales de ventas de electricidad a clientes regulados, los datos fueron anualizados. Esta metodología permitió compensar ciertos problemas mensuales.

En conclusión, por medio de la construcción de la base de datos fue posible obtener información anual para el período comprendido entre los años 1999 y 2012 de ventas de electricidad en MWh, cantidad de clientes y precio implícito de la electricidad (pesos nominales por KWh), por región –incluye las regiones I (Tarapacá) a XII (Magallanes)- y por sector económico (residencial, industrial y comercial).

Es importante mencionar que si bien la cantidad de observaciones relevadas no es la óptima, lo cierto es que el largo de las series es suficiente para la construcción de modelos estadísticamente significativos.

Una mención especial requiere el precio implícito de la electricidad. El mismo fue calculado como el cociente entre las ventas nominales y reales. Sin embargo, este cálculo resulta en un valor nominal, condicionado por la evolución propia de los precios de la economía. Por lo tanto, fue necesario ajustar dicho precio con el índice de inflación IPC SAE base 2013 obtenido del Banco Central de Chile. De este modo, se obtuvo una serie de precios de la electricidad a valores constantes, apropiada para utilizar en las proyecciones.

Análogamente a lo realizado en el capítulo “MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE ELECTRICIDAD POR SISTEMA” del TOMO I de este estudio, se decidió testear distintas variables a los fines de elegir aquellas que permitan explicar los factores determinantes del consumo de electricidad. Se priorizó la recopilación de información regional a los fines de armar modelos estadística y empíricamente coherentes. La recopilación de dicha información, a paso anual, requirió relevar distintas fuentes de información. Entre estas se encuentra la base de datos del Banco Central de Chile (BCC) y la base de datos de la CNE.

Es claro que la actividad económica representa una variable de importancia para entender la evolución del consumo de electricidad. Por lo tanto, el Producto Bruto Regional fue la primera variable considerada. Dicha variable, a pesos constantes, y por sector económico es publicada anualmente por el Banco Central de Chile. En concreto, por cada región y para cada sector económico, existen 4 series de tiempo con bases distintas, por lo que debieron ser empalmadas a un mismo año base. A saber, la serie base 1986 abarca el período 1985 a 1998, mientras que la serie base 1995 incluye los años 1996 a 2004. Las últimas dos series, base 2003 y referencia 2008, abarcan los períodos 2003 a 2010, y 2008 a 2013, respectivamente. La superposición de

años permitió la construcción de una única serie -base 1986- que abarca el período 1985 a 2013 (29 observaciones), por región y sector económico.

Además, se analizó el producto bruto, en términos constantes, del sector minero y de la industria manufacturera. Estos dos sectores son muy importantes dentro de la estructura productiva, al mismo tiempo que son sectores electrointensivo. Por lo tanto, es importante que sean evaluados, ya que variaciones no triviales en estas actividades podrían afectar de manera no tangencial el consumo de electricidad.

El precio del cobre, de gran relación con la actividad industrial y minera, debe ser considerado en el análisis. El precio catado grado A en dólares corrientes por tonelada métrica, fue provisto por la CNE, que a su vez lo obtuvo de LME Spot Price, CIF European ports. Dado que el análisis requiere la utilización de variables reales, el mismo fue deflactado por el Índice de Precio del Productor (PPI) publicado por el *U.S. Bureau of Labor Statistics* (BLS).

Otras variables fueron relevadas aunque no utilizadas en la estimación de los modelos. Por ejemplo, el precio del gas natural a los usuarios finales, corresponde un sustituto energético que debería ser incluido en el análisis. Sin embargo, en la base de datos de la CNE, se publica de manera mensual, desde enero del 2000 a junio de 2014, el precio del gas a usuarios finales por región, tipo de consumo, empresa distribuidora y región del país. Sin embargo, a los fines de mantener una coherencia a lo largo del trabajo, el mismo fue desechado del análisis ya que requería eliminar observaciones en una serie que ya no es muy extensa.

En último término, se relevaron las cifras de empleo por región del país, que son publicadas mensualmente por el INE desde 1986 hasta junio del 2014. De este modo, se obtuvieron las series de Población Económicamente Activa (PEA), Fuerza Laboral, Empleados y Desocupados de las zonas de interés. Sin embargo, el efecto que estas variables tiene sobre el consumo de electricidad se encuentra captado en los indicadores de población y actividad económica elegidos, que parecerían ser más adecuados desde la perspectiva teórica.

Por lo tanto, de la homogenización y selección de las distintas variables, se construyó una base de datos anual de 1999 a 2012 (13 observaciones) para cada región, que incluye para cada año las ventas de electricidad a clientes regulados, el PBR ajustado en pesos constantes, el producto bruto ajustado minero, el producto bruto ajustado de la industria manufacturera, la cantidad de clientes, el precio implícito de la energía y el precio del cobre deflactado. La información relevada no incluye las regiones XIV (Los Ríos) y XV (Arica y Parinacota) por falta de datos de ventas.

Análogamente, fue posible construir una base de datos anual de 1999 a 2012 (13 observaciones) que incluye para cada sector económico y cada año las ventas de electricidad a clientes regulados, el PBR total país ajustado en pesos constantes, el producto bruto total país ajustado minero, el producto bruto total país ajustado de la industria manufacturera, la cantidad de clientes del país, el precio implícito de la energía por sector y el precio del cobre deflactado.

Finalmente, es importante mencionar que la posibilidad de estimar modelos de proyección por sistema eléctrico permite ampliar el estudio realizado en el capítulo “MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE ELECTRICIDAD POR SISTEMA” del TOMO I del este estudio. La construcción de las series para cada sistema (SIC y SING) fue realizada considerando las regiones sobre las cuales cada sistema eléctrico tiene influencia. Dada la ubicación geográfica del SIC fueron consideradas todas aquellas regiones que se encuentran entre la región III (Atacama) y la región X (Los Lagos). La Región XIV (Los Ríos) fue delimitada relativamente hace poco tiempo, y no se incorporó al análisis ya que no se contaba información de ventas de dicha región.

De modo similar, las regiones consideradas a los fines de construir las series de la zona de influencia del SING corresponden a las Región I (Tarapacá) y Región II (Antofagasta). El SING también opera sobre la Región XV (Arica y Parinacota), pero no se poseía información de ventas de la misma.

Para mayor información dirigirse al ANEXO VIII - BASE DE DATOS VENTAS.

3.4. METODOLOGÍA UTILIZADA

Como se explicó con anterioridad, es necesario analizar la estacionariedad de las series. Los resultados del análisis arrojaron que todas las series utilizadas en el estudio son no estacionarias a los niveles habituales de confianza (1%, 5% y 10%). Sin embargo, del análisis de los distintos modelos propuestos se observó, a partir del test de raíces unitarias sobre los residuos, que las series estaban cointegradas en el largo plazo. Por lo tanto, los resultados obtenidos son válidos estadísticamente.

En concreto, fueron propuestos 25 modelos anuales para encontrar aquel que pronostique mejor el consumo de electricidad de los clientes regulados, ya sea por sistema eléctrico, por región o por sector económico. Esta tarea tiene como objetivo final ampliar el análisis realizado en el capítulo “MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE ELECTRICIDAD POR SISTEMA” del TOMO I de este estudio, permitiendo hacer una comparación de los resultados, así como profundizar el conocimiento de la demanda de electricidad en Chile y estimar el crecimiento de largo plazo.

La teoría y el estudio realizado en el capítulo “RELACIÓN CONSUMO ELÉCTRICO Y CRECIMIENTO ECONÓMICO: ANÁLISIS COMPARATIVO” del TOMO I, establecen que el consumo de electricidad se encuentra vinculado estrechamente con el nivel de actividad. Asimismo, un mayor nivel de actividad económica implica mayores ingresos per cápita. Esta dinámica se traduce en un mayor consumo de los agentes económicos que retroalimenta el proceso anterior. Por lo tanto, en una primera instancia se puede establecer el siguiente modelo, el cual llamaremos MODELO GDP:

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(PBI_i) + \beta_2 Ar(1) + \mu_t \quad (9)$$

Donde,

ln(Gen_i) hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico *i*,

ln(PBI_i) se refiere al logaritmo natural del producto del sistema, región o sector económico *i*,

Ar(1) es la variable explicada rezaga un período, y

μ_t representa el término de error.

La utilización de las variables con logaritmos facilita la comprensión de los coeficientes, entendidos como elasticidades parciales. Asimismo, el factor rezagado le agrega dinámica al modelo estimado, y captura el comportamiento inercial del consumo de electricidad.

Ahora bien, existe un crecimiento vegetativo asociado al crecimiento de la población. Es sabido que a medida que aumenta el número de usuarios el consumo eléctrico aumenta, siempre que el consumo eléctrico per cápita no caiga. Por lo tanto, es importante analizar modelos que incluyan dicha dinámica. A continuación se presenta la ecuación propuesta, que denominaremos MODELO GDPPOB:

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(PBI_i) + \beta_2 \ln(POB_i) + \beta_3 Ar(1) + \mu_t \quad (10)$$

Donde,

$\ln(\text{Gen}_i)$ hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{PBI}_i)$ se refiere al logaritmo natural del producto bruto del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{POB}_i)$ es el logaritmo natural de la población del sistema, región o sector económico i ,

$\text{Ar}(1)$ es la variable explicada rezaga un período, y

μ_t representa el término de error.

La teoría económica establece que si el costo o precio de un bien aumenta, la cantidad demandada de dicho bien se reduce. Este principio, conocido como la ley de demanda, se aplicaría de manera similar al consumo de electricidad. Por lo tanto, el modelo propuesto incluye el precio de la electricidad y el nivel de actividad como *drivers* del consumo eléctrico. A continuación se presenta el modelo, que llamaremos MODELOS GDPPRE, propuesto:

$$\ln(\text{GEN}_i) = c + \beta_1 \ln(\text{PBI}_i) + \beta_2 \ln(\text{Precio}_i) + \beta_3 \text{Ar}(1) + \mu_t \quad (11)$$

Donde,

$\ln(\text{Gen}_i)$ hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{PBI}_i)$ se refiere al logaritmo natural del producto bruto del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{Precio}_i)$ hace referencia al logaritmo natural del precio de la electricidad del sistema, región o sector económico i ,

$\text{Ar}(1)$ es la variable explicada rezaga un período, y

μ_t representa el término de error.

Asimismo, se ha considerado la relación entre el precio del cobre y el consumo de electricidad. Un alza en los precios del cobre implica una mayor actividad industrial y minera relacionada con las mayores ganancias. Esta dinámica genera, de manera indefectible, un mayor consumo de energía eléctrica. Un modelo que incluya el precio del cobre no debe desestimar el efecto que tiene la actividad económica sobre el consumo eléctrico. Por lo tanto, la ecuación propuesta es la siguiente, denominada MODELO GDPCOB:

$$\ln(\text{GEN}_i) = c + \beta_1 \ln(\text{PBI}_i) + \beta_2 \ln(\text{Cobre}) + \beta_3 \text{Ar}(1) + \mu_t \quad (12)$$

Donde,

$\ln(\text{Gen}_i)$ hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{PBI}_i)$ se refiere al logaritmo natural del producto bruto del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{Cobre})$ hace referencia al logaritmo natural del precio del cobre,

$\text{Ar}(1)$ es la variable explicada rezaga un período, y

μ_t representa el término de error.

Las dinámicas de precios descritas con anterioridad se pueden combinar en un único modelo, representado en la ecuación (13), y denominado MODELO GDPPRECOB:

$$\ln(\text{GEN}_i) = c + \beta_1 \ln(\text{PBI}_i) + \beta_2 \ln(\text{Precio}_i) + \beta_3 \ln(\text{Cobre}) + \beta_4 \text{Ar}(1) + \mu_t \quad (13)$$

Donde,

$\ln(\text{Gen}_i)$ hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{PBI}_i)$ se refiere al logaritmo natural del producto bruto del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{Precio}_i)$ hace referencia al logaritmo natural del precio de la electricidad del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{Cobre})$ hace referencia al logaritmo natural del precio del cobre,

$Ar(1)$ es la variable explicada rezaga un período, y

μ_t representa el término de error.

Ahora bien, el crecimiento vegetativo es una variable a considerar en esta clase de modelos. Por lo tanto, con todas las dinámicas y variables utilizadas hasta el momento se puede construir el modelo más complejo, representado en la ecuación (14), y denominado MODELO GDPPOBPRECOB:

$$\ln(\text{GEN}_i) = c + \beta_1 \ln(\text{PBI}_i) + \beta_2 \ln(\text{POB}_i) + \beta_3 \ln(\text{Precio}_i) + \beta_4 \ln(\text{Cobre}) + \beta_5 Ar(1) + \mu_t \quad (14)$$

Donde,

$\ln(\text{Gen}_i)$ hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{PBI}_i)$ se refiere al logaritmo natural del producto bruto del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{POB}_i)$ es el logaritmo natural de la población del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{Precio}_i)$ hace referencia al logaritmo natural del precio de la electricidad del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{Cobre})$ hace referencia al logaritmo natural del precio del cobre,

$Ar(1)$ es la variable explicada rezaga un período, y

μ_t representa el término de error.

Ahora bien, los modelos anteriores consideran el producto total regional, aunque permiten el análisis sectorial. Esto es de suma importancia cuando consideramos la demanda de electricidad, donde el consumo industrial y minero son dos sectores de gran peso sobre el consumo total eléctrico. Por lo tanto, podemos definir 12 ecuaciones análogas en base al producto bruto industrial y minero por región del país (el nombre del modelo se obtiene de sustituir de los nombres anteriores GDP por el sector correspondiente, siendo minería MIN y manufactura MAN). A continuación presentamos el modelo más complejo, análogo a la ecuación (14):

$$\ln(\text{GEN}_i) = c + \beta_1 \ln(\text{Sec}_i) + \beta_2 \ln(\text{POB}_i) + \beta_3 \ln(\text{Cobre}) + \beta_4 \ln(\text{Precio}_i) + \beta_5 Ar(1) + \mu_t \quad (15)$$

Donde,

$\ln(\text{Gen}_i)$ hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{Sec}_i)$ se refiere al logaritmo natural del producto bruto minero o manufacturero del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{POB}_i)$ es el logaritmo natural de la población del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{Precio}_i)$ hace referencia al logaritmo natural del precio de la electricidad del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(\text{Cobre})$ hace referencia al logaritmo natural del precio del cobre,

$Ar(1)$ es la variable explicada rezaga un período, y

μ_t representa el término de error.

Aún más, se puede considerar que el consumo no sea explicado por un único sector sino que la interacción de los mismos condicione la evolución de la demanda de electricidad. Por lo tanto, se propuso un primer modelo análogo a la ecuación (9):

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(Min_i) + \beta_2 \ln(Man_i) + \beta_3 Ar(1) + \mu_t \quad (16)$$

Donde,

ln(Gen_i) hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico *i*,

ln(Min_i) se refiere al logaritmo natural del producto minero del sistema, región o sector económico *i*,

ln(Man_i) se refiere al logaritmo natural del producto bruto manufacturero del sistema, región o sector económico *i*,

Ar(1) es la variable explicada rezaga un período, y

μ_t representa el término de error.

Ahora bien, el crecimiento vegetativo es una variable a considerar en esta clase de modelos. Es sabido que a medida que aumenta el número de usuarios el consumo eléctrico aumenta, siempre que el consumo eléctrico per cápita no caiga. Por lo tanto, es importante analizar modelos que incluyan dicha dinámica. A continuación se presenta la ecuación que especifica el modelo denominado MODELO MINMANPOB:

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(Min_i) + \beta_2 \ln(Man_i) + \beta_3 \ln(POB_i) + \beta_4 Ar(1) + \mu_t \quad (17)$$

Donde,

ln(Gen_i) hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico *i*,

ln(Min_i) se refiere al logaritmo natural del producto bruto minero del sistema, región o sector económico *i*,

ln(Man_i) se refiere al logaritmo natural del producto bruto manufacturero del sistema, región o sector económico *i*,

ln(POB_i) es el logaritmo natural de la población del sistema, región o sector económico *i*,

Ar(1) es la variable explicada rezaga un período, y

μ_t representa el término de error.

Además, se propusieron 4 modelos donde la actividad económica no es significativa para explicar el consumo de electricidad. Por lo tanto, los modelos de esta clase establecerán que el consumo depende del nivel de población –crecimiento vegetativo– y del nivel de precios que existen en la economía. A continuación se presenta la ecuación más compleja, análoga a la ecuación (14):

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(POB_i) + \beta_2 \ln(Cobre) + \beta_3 \ln(Precio_i) + \beta_4 Ar(1) + \mu_t \quad (18)$$

Donde,

ln(Gen_i) hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico *i*,

ln(POB_i) es el logaritmo natural de la población del sistema, región o sector económico *i*,

ln(Cobre) hace referencia al logaritmo natural del precio del cobre,

ln(Precio_i) hace referencia al logaritmo natural del precio de la electricidad del sistema, región o sector económico *i*,

Ar(1) es la variable explicada rezaga un período, y

μ_t representa el término de error.

En último término, se propuso un modelo donde ni la actividad ni la población son variables a considerar en los modelos de proyección. En estos modelos, el precio del cobre representan las variables de interés. De esta manera, se proponen la siguiente ecuación:

$$\ln(GEN_i) = c + \beta_1 \ln(Cobre) + \beta_2 Ar(1) + \mu_t \quad (19)$$

Donde,

$\ln(Gen_i)$ hace referencia al logaritmo natural de las ventas del sistema, región o sector económico i ,

$\ln(Cobre)$ hace referencia al logaritmo natural del precio del cobre,

$Ar(1)$ es la variable explicada rezaga un período, y

μ_t representa el término de error.

Al momento de estimar los distintos modelos fue necesaria la incorporación de variables *dummy*, en caso de ser necesario, a los fines de reflejar cambios estructurales en las series, o bien, *shocks* exógenos a la evolución de las ventas. En ciertos casos, estos *shocks* pueden ser explicados, como el terremoto del año 2010. En otros casos, los *shocks* pueden deberse a faltantes de datos u otros problemas con los archivos de origen.

De este modo, diversos modelos han sido propuestos y en base a ellos se ha decidió la incorporación de variables *dummy* y/o modificaciones particulares sobre el modelo original propuesto a los fines de encontrar el mejor modelo de proyección. Sin embargo, de la cantidad testeadas resultaron significativas las distintas variables dicotómicas para el año 2005 en adelante para las regiones VI (O'Higgins), VII (Maule) y IX (Araucanía); para el año 2006 en adelante en la región V (Valparaíso); desde 2009 para las regiones I (Tarapacá) y Metropolitana; y para el año 2004 y 2002 en las regiones V (Valparaíso) y Metropolitana. La utilización de estas variables corresponde en gran parte por cambios bruscos en las series de tiempo.

3.4.1. SIC Y SING

En un primer momento, los modelos explicados con anterioridad fueron estimados para cada uno de los sistemas interconectados. A partir del resultado de las estimaciones, aquellos modelos con peor bondad de ajuste fueron descartados. Para lo mismo, se evaluaron los parámetros de bondad de ajuste, desechando los que no cumplieran con alguna de las siguientes condiciones:

- Estadístico $R^2_{adjusted}$ que muestre un ajuste razonable del modelo,
- Estadísticos Schwarz y Akaike bajos, y
- Signo de los coeficientes estimados. Los signos deben ser coherentes con lo que la teoría y el análisis empírico determinen.

En la Tabla 26 se presentan los resultados de las estimaciones de los modelos seleccionados en una primera instancia para el sistema eléctrico SIC, obtenidos con el programa econométrico Eviews:

Tabla 26 - Regresiones Anuales SIC

Modelos	GDP	MAN	POB	GDPPOB
c	-2.36*	-2.39	-1.19	-2.49**
$\ln(PBI)$	1.08***	-	-	0.87**
$\ln(Man)$	-	0.91**	-	-
$\ln(POB)$	-	-	0.29**	0.11

Modelos	GDP	MAN	POB	GDPPOB
<i>Ar</i> (1)	0.12	0.38*	0.81***	0.23
R2	0.979	0.971	0.967	0.981
Adjusted R2	0.975	0.965	0.960	0.975
Akaike	-3.920	-3.599	-3.489	-3.867
Scwharz	-3.790	-3.468	-3.358	-3.693
Observaciones	13	13	13	13

Niveles de significatividad: *** 1% de confianza; ** 5% de confianza; * 10% de confianza

Fuente: elaborado en base a CNE y BCC

Es importante destacar que si dos series de tiempo presentan tendencia, al momento de utilizarlas en conjunto en un mismo modelo se puede generar que alguna de las series no sea significativa. Sin embargo, las mismas representan una variable significativa al momento de considerarla por sí sola. Esta situación es la que se puede observar en la Tabla 26 para el modelo GDPPOB.

Ahora bien, en este punto del trabajo el objetivo que se persigue es proyectar el consumo de electricidad, de modo que lo que se busca es una especificación que sea buena en términos de estadísticos de bondad de predicción. Teniendo en cuenta esto último, de los modelos seleccionados se analizaron los indicadores de bondad de pronóstico, buscando que el error de predicción sea bajo en términos de GWh. En la Tabla 27 se presentan los estadísticos de bondad de predicción de las estimaciones seleccionadas para el sistema eléctrico SIC, obtenidos con el programa econométrico Eviews:

Tabla 27 - Bondad de Pronostico SIC

Modelos	GDP	MAN	POB	GDPPOB
MAPE	0.133	0.159	0.173	0.113
Theil	0.001	0.001	0.001	0.001

Fuente: elaborado en base a CNE y BCC

Del análisis de la Tabla 27, se observa que de todos los modelos seleccionados, el modelo GDPPOB mantiene la mejor bondad de pronóstico. Alcanzado este punto, es importante recurrir al análisis empírico y teórico de los modelos a los fines de no elegir aquel modelo que sea estadísticamente bueno pero teóricamente no representativo de la estructura demográfica y economía de cada sistema eléctrico.

En consecuencia, de todo el análisis se eligió el modelo GDPPOB como modelo de proyección de demanda para el SIC. La misma muestra que existe una relación positiva entre el producto bruto y la demanda de electricidad. Además, también puede inferirse que existe una relación positiva entre la población y la demanda de electricidad. Es importante destacar que ambos coeficientes son menores a la unidad, lo que implica que el aumento en la demanda de electricidad provocado por un crecimiento del PBI o de la población es menor que proporcional (inelástico).

El mismo procedimiento fue realizado para el SING. En la Tabla 28 se presentan los resultados de las estimaciones de los modelos seleccionados para el SING, incluyendo los estadísticos de bondad de pronóstico, obtenidos con el programa econométrico Eviews:

Tabla 28 - Modelo de Proyección Anual SING

Modelos	POB
<i>c</i>	-9.97***
$\ln(POB)$	1.91***
<i>Ar</i> (1)	-
R2	0.993
Adjusted R2	0.992
Akaike	-4.849
Scwharz	-4.759
MAPE	0.118
Theil	0.001
Observaciones	14

Niveles de significatividad: *** 1% de confianza; ** 5% de confianza; * 10% de confianza

Fuente: elaborado en base a CNE y BCC

Tal como puede verse en la Tabla 28, la variable explicativa resultó significativa a todos los niveles usuales de probabilidad. Además, su signo es positivo y mayor a la unidad. A diferencia del SIC, la demanda de clientes regulados del SING es elástica al nivel poblacional.

En cuanto a los Sistemas Medianos, en el siguiente inciso se describe los modelos seleccionados y utilizados para proyectar las regiones XI (Aysén) y XII (Magallanes).

Para mayor información dirigirse al ANEXO IX – MODELOS CLIENTES REGULADOS SING Y SIC.

3.4.2. Modelos regionales

Análogamente a como fue realizado con los modelos anuales por sistema eléctrico, fueron estimados modelos anuales para el consumo de los clientes regulados de las distintas regiones del país. En muchos casos, realizar estimaciones con datos agregados no permite identificar dinámicas particulares de ciertas regiones. Por lo tanto, a partir de estos modelos se puede ampliar el análisis realizado hasta el momento.

En primer lugar, de los 325 modelos estimados, aquellos modelos con peor bondad de ajuste fueron descartados. Para lo mismo, se evaluaron los parámetros de bondad de ajuste, como el signo de los parámetros. Del análisis, se seleccionó un único modelo en ciertas regiones, mientras que en otros casos se seleccionaron más de un modelo. Esta decisión reside en que existen más de un modelo con características deseables. Por lo tanto, la utilización de distintos modelos permite contrastar las bondades de ajuste y no determinar arbitrariamente el modelo de proyección.

Ahora bien, la construcción de modelos econométricos no debe desprenderse de la teoría y del análisis empírico de los datos. Esta situación implica que pueden obtenerse modelos que en términos estadísticos sean buenos para pronosticar el consumo de electricidad, pero que no tienen razón de ser por factores como la estructura productiva de la economía. Por lo tanto, de los modelos seleccionados fueron descartados aquellos que no parecen ser adecuados dada la estructura productiva y demográfica de cada región.

En las Tablas 29 y 30 se presentan los modelos seleccionados, incluyendo los indicadores de bondad de pronóstico, obtenidos con el programa econométrico Eviews:

Tabla 29 - Modelos de Proyección Anual por Región

Región / Modelo	I / COB	II / POB	II / POBPRECOB	II / POBCOB	III / MAN	III / COB	III / MANCOB	IV / COB	IV / COBPOB	IV / GDPPOB	IV / POB	V / GDP	V / GDPPOB	RM / POB
<i>c</i>	3.21***	-4.56*	-4.99**	-3.99**	1.19**	1.99	1.71**	-8.8***	0.43	-2.30	0.99***	-0.25	-6.4***	-5.76***
<i>ln(PBI)</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.29*	-	1.11***	0.67***	-
<i>ln(POB)</i>	-	0.94**	1.08***	1.02***	-	-	-	-	0.99***	1.02***	1.03***	-	0.89***	0.23***
<i>ln(Manuf.)</i>	-	-	-	-	0.45**	-	0.35**	-	-	-	-	-	-	-
<i>ln(Cobre)</i>	0.07**	-	0.06**	0.06**	-	0.07*	0.04	2.12***	0.13*	-	-	-	-	1.15***
<i>ln(Precio)</i>	-	-	-0.05*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Ar(1)</i>	0.71***	0.51**	0.40**	0.36**	0.63***	0.81***	0.63***	0.35**	-	-0.02	0.00	-	-	-
<i>@year>2006</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.23***	-	-
<i>@year>2009</i>	0.08**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.16***
<i>@year=2004</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0.13**	-0.08***	0.19***
R2	0.989	0.992	0.997	0.996	0.993	0.991	0.994	0.921	0.999	0.999	0.999	0.794	0.955	0.965
Adjusted R2	0.986	0.991	0.996	0.994	0.992	0.989	0.992	0.905	0.999	0.999	0.999	0.733	0.941	0.948
Akaike	-4.419	-4.619	-5.261	-5.018	-4.496	-4.266	-4.474	1.765	-3.297	-3.076	-2.907	-3.246	-4.767	-3.554
Scwharz	-4.245	-4.489	-5.044	-4.844	-4.366	-4.136	-4.299	1.896	-3.160	-2.902	-2.777	-3.063	-4.584	-3.337
MAPE	0.119	0.123	0.068	0.099	0.119	0.105	0.101	2.709	0.285	0.266	0.326	0.197	0.082	0.184
Theil	0.001	0.001	0.000	0.001	0.001	0.001	0.001	0.018	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001
Observaciones	13	13	13	13	13	13	13	13	14	13	13	14	14	13

Niveles de significatividad: *** 1% de confianza; ** 5% de confianza; * 10% de confianza

Fuente: elaborado en base a CNE y BCC

Tabla 30 - Modelos de Proyección Anual por Región (continuación)

Región / Modelo	RM / GDP	VI / POB	VII / GDP	VII / POB	VIII / GDP	VIII / POB	VIII / GDPPOB	IX / GDP	IX / GDPPOB	IX / MANPOB	IX / POB	X / POB	XI / GDP	XII / MAN
<i>c</i>	0.81	4.72	-	2.19**	-7.22**	-0.63	-4.52**	17.25**	-4.76***	0.30	1.0	-	-0.8	-0.95
ln(<i>PBI</i>)	1.0***	-	2.27***	-	1.0**	-	0.52*	2.59***	0.81***	-	-	-	0.57**	-
ln(<i>POB</i>)	-	0.72**	-	0.93***	-	1.01***	0.8***	-	0.7***	0.93***	1.01***	1.17***	-	-
ln(<i>Manuf.</i>)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.18*	-	-	-	0.05**
<i>Ar</i> (1)	-	-	-	-	0.56***	0.12	0.09	-	-	-	-	0.09*	0.53**	1.04***
@year>2005	-	-	-	-	-	-	-	17.4***	-	-5.7***	-4.01**	-	-	-
(@year>2005)*ln(<i>POB</i>)	-	1.19**	-	0.01**	-	-	-	-	0.65***	0.44***	0.31**	-	-	-
(@year>2005)*ln(<i>PBI</i>)	-	-	0.03***	-	-	-	-	1.49***	-0.69***	-	-	-	-	-
@year=2000	0.07**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
@year=2002	0.11***	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R2	0.988	0.966	0.846	0.971	0.976	0.988	0.992	0.975	0.996	0.994	0.991	0.997	0.954	0.996
Adjusted R2	0.985	0.956	0.818	0.966	0.972	0.985	0.989	0.967	0.995	0.991	0.988	0.997	0.945	0.995
Akaike	-4.688	-1.484	-1.652	-3.316	-2.733	-3.373	-3.632	-3.206	-5.002	-4.481	-4.198	-3.732	-	-5.663
Scwarz	-4.505	-1.302	-1.515	-3.179	-2.603	-3.242	-3.458	-3.024	-4.774	-4.252	-4.016	-3.602	-	-5.533
MAPE	0.091	0.377	0.545	0.229	0.266	0.206	0.174	0.230	0.078	0.099	0.131	0.185	0.357	0.083
Theil	0.001	0.003	0.003	0.001	0.002	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	0.001	0.001	0.002	0.000
Observaciones	14	14	14	14	13	13	13	14	14	14	14	13	13	13

Niveles de significatividad: *** 1% de confianza; ** 5% de confianza; * 10% de confianza

Fuente: elaborado en base a CNE y BCC

Finalmente, de todos los modelos expresados en las Tablas 29 y 30, fue seleccionado el mejor modelo de proyección para cada región. Para lo mismo, se analizó la bondad de pronóstico, así como las tasas de crecimiento de la demanda de electricidad proyectadas. En la Tabla 31 se presenta el modelo seleccionado para cada región, en base a los criterios definidos con anterioridad:

Tabla 31 - Modelos de Proyección por Región Seleccionados

Región	Modelo de Proyección
I – Tarapacá	COB
II – Antofagasta	POBPRECOB
III – Atacama	MANCOB
IV – Coquimbo	COBPOB
V – Valparaíso	GDPPPOB
RM – Metropolitana	GDP
VI – O’Higgins	POB
VII – Maule	POB
VIII – Bio Bio	GDPPPOB
IX – Araucanía	GDPPPOB
X – Los Lagos	POB
XI – Aysén	GDP
XII - Magallanes	MANUF.

Fuente: elaborado en base

En la Tabla 31 se observa como la estructura productiva y social condiciona el modelo que resulta ser significativo para proyectar el consumo de electricidad por región. Por ejemplo, en las regiones del norte del país, el precio del cobre resulta ser muy significativo. Esto se explica por la importancia que tiene el sector minero en la estructura productiva del país.

Por su parte, en las regiones centrales, la cantidad de clientes y el ingreso personal se vuelven significativos. Esto responde a que en dichas áreas el consumo residencial y la actividad comercial resultan ser muy importantes. Por lo tanto, un mayor nivel de actividad como un mayor ingreso de las personas se traducirá en un aumento del consumo de electricidad.

Finalmente, a medida que nos desplazamos a las últimas dos regiones del sur del país, la cantidad de clientes pierde importancia. En este caso, el nivel de ingreso personal y las variables relacionadas a la actividad industrial son significativos. En muchas situaciones, si bien la actividad industrial no es la más importante en la estructura productiva de la región, lo cierto es que existen actividades conexas que si tienen una alta participación en la producción de la región.

Una mención especial requiere el precio de la electricidad. Este último representa una variable de interés en aquellas zonas donde la demanda es sensible al mismo. Esto responde, a nuestro entender, a situaciones donde el precio es representativo en la estructura de los costos empresariales.

Para mayor información dirigirse al ANEXO X – MODELOS CLIENTES REGULADOS POR REGIONES.

3.4.3. Modelos por Sector Económico

En último lugar, fueron estimados modelos anuales para el consumo de los clientes regulados discriminando por sector económico, siendo estos el residencial, comercial e industrial. Esta desagregación permite analizar como las distintas clases de consumo se ven influenciadas por distintas variables económicas y sociales. En general, el consumo residencial suele ser más

estacional e inelástico a cambios en el ingreso, mientras que los consumos comercial e industrial, contrariamente, son más elásticos.

Una mención especial requiere el modelo estimado y seleccionado para el sector comercial. A diferencia de lo realizado en los demás casos, donde se siguió las ecuaciones planteadas con anterioridad, se debió estimar un modelo mensual. Esta situación responde a las características de la serie construida a partir de los datos enviados por la CNE. Esta serie presenta una elevada volatilidad alrededor de un valor medio constante. Esta situación parecería asociarse a lo que en econometría se conoce como ruido blanco.

A continuación se presenta la ecuación (20) con el modelo mensual alternativo estimado:

$$\ln(\text{Gen}_t) = c + \sum_{i=1}^p \beta_i \text{Ar}(i) + \sum_{i=1}^{11} \gamma_i @SEAS_i + \mu_t \quad (20)$$

Donde:

$\ln(\text{Gen}_t)$ representa el logaritmo natural de las ventas mensuales de electricidad del sector comercial, $@SEAS_i$ representa una variable dicotómica, la cual toma valor 0 o 1, e incorpora la estacionalidad mensual. El modelo incluye 11 variables de este tipo, la cual vale 1 si la observación corresponde a los meses 1, ..., 11 y 0 si corresponde al mes 12,

$\text{Ar}(i)$ es la variable explicada rezaga i períodos, donde la cantidad de variables incluidas depende de las características de los residuos, debiendo asegurar que sean un ruido blanco,

β_i representa el coeficiente que acompaña a los términos autorregresivos, donde $i = 1, \dots, p$.

p representa la cantidad de términos autorregresivos incluidos en el modelo, y

μ_t representa el término de error.

El modelo anterior fue estimado 2 veces, dado que se quisieron probar diferentes especificaciones. Una de ellas posee un término autorregresivo, mientras que la otra posee 4.

En la Tabla 32 se presentan los resultados de las estimaciones para los distintos sectores económicos, obtenidos con el programa econométrico Eviews:

Tabla 32 - Modelo de Proyección Anual por Sector Económico

Modelos	Residencial	Industrial		Comercial	
	GDP	GDP	MAN	1 AR	4 AR
c	-0.61	-7.71***	-4.60**	11.33***	11.33***
$\ln(\text{PBI})$	1.04***	1.07***	-	-	-
$\ln(\text{Manuf.})$	-	-	0.63**	-	-
$\text{Ar}(1)$	-	0.42**	0.74***	0.28***	0.25***
$\text{Ar}(3)$	-	-	-	-	0.29***
$\text{Ar}(4)$	-	-	-	-	-0.18**
$\text{Ar}(7)$	-	-	-	-	0.14*
@SEAS1	-	-	-	-0.001	-0.001
@SEAS2	-	-	-	0.02	0.02
@SEAS3	-	-	-	0.06***	0.06***
@SEAS4	-	-	-	0.12***	0.12***
@SEAS5	-	-	-	0.18***	0.19***
@SEAS6	-	-	-	0.24***	0.24***
@SEAS7	-	-	-	0.24***	0.24***

Modelos	Residencial	Industrial		Comercial	
	GDP	GDP	MAN	1 AR	4 AR
@SEAS8	-	-	-	0.24***	0.24***
@SEAS9	-	-	-	0.18***	0.18***
@SEAS10	-	-	-	0.13***	0.13***
@SEAS11	-	-	-	0.07***	0.07***
R2	0.946	0.992	0.989	0.752	0.781
Adjusted R2	0.941	0.991	0.988	0.732	0.758
Akaike	-3.462	-4.310	-4.024	-2.927	-2.991
Scwharz	-3.370	-4.179	-3.894	-2.684	-2.684
MAPE	3.069	1.649	2.308	3.854	3.796
Theil	0.017	0.008	0.013	0.025	0.025
Observaciones	14	13	13	167	161

Niveles de significatividad: *** 1% de confianza; ** 5% de confianza; * 10% de confianza

Fuente: elaborado en base a CNE y BCC

En el caso del sector residencial, se observa que existe una relación positiva entre el producto bruto y la demanda de electricidad. Esta situación refleja como a medida que aumenta el ingreso de los hogares, el consumo de electricidad se ve estimulado. En este punto, se debe recordar que la demanda de electricidad es una demanda derivada.

Para el sector industrial se compararon los modelos estimados, y teniendo en cuenta los estadísticos de bondad de pronóstico, se eligió el modelo GDP. Como en el caso del sector residencial, la misma muestra que existe una relación positiva entre el producto bruto y la demanda de electricidad. Adicionalmente, se comprueba que la demanda de electricidad posee un comportamiento autorregresivo, dado que la variable AR(1) resultó ser significativa para todos los niveles usuales de probabilidad. Esta situación refleja un comportamiento tendencial en el consumo de electricidad, estimulado por el nivel de actividad.

Finalmente, para el sector comercial, se compararon los modelos. Si bien estos modelos presentan una bondad de predicción aceptable, la serie histórica de consumo es muy volátil, y al no haber regularidades en el pasado los modelos ARIMA proyectan un consumo constante dentro del horizonte de proyección. Teniendo en cuenta esta última observación, se puede afirmar que los métodos econométricos no resultan del todo adecuados en este contexto, dadas las propiedades que exhibe la serie dentro del período histórico estudiado.

El éxito de los pronósticos, en econometría, depende de la existencia de regularidades en el pasado, que el modelo de pronóstico las capte y que sean informativas sobre el futuro. Al observar la serie de ventas de energía del sector comercial, puede verse claramente que la misma presenta una volatilidad muy grande, sin ningún tipo de regularidad o patrón, lo cual imposibilita la especificación de un modelo adecuado para pronosticar, y exige alejarse parcialmente de la metodología empleada hasta el momento.

Es importante tener en cuenta cuál es el objetivo principal del trabajo, y la determinación del objetivo resulta crucial, dado que influencia la elección de una especificación frente a otras posibles. Modelos como el de ajuste parcial se utilizan, principalmente, para modelar la demanda y determinar su estructura. Tal como se vio en este estudio, el mismo se ha empleado para encontrar elasticidades de corto y largo plazo, o cambio estructural, no siendo la proyección el principal objetivo a cumplir en esa instancia. Por lo tanto, se decidió utilizar variantes de los modelos ARIMA para lograr la mejor especificación de proyección para los sectores económicos.

Teniendo en cuenta la volatilidad de la demanda del sector comercial, se propuso un método alternativo y no econométrico de proyección. El mismo sigue los pasos descritos a continuación:

1. Se cuenta con una serie de ventas de energía eléctrica (MWh) que comprende los años 1999 - 2012. Teniendo en cuenta esta información, se calculan las tasas de crecimiento anuales históricas.
2. Dado que se quieren proyectar las ventas hasta el año 2022, se centra la atención sobre las tasas históricas calculadas para los últimos 10 años de la muestra (2003 - 2012).
3. Se calcula el promedio de las últimas 10 tasas. De esta forma, se obtiene una tasa de crecimiento promedio histórica.
4. Se determina que la tasa de crecimiento promedio histórica de los últimos 10 años es la tasa de largo plazo, es decir, es la tasa de crecimiento que la serie alcanza en el año 2022.
5. Teniendo en cuenta que las ventas de energía alcanzan la tasa de crecimiento de largo plazo en el año 2022 y que la última información disponible (histórica) se corresponde con la tasa de crecimiento del año 2012, se realiza una extrapolación lineal entre ambos valores para obtener las tasas de crecimiento del período 2013 - 2021.
6. Una vez realizada la extrapolación lineal de las tasas, se poseen tasas de crecimiento históricas y proyectadas.

Para mayor información dirigirse al ANEXO XI – MODELOS CLIENTES REGULADOS POR SECTORES ECONOMICOS.

3.5. ESCENARIOS CONSIDERADOS

Una vez seleccionado los modelos, es necesaria la construcción de escenarios de proyección. Esto implica elegir la evolución futura de las variables explicativas a los fines de calcular, con los modelos elegidos, los niveles futuros de consumo. El alcance de las proyecciones econométricas depende de la cantidad de observaciones histórica, donde nunca se puede proyectar una cantidad de años superior a lo histórico. Por lo tanto, se decidió proyectar hasta el año 2022 por medios estadísticos.

Ahora bien, en esta parte del trabajo se busca mantener una consistencia con el escenario construido en el capítulo “MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE ELECTRICIDAD POR SISTEMA” del TOMO I de este estudio. Por lo tanto, en esta sección se utilizó la serie de población obtenida del trabajo “Proyecciones y Estimaciones de Población” del Instituto Nacional de Estadísticas de Chile.

En la Tabla 33 se presentan las proyecciones estimadas por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE) de Chile:

Tabla 33 - Tasas de Proyección Población

Año	País
2013	0.89%
2014	0.88%
2015	0.87%
2016	0.77%
2017	0.76%

Año	País
2018	0.75%
2019	0.75%
2020	0.74%
Tasas anuales acumulativas	
'00-13	1.01%
'14-20	0.77%

Fuente: elaborado en base al INE

Del análisis de la Tabla 33, se observa una marcada desaceleración en el crecimiento poblacional. Este factor viene asociado al proceso de envejecimiento poblacional. Ahora bien, se supone que el crecimiento poblacional del país hasta el año 2022 se corresponde a la tasa de variación proyectada por la UN (0.73% y 0.71%).

En esta sección, no obstante, se busca proyectar el consumo de electricidad en base a la cantidad de clientes. Por lo tanto, este monto fue proyectado a partir de la participación de los clientes totales del país sobre el nivel poblacional. Dicha tasa fue proyectada a partir de un crecimiento tendencial hasta 2022.

Por su parte, la evolución temporal de la cantidad de clientes regional depende de la proyección de la participación de cada región sobre el total del país. Para lo mismo, fue analizada la evolución histórica de las participaciones, y luego de calculado un valor potencial, se hizo converger la misma a dicho valor, alcanzándolo recién en 2022. En la Tabla 34 se presenta el valor proyectado de la cantidad de clientes por regiones:

Tabla 34 - Proyección Clientes Por Región 2020-2022

Año	Clientes (miles de personas)												
	I Tarapacá	II Antofagasta	III Atacama	IV Coquimbo	V Valparaíso	Metro	VI O'Higgins	VII Maule	VII Biobío	VIII Araucanía	X Los Lagos	XI Aysén	XII Magallanes
2013	158.9	165.1	95.9	258.5	721.5	2,210.8	299.2	376.6	634.8	325.0	412.0	38.5	55.7
2014	162.2	170.5	99.0	265.5	744.1	2,254.6	307.9	390.7	653.7	335.5	425.5	39.7	57.0
2015	165.6	175.9	102.1	272.5	767.1	2,298.4	316.8	405.2	672.9	346.2	439.2	40.9	58.2
2016	168.7	181.3	105.3	279.3	789.7	2,339.7	325.4	419.6	691.7	356.8	452.8	42.1	59.5
2017	171.9	186.8	108.4	286.2	812.8	2,380.9	334.2	434.3	710.7	367.5	466.6	43.3	60.7
2018	175.1	192.4	111.6	293.2	836.2	2,421.9	343.1	449.3	730.1	378.5	480.6	44.5	62.0
2019	178.2	198.1	114.9	300.2	860.0	2,462.7	352.1	464.6	749.7	389.6	494.9	45.7	63.2
2020	181.4	203.8	118.2	307.4	884.1	2,503.3	361.2	480.3	769.7	400.9	509.4	47.0	64.5
2021	184.5	209.7	121.6	314.5	908.6	2,543.5	370.4	496.3	789.8	412.4	524.2	48.2	65.7
2022	188.7	214.4	124.4	321.7	929.3	2,601.2	378.9	507.5	807.7	421.7	536.1	49.3	67.2
Tasa Acumulativas													
2013-2017	2.0%	3.1%	3.1%	2.6%	3.0%	1.9%	2.8%	3.6%	2.9%	3.1%	3.2%	3.0%	2.2%
2018-2022	1.9%	2.8%	2.7%	2.3%	2.7%	1.8%	2.5%	3.1%	2.6%	2.7%	2.8%	2.6%	2.1%

Fuente: Elaborado propia en base a la UN

En la Tabla 35 se presenta el valor proyectado de la participación de la cantidad de clientes por regiones sobre el total del país:

Tabla 35 - Proyección Tasa de Participación de Clientes Por Región 2020-2022

Año	Tasa de Participación Sobre Total País												
	I Tarapacá	II Antofagasta	III Atacama	IV Coquimbo	V Valparaíso	Metro	VI O'Higgins	VII Maule	VIII Biobío	VIII Araucanía	X Los Lagos	XI Aysén	XII Magallanes
2013	2.76%	2.87%	1.67%	4.49%	12.54%	38.43%	5.20%	6.55%	11.04%	5.65%	7.16%	0.67%	0.97%
2014	2.75%	2.89%	1.68%	4.49%	12.60%	38.18%	5.21%	6.62%	11.07%	5.68%	7.20%	0.67%	0.96%
2015	2.73%	2.90%	1.69%	4.50%	12.66%	37.92%	5.23%	6.69%	11.10%	5.71%	7.25%	0.67%	0.96%
2016	2.72%	2.92%	1.69%	4.50%	12.71%	37.67%	5.24%	6.75%	11.13%	5.74%	7.29%	0.68%	0.96%
2017	2.70%	2.94%	1.70%	4.50%	12.77%	37.41%	5.25%	6.82%	11.17%	5.78%	7.33%	0.68%	0.95%
2018	2.69%	2.95%	1.71%	4.50%	12.83%	37.16%	5.26%	6.89%	11.20%	5.81%	7.37%	0.68%	0.95%
2019	2.67%	2.97%	1.72%	4.50%	12.89%	36.90%	5.28%	6.96%	11.23%	5.84%	7.42%	0.68%	0.95%
2020	2.66%	2.98%	1.73%	4.50%	12.94%	36.65%	5.29%	7.03%	11.27%	5.87%	7.46%	0.69%	0.94%
2021	2.64%	3.00%	1.74%	4.50%	13.00%	36.39%	5.30%	7.10%	11.30%	5.90%	7.50%	0.69%	0.94%
2022	2.64%	3.00%	1.74%	4.50%	13.00%	36.39%	5.30%	7.10%	11.30%	5.90%	7.50%	0.69%	0.94%

Fuente: Elaborado propia en base a la UN

Asimismo, se ha utilizado el mismo escenario de crecimiento económico que el del capítulo “MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE ELECTRICIDAD POR SISTEMA” del TOMO I de este estudio. A modo de recordatorio, el “*World Economic Outlook Databases*” del IMF contiene una selección de series de datos macroeconómicos que constituyen el anexo estadístico del Informe “*World Economic Outlook*”, el cual presenta el análisis y las proyecciones del *staff* del IMF a cerca del desarrollo económico a nivel mundial. La información se encuentra presentada por grupos de países o por país, lo cual facilita la búsqueda de datos.

En la Tabla 36 se presentan las tasas de variación proyectadas por el organismo:

Tabla 36 - Tasas de Proyección Producto Bruto Nacional

Año	2014	2015	2016	2017	2018	2019	'10-13	'14-19
PBI	2.00%	3.34%	4.00%	4.25%	4.25%	4.25%	2.17%	3.68%

Fuente: elaborado en base al IMF

Del análisis de la Tabla 36, se observa una aceleración en el crecimiento de la actividad económica del país. Esta situación responde a que el promedio de la década anterior a la proyectada se ve afectada por la crisis económica internacional.

Se supone que el PBI regional mantiene la misma evolución que el producto bruto nacional. Asimismo, se supone que las actividades sectoriales, que se encuentran muy vinculadas a la evolución del producto regional, mantiene la misma evolución que el producto bruto.

Ahora bien, la evolución temporal de las variables se caracteriza por converger a la tasa de crecimiento de largo plazo. Esta tasa es constante luego de alcanzado un período de tiempo. En particular, se supone, de igual modo que en el capítulo “MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE ELECTRICIDAD POR SISTEMA” del TOMO I de este estudio, que la tasa de largo plazo corresponde al promedio de la proyección realizada por el IMF (3.68%). En este contexto, y dada la dificultad e imposibilidad de construir una serie de crecimiento de largo plazo, se proyectó el crecimiento del producto a partir de la convergencia lineal a la tasa de crecimiento de largo plazo, que recién se alcanza en 2028. En la Tabla 37 se presentan las tasas de variación proyectadas desde 2020 y hasta el 2022:

Tabla 37 - Tasas de Proyección Producto Bruto Nacional

Año	2020	2021	2022
PBI	4.19%	4.12%	4.06%

Fuente: elaborado en base al IMF

Es importante destacar, que los valores proyectados a largo plazo son consistentes con lo esperado por organismos regionales como la CEPAL.

En tercer lugar, fue necesaria la construcción de la evolución futura del precio del cobre. Del análisis de la serie histórica del mismo, se observó que los valores fluctúan alrededor de un valor potencial convergiendo lentamente hacia el mismo en el largo plazo. Por lo tanto, se hizo converger el valor del cobre a dicho valor de largo plazo que fue proyectado a partir de la recta tendencial, que representa el mejor ajuste. Para lo mismo, fue calculado un factor de ajuste sobre el valor tendencial, a partir de lo observado para los valores históricos.

En la Tabla 38 se presentan los valores proyectados:

Tabla 38 - Proyección Precio del Cobre

Año	Precio Cobre	Valor Tendencial	Var. Precio Cobre	Valor de Ajuste
2013	5,162	5,504	14.1%	0.9
2014	5,648	5,824	9.4%	1.0
2015	5,865	6,144	3.8%	1.0
2016	6,036	6,465	2.9%	0.9
2017	6,439	6,785	6.7%	0.9
2018	6,762	7,105	5.0%	1.0
2019	7,034	7,425	4.0%	0.9
2020	7,323	7,746	4.1%	0.9
2021	7,649	8,066	4.5%	0.9
2022	7,952	8,386	4.0%	0.9

Fuente: Elaboración Propia

En último término, la proyección del precio de la energía fue provista por la CNE. En este caso, se mantuvo el precio implícito real de cada región en el mismo nivel que el observado para el último año.

3.6. RESULTADOS

A partir de la selección de los modelos y la construcción de escenarios fue posible la proyección del consumo de electricidad por sistema eléctrico, por región y por sector económico para el período 2013-2022. El horizonte de tiempo fue elegido en base a la cantidad de años históricos disponibles.

En la Tabla 39 se presentan los resultados de las proyecciones por sistema eléctrico para el período 2013 a 2022:

Tabla 39 - Proyección Consumo Eléctrico SIC, SING y SSMM (GWh), 2013-2022

Año	Energía (GWh)		
	SING	SIC	SSMM (XI+XII)
2013	1,585	26,196	390
2014	1,668	27,015	406
2015	1,753	28,073	419
2016	1,838	29,381	433
2017	1,925	30,863	450
2018	2,016	32,447	468
2019	2,110	34,116	488
2020	2,206	35,853	510
2021	2,306	37,652	534
2022	2,407	39,513	560
Tasas anuales acumulativas			
<i>Histórico</i>	6.03%	5.32%	4.88%
<i>Proy. 2013-2022</i>	4.75%	4.67%	4.12%

Fuente: Elaborado en base a CNE y BCC

En la Tabla 39 se observa un desaceleración de las ventas a clientes regulados de todos los sistemas eléctricos del país, respondiendo a un desacople económico. Además, el crecimiento proyectado para el SIC es inferior al del SING, aunque el segundo muestra una desaceleración mayor. Con respecto a los sistemas medianos, la desaceleración es inferior que lo observado en los demás sistemas.

En la Tabla 40 se presentan los resultados de las proyecciones por región para el período 2013 a 2022:

Tabla 40 - Proyección Consumo Eléctrico por Región (GWh), 2013-2022

Año	Energía (GWh)													
	I Tarapacá	II Antofagasta	III Atacama	IV-V Coquimbo	IV Coquimbo	V Valparaíso	Metro.	VI O'Higgins	VII Maule	VIII Biobío	IX Araucanía	X Los Lagos	XI Aysén	XII Magallanes
2013	741	851	611	3,858	1,074	2,784	12,633	1,912	1,603	2,238	1,011	2,114	136	257
2014	771	909	629	4,015	1,115	2,900	12,886	2,019	1,685	2,324	1,057	2,202	143	262
2015	795	967	649	4,196	1,150	3,046	13,316	2,131	1,743	2,428	1,107	2,294	150	269
2016	814	1,026	671	4,392	1,183	3,209	13,849	2,244	1,801	2,543	1,158	2,385	157	276
2017	832	1,089	697	4,607	1,221	3,386	14,438	2,361	1,860	2,666	1,212	2,479	165	285
2018	848	1,154	726	4,829	1,258	3,571	15,052	2,482	1,920	2,796	1,267	2,575	173	295
2019	862	1,221	757	5,060	1,295	3,765	15,692	2,608	1,982	2,930	1,324	2,673	182	306
2020	874	1,291	790	5,299	1,332	3,967	16,350	2,739	2,044	3,070	1,382	2,774	191	319
2021	886	1,365	824	5,546	1,370	4,176	17,025	2,874	2,108	3,214	1,443	2,877	201	333
2022	898	1,432	859	5,783	1,408	4,376	17,716	3,000	2,153	3,354	1,494	2,963	211	349
Tasas anuales acumulativas														
Histórico														
*	5.3%	6.7%	6.6%	4.9%	2.4%	2.4%	4.2%	6.7%	6.4%	5.1%	5.3%	6.6%	5.8%	4.4%
Proy. 2013-2022														
	2.1%	6.0%	3.9%	4.6%	3.1%	5.2%	3.8%	5.1%	3.3%	4.6%	4.4%	3.8%	5.0%	3.5%

*Para las Regiones IV, RM, VI, VII, VIII, IX y X se calculó el período 2006 a 2012 debido a fuertes cambios estructurales.

Fuente: Elaborado en base a CNE y BCC

En la Tabla 40 se observa, por un lado, una desaceleración generalizada en el crecimiento esperado de la demanda de electricidad respecto del valor histórico. Esta situación responde, en primera medida, a una desaceleración económica a medida que se converge al largo plazo. En segundo lugar, los supuestos sobre población incentivan este efecto. En tercer lugar, existe un desacople económico en las economías regionales.

Una mención especial exige las regiones IV (Coquimbo) y V (Valparaíso). Del análisis histórico se observa que parecería existir una reasignación de clientes entre ambas regiones. Esta situación podría responder a una fusión entre empresas o bien a un cambio metodológico en el modo de contabilizar los ingresos de explotación. Por lo tanto, se expone en la Tabla 40 la suma de ambas regiones a los fines de analizar la evolución conjunta de las mismas.

Aún más, se observa en la Tabla 40 que el crecimiento promedio esperado de las regiones centrales para el período 2013 a 2022 es mayor que el esperado para las regiones de los extremos norte y sur del país. Esta situación responde a una doble dinámica: en primer lugar, en el centro del país la demanda de electricidad viene explicada por el producto bruto y el nivel población lo que permite retroalimentar los efectos sobre el consumo de electricidad. Por su parte, en los extremos norte y sur la demanda es más rígida al alza, siendo inelástica a la variación del precio del cobre y presentando una tasa de crecimiento poblacional inferior a la de las regiones centrales.

Finalmente, en la Tabla 41 se presentan los resultados de las proyecciones por sector económico para el período 2013 a 2022:

Tabla 41 - Proyección Consumo Eléctrico por Sector Económico, 2013-2022

Año	Energía (GWh)		
	Sector Residencial	Sector Comercial	Sector Industrial
2013	11,358	1,087	15,951
2014	11,594	1,083	16,798
2015	11,996	1,078	17,781
2016	12,496	1,074	18,989
2017	13,048	1,070	20,409
2018	13,626	1,065	21,992
2019	14,228	1,061	23,724
2020	14,848	1,056	25,588
2021	15,485	1,052	27,578
2022	16,140	1,047	29,694
Tasas anuales acumulativas			
<i>Histórico</i>	4.40%	0.01%	6.86%
<i>Proy. 2014-2020</i>	3.98%	-0.42%	7.15%

Fuente: Elaborado en base a CNE y BCC

Tal como puede verse en la Tabla 41, las tasas proyectadas tanto para el sector residencial como para el sector comercial son menores que las tasas históricas, lo cual implica una desaceleración en el crecimiento de las ventas de energía en ambos sectores. Sin embargo, es importante destacar que si bien ambos sectores desaceleran su crecimiento, las tasas proyectadas para el sector residencial son positivas, lo cual implica que las ventas en MWh de este sector crecen durante los períodos proyectados.

Ahora bien, la Tabla 41 muestra que el sector industrial exhibe tasas proyectadas en el período 2013 a 2022 mayores a la tasa histórica, lo cual refleja una aceleración del crecimiento de las ventas de este sector. Esta situación responde a una demanda más elástica respecto al producto, ya que dado el mismo nivel de crecimiento económico que el sector residencial, el consumo aumenta en una mayor proporción.

3.7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Las proyecciones econométricas dan como resultado el valor medio de una distribución de probabilidad. Es decir, que las proyecciones utilizadas hasta el momento corresponden a estimaciones estocásticas del consumo de electricidad. Ahora bien, las curvas de probabilidades obtenidas dependen, por un lado, del modelo de proyección seleccionado. Por otro lado, las proyecciones dependen del escenario construido. En este contexto, dimensionar los efectos y desvíos del valor esperado frente a un cambio en uno de los supuestos del escenario, es una herramienta útil para tomar noción de la variabilidad y sensibilidad de las proyecciones.

En esta sección, por lo tanto, se busca sensibilizar las ventas de electricidad al desempeño de los distintos sectores económicos del país, en base a tres escenarios de desarrollo económico definidos por la CNE. En este caso, la CNE ha decidido generar tres casos: en primer lugar, el caso base corresponde al PBI proyectado en el capítulo “MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE ELECTRICIDAD POR SISTEMA” del TOMO I de este estudio, y que fue nuevamente utilizado en esta sección; en segundo lugar, se construyó un caso denominado bajo, donde la tasa de crecimiento económico proyectada es un punto porcentual inferior al

caso base; y en el escenario alto, el crecimiento del producto es aumentado un punto porcentual. En la Tabla 42 se presenta los escenarios considerados para sensibilizar el consumo de electricidad:

Tabla 42 - Escenarios de Crecimiento Económico, 2013-2022

Año	Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto
2013	2.45%	3.45%	4.45%
2014	1.00%	2.00%	3.00%
2015	2.34%	3.34%	4.34%
2016	3.00%	4.00%	5.00%
2017	3.25%	4.25%	5.25%
2018	3.25%	4.25%	5.25%
2019	3.25%	4.25%	5.25%
2020	3.19%	4.19%	5.19%
2021	3.12%	4.12%	5.12%
2022	3.06%	4.06%	5.06%
Promedio	2.79%	3.79%	4.79%

Fuente: Elaborado en base a CNE y FMI

A partir de esto tres casos, se han proyectado aquellos modelos sistémicos, por región y por sector económico que incluyen al producto bruto como variable explicativa. En la Tabla 43 se presenta los resultados de las proyecciones del SIC, utilizando los distintos escenarios de crecimiento económico:

Tabla 43 - Sensibilidad Crecimiento: SIC, 2013-2022

Año	SIC (GWh)		
	Bajo	Base	Alto
2013	25,976	26,196	26,416
2014	26,509	27,015	27,526
2015	27,250	28,073	28,913
2016	28,211	29,381	30,587
2017	29,314	30,863	32,478
2018	30,485	32,447	34,514
2019	31,708	34,116	36,682
2020	32,962	35,853	38,966
2021	34,242	37,652	41,365
2022	35,545	39,513	43,879
Tasas anuales acumulativas			
Histórico	5.32%	5.32%	5.32%
Proy. 2013-2022	3.55%	4.67%	5.80%

Fuente: elaborado en base a CNE y FMI

Tal como puede observarse en este caso, la diferencia entre las tasas de crecimiento promedio asociadas a cada uno de los escenarios es mayor a la unidad. Esta situación refleja una elevada sensibilidad del consumo eléctrico del SIC con respecto al producto bruto, por lo que podemos decir que es elástico al ingreso.

En la Tabla 44 se presenta los resultados de las proyecciones del sector residencial e industrial, utilizando los distintos escenarios de crecimiento económico:

Tabla 44 - Sensibilidad Crecimiento: Residencial e Industrial, 2013-2022

Año	Sector Residencial (GWh)			Sector Industrial (GWh)		
	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
2013	11,244	11,358	11,472	15,785	15,951	16,116
2014	11,360	11,594	11,830	16,378	16,798	17,225
2015	11,637	11,996	12,364	17,049	17,781	18,536
2016	12,000	12,496	13,007	17,896	18,989	20,138
2017	12,405	13,048	13,718	18,899	20,409	22,023
2018	12,825	13,626	14,467	20,008	21,992	24,150
2019	13,259	14,228	15,258	21,205	23,724	26,514
2020	13,698	14,848	16,082	22,469	25,588	29,103
2021	14,143	15,485	16,939	23,791	27,578	31,922
2022	14,594	16,140	17,831	25,165	29,694	34,982
Tasas anuales acumulativas						
<i>Histórico</i>	4.40%	4.40%	4.40%	6.86%	6.86%	6.86%
<i>Proy. 2013-2022</i>	2.94%	3.98%	5.02%	5.32%	7.15%	8.99%

Fuente: Elaborado en base a CNE y FMI

Tal como puede verse en la Tabla 44, el sector industrial es más sensible que el sector residencial: en el primer caso, la diferencia asciende a 1.8 puntos porcentuales por cada variación de 1% del producto (elástica), mientras que en el segundo caso, la diferencia entre cada escenario corresponde a 1 punto porcentual (unitariamente elástica). Esto demuestra una mayor sensibilidad en el sector industrial respecto al producto.

En la Tabla 45 se presenta los resultados de las proyecciones de las regiones centrales donde el producto bruto u otro indicador de actividad sean significativos para proyectar el consumo de electricidad:

Tabla 45 - Sensibilidad Crecimiento: Regiones Centrales, 2013-2022

Año	Región IV y V - Coquimbo y Valparaíso (GWh)			Región RM - Metropolitana (GWh)			Región VIII - Bio Bio (GWh)			Región IX - Araucanía (GWh)		
	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
2013	3,840	3,858	3,876	12,511	12,633	12,755	2,227	2,238	2,249	1,010	1,011	1,012
2014	3,977	4,015	4,053	12,636	12,886	13,138	2,300	2,324	2,349	1,055	1,057	1,060
2015	4,137	4,196	4,256	12,931	13,316	13,708	2,389	2,428	2,466	1,104	1,107	1,111
2016	4,309	4,392	4,476	13,320	13,849	14,394	2,488	2,543	2,597	1,153	1,158	1,164
2017	4,499	4,607	4,718	13,753	14,438	15,150	2,595	2,666	2,739	1,205	1,212	1,219
2018	4,693	4,829	4,970	14,200	15,052	15,946	2,706	2,796	2,887	1,258	1,267	1,275
2019	4,893	5,060	5,233	14,662	15,692	16,784	2,821	2,930	3,043	1,313	1,324	1,334
2020	5,098	5,299	5,508	15,130	16,350	17,656	2,939	3,070	3,205	1,370	1,382	1,395
2021	5,310	5,546	5,795	15,603	17,025	18,561	3,060	3,214	3,373	1,428	1,443	1,458
2022	5,509	5,783	6,073	16,080	17,716	19,501	3,176	3,354	3,540	1,477	1,494	1,511
Tasas anuales acumulativas												
Proy. 2013-2022	4.09%	4.60%	5.12%	2.83%	3.83%	4.83%	4.02%	4.60%	5.17%	4.32%	4.44%	4.56%
Elasticidad	<i>Inelástico</i>			<i>Unitariamente Elástico</i>			<i>Inelástico</i>			<i>Tiende a Perfectamente Inelástico</i>		

Fuente: elaborado en base a CNE y FMI

En la Tabla 46 se presenta los resultados de las proyecciones, utilizando los distintos escenarios de crecimiento económico, de las regiones del norte y sur del país:

Tabla 46 - Sensibilidad Crecimiento: Regiones Norte y Sur, 2013-2022

Año	Región III Atacama- (GWh)			Región XI - Aysén (GWh)			Región XII - Magallanes (GWh)		
	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
2013	609	611	613	136	136	137	257	257	257
2014	623	629	635	141	143	145	262	262	263
2015	638	649	659	146	150	153	268	269	270
2016	655	671	687	151	157	162	275	276	278
2017	675	697	720	157	165	172	283	285	287
2018	698	726	756	163	173	183	292	295	298
2019	721	757	795	170	182	195	302	306	310
2020	745	790	837	176	191	207	313	319	324
2021	770	824	880	183	201	220	325	333	341
2022	796	859	926	190	211	234	339	349	359
Tasas anuales acumulativas									
Proy. 2013-2022	3.02%	3.85%	4.69%	3.83%	4.98%	6.13%	3.15%	3.48%	3.81%
Elasticidad	<i>Tiende a Unitariamente Elástico</i>			<i>Elástico</i>			<i>Inelástico</i>		

Fuente: elaborado en base a CNE y FMI

Del análisis de las Tablas 45 y 46, se observa que las regiones del norte y del sur tienden a ser más elásticas a cambios en el nivel de crecimiento económico que las regiones centrales. Esta situación implica que una variación de 1% en el crecimiento económico genera un crecimiento de más de 1% en el consumo de electricidad, y responde a una mayor participación del consumo residencial (más inelástico) sobre el consumo total.

El precio de la electricidad es un componente importante para estimar el consumo de la electricidad. Sin embargo, se demostró que el mismo no es significativo en todos los casos. No obstante, es importante estimar el efecto que distintos escenarios de precios del suministro eléctrico tengan sobre la demanda eléctrica de aquellas zonas y sectores económicos donde el precio sea significativo para explicar el consumo de electricidad.

En este contexto, la CNE ha desarrollado tres casos. El primero de ellos corresponde al caso base, donde el precio se mantiene en los niveles actuales, utilizado con anterioridad. El caso bajo corresponde a un precio que se encuentra un 10% por debajo del nivel del caso base. Por último, el caso alto corresponde a un 10% superior del nivel del caso base.

En la Tabla 47 se presentan los resultados de las proyecciones de la región II (Antofagasta), para el período 2013 a 2022, y utilizando los tres escenarios descritos con anterioridad:

Tabla 47 - Sensibilidad Precios: Antofagasta, 2013-2040

Año	Región II - Antofagasta (GWh)		
	Caso Bajo	Caso Base	Caso Alto
2013	856	851	848
2014	915	909	903
2015	975	967	961
2016	1,034	1,026	1,019
2017	1,098	1,089	1,081
2018	1,163	1,154	1,145
2019	1,231	1,221	1,212
2020	1,302	1,291	1,282
2021	1,376	1,365	1,355
2022	1,444	1,432	1,422
Tasas anuales acumulativas			
Proy. 2013-2022	5.99%	5.95%	5.92%
Elasticidad	<i>Tiene a Perfectamente Inelástico</i>		

Fuente: Elaborado en base a CNE y FMI

En la Tabla 47 se observa como un mayor nivel de precio reduce el consumo de electricidad. Esta situación se debe, como define la ley de la demanda, a que si el precio del bien aumenta se reduce el ingreso real en términos de ese bien y el precio relativo respecto a otros bienes aumenta, *ceteris paribus*. Ante esta situación, los consumidores deciden reducir su consumo de dicho bien. Sin embargo, la variabilidad del consumo es bajo, demostrando una baja sensibilidad, que incluso tiende a ser perfectamente inelástica a cambios de precios. Esto demuestra el carácter de bien necesario de la electricidad.

Ahora bien, los modelos de proyección utilizados para proyectar el consumo de electricidad del SIC y SING no poseen al precio de la electricidad como variable explicativa. Sin embargo, fuertes variaciones del nivel de precios podría afectar el consumo de electricidad futuro por lo que se debería analizar la sensibilidad de las proyecciones por sistema eléctrico.

Para lo mismo la CNE ha previsto de estudios de la elasticidad precio de la demanda de electricidad. En primer lugar, el trabajo “*Elasticities of Residential Electricity Demand in Chile*” de Agostini, Polttier y Saavedra, establece una elasticidad precio de corto plazo entre -0.38 y -0.4,

siendo casi inelástica al precio de la electricidad. Este hecho parecería explicar porque el precio de la energía eléctrica no resulta significativo en los modelos de proyección. Aún más, en el mismo trabajo se menciona que el SIC tiene una elasticidad de corto plazo muy inferior a la expresada para todo el país, entre -0.09 a -0.02. Estos últimos valores implican que un aumento de 10% en el nivel de precios genera una caída de entre 0.9% y 0.2% en el consumo de electricidad.

Por otro lado, en el trabajo “Estimando la Demanda Residencial por Electricidad en Chile: El consumo es Sensible al Precio” se estima una elasticidad precio de la demanda residencial de -0.0548 en el corto plazo (un mes), y -0.39 en el largo plazo. Vale decir, que si el precio aumenta un 10%, al mes siguiente la cantidad demandada disminuye 0.548%, y 3.9% en el largo plazo.

En último lugar, el “Estudio de Demanda Energética para el Sector Industrial Manufacturero y Minero en Chile” realizado por la Universidad de Chile establecen una elasticidad con respecto al precio medio, agregado a nivel nacional y de corto plazo, en torno a -0.40. Este valor implica que en un escenario de crecimiento del precio de 10%, las ventas de energía se reducirán 4.0%. En cuanto al largo plazo, las elasticidades son levemente superiores y en torno a -0.46.

Ahora, en este último estudio, al analizar por regiones, se establece una elasticidad precio promedio de largo plazo de -0.47 en la zona norte (SING), -0.49 en la zona centro (SIC) y -0.39 en la zona sur (Sistemas Medianos).

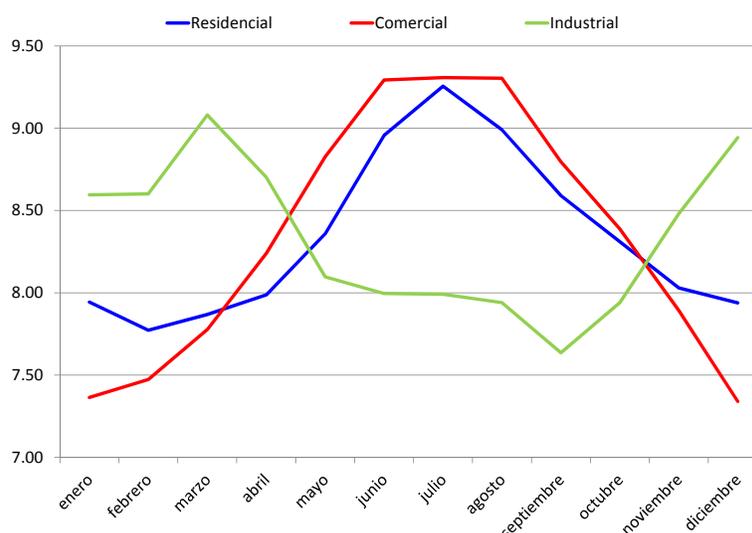
En conclusión, del análisis se desprende que el sector industrial es más elástico a la actividad económica que los demás sectores. De igual modo, las regiones norte y sur son más elásticas que las regiones centrales a los distintos escenarios de crecimiento económico. Ahora bien, si bien la demanda de electricidad no es insensible al precio, lo cierto es que es inelástica representando un bien necesario.

3.8. ESTACIONALIDAD MENSUAL

El consumo mensual de electricidad viene caracterizado por una marcada estacionalidad, con períodos conocidos como picos o de alto consumo. Esta estacionalidad se explica, principalmente, por cuestiones climáticas y por el comportamiento estacional de la estructura productiva. Sin embargo, en muchos casos se observan patrones de consumo que son más complejos de explicar.

En la Grafica 5 se presentan los coeficientes de estacionalidad históricos promedio de las ventas, por sector económico y para el período comprendido entre los años 1999 y 2012:

Gráfico 5 - Coeficientes de Estacionalidad Promedio Históricos



Fuente: Elaborado en base a CNE

Como puede apreciarse en la Gráfica 5, en los meses que corresponden al invierno se alcanza el pico de consumo eléctrico del sector residencial, y en especial, durante el mes de julio. No obstante, se observa que durante el mes de enero, producto del calor, aumenta el consumo eléctrico respecto a los meses siguientes.

Asimismo, en la Gráfica 5 se observa que durante los meses centrales del año el consumo comercial alcanza su pico de consumo, y en especial durante el período de junio a agosto. Estos meses, en particular, hay menos pedidos de vacaciones y la actividad escolar y universitaria están en pleno funcionamiento, por lo que el consumo eléctrico del sector comercial es mayor.

En último lugar, el consumo industrial presenta su pico de demanda en el mes de marzo, y durante los meses de invierno cae su consumo en concepto de ventas reguladas. Esta situación responde a la propia actividad del sector, con picos de producción en el mes de marzo y caídas en los períodos de invierno, y por incentivos de precios.

Ahora bien, en la Tabla 48 se pueden apreciar los coeficientes de estacionalidad para el primer año y para el último año de la muestra por sector de consumo:

Tabla 48 - Coeficiente de Estacionalidad Mensual Históricos

Mes	Coeficientes de Estacionalidad		
	Residencial	Comercial	Industrial
ene-99	8.07	7.75	8.67
feb-99	7.82	7.78	9.08
mar-99	8.29	7.80	9.48
abr-99	8.11	8.37	8.53
may-99	7.90	8.42	7.56
jun-99	8.87	8.89	7.59
jul-99	9.03	8.96	8.15
ago-99	8.57	9.03	7.93
sep-99	8.72	8.91	7.92
oct-99	8.32	8.50	7.80
nov-99	8.24	7.67	8.56

Mes	Coeficientes de Estacionalidad		
	Residencial	Comercial	Industrial
dic-99	8.06	7.92	8.72
---	---	---	---
ene-12	8.16	7.61	8.72
feb-12	7.78	7.24	8.88
mar-12	7.97	7.77	9.28
abr-12	7.81	8.02	8.38
may-12	8.36	8.77	8.16
jun-12	8.91	9.19	8.06
jul-12	9.00	9.32	7.87
ago-12	8.97	9.41	8.08
sep-12	8.21	8.41	7.03
oct-12	8.60	8.53	8.11
nov-12	8.29	8.43	8.56
dic-12	7.94	7.30	8.87

Fuente: Elaborado en base a CNE

En la Tabla 48, se observa una variabilidad marginal de los coeficientes de variación a lo largo de los años. Además, con la utilización de medidas estadísticas, como ha de ser la desviación estándar, se puede demostrar que la variabilidad de los coeficientes de estacionalidad históricos es baja. En la Tabla 49 se presenta la desviación estándar de los coeficientes de estacionalidad histórico por sector económico:

Tabla 49 - Desviación Estándar de los Coeficientes de Estacionalidad Históricos

Mes	Desvió Estándar		
	Residencial	Comercial	Industrial
enero	0.66	0.62	0.54
febrero	0.45	0.22	0.41
marzo	0.33	0.25	0.24
abril	0.38	0.42	0.42
mayo	0.19	0.50	0.28
junio	0.23	0.45	0.38
julio	0.24	0.18	0.20
agosto	0.23	0.16	0.18
septiembre	0.24	0.20	0.26
octubre	0.18	0.19	0.14
noviembre	0.14	0.24	0.23
diciembre	0.18	0.39	0.35

Fuente: Elaborado en base a CNE

Como puede apreciarse en la Tabla 49 la desviación es pequeña para todos los meses del año, demostrando una pequeña variabilidad de los coeficientes de estacionalidad. En este contexto, se puede proyectar los coeficientes de estacionalidad a partir de modelos econométricos.

En primer lugar, es necesario estimar el consumo mensual de electricidad, lo que exige incluir un comportamiento estacional a lo largo del año. Es decir, por medio de modelos ARIMA puros podemos estimar los coeficientes de estacionalidad que sirvan a los fines de dividir el consumo a lo largo del año.

Por su parte, las dinámicas poblacionales, así como cambios en el nivel de precios, no tienen un gran impacto sobre el nivel de consumo. Aun mas, la demanda de electricidad es inelástica

respecto al producto en el corto plazo –como se explicó con anterioridad en la sección de análisis de sensibilidad-.

En este contexto, se propone emplear un modelo ARIMA para cada sector económico, que incluya los factores estacionales a través de variables *dummy*. El modelo propuesto se muestra a continuación:

$$\ln(\text{Gen}_i) = c + \sum_{i=1}^p \beta_i \text{Ar}(i) + \sum_{i=1}^{11} \gamma_i @SEAS_i + \mu_t \quad (21)$$

Donde,

ln(Gen_i) representa el logaritmo natural de las ventas mensuales de electricidad del sector comercial,
@SEAS_i representa una variable dicotómica, la cual toma valor 0 o 1, e incorpora la estacionalidad mensual. El modelo incluye 11 variables de este tipo, la cual vale 1 si la observación corresponde a los meses 1, ...,11 y 0 si corresponde al mes 12,

Ar(i) es la variable explicada rezaga *i* períodos, donde la cantidad de variables incluidas depende de las características de los residuos, debiendo asegurar que sean un ruido blanco,

β_i representa el coeficiente que acompaña a los términos autorregresivos, donde *i* = 1, ..., *p*.

p representa la cantidad de términos autorregresivos incluidos en el modelo, y

μ_t representa el término de error.

Ahora bien, en el caso del sector residencial se debieron incluir 3 términos autorregresivos para que el error estimado sea ruido blanco. Análogamente, y como fue explicado con anterioridad, el modelo mensual del sector comercial fue estimado 2 veces, dado que se quisieron probar diferentes especificaciones. Una de ellas posee un término autorregresivo, mientras que la otra posee 4.

En la Tabla 50 se presentan los resultados de las estimaciones para los distintos sectores económicos, obtenidos con el programa econométrico Eviews:

Tabla 50 - Modelo de Proyección Mensual por Sector Económico

Modelos	Residencial	Industrial	Comercial	
			Modelo 1 AR	Modelo 4 AR
<i>c</i>	13.7***	15.54***	11.33***	11.3***
<i>Ar(1)</i>	0.31***	0.52***	0.28***	0.25***
<i>Ar(2)</i>	0.31***	0.22**	-	-
<i>Ar(3)</i>	0.36***	0.26***	-	0.29***
<i>Ar(4)</i>	-	-	-	-0.18**
<i>Ar(7)</i>	-	-	-	0.14*
@SEAS1	0.04**	0.02	-0.001	-0.001
@SEAS2	0.01	0.01	0.02	0.02
@SEAS3	0.02	0.06***	0.06***	0.06***
@SEAS4	0.03*	0.01	0.12***	0.11***
@SEAS5	0.08***	-0.06***	0.18***	0.19***
@SEAS6	0.14***	-0.08***	0.24***	0.24***
@SEAS7	0.17***	-0.09***	0.24***	0.24***
@SEAS8	0.14***	-0.1***	0.24***	0.23***
@SEAS9	0.09***	-0.14***	0.18***	0.18***
@SEAS10	0.05***	-0.11***	0.13***	0.13***
@SEAS11	0.01	-0.05***	0.07***	0.07***
R2	0.922	0.973	0.752	0.781

Modelos	Residencial	Industrial	Comercial	
			Modelo 1 AR	Modelo 4 AR
Adjusted R2	0.915	0.971	0.732	0.758
Akaike	-3.088	-3.174	-2.927	-2.991
Scwarz	-2.8051	-2.892	-2.684	-2.684
MAPE	5.147	5.916	3.854	3.796
Theil	0.031	0.032	0.025	0.025
Observaciones	165	165	167	161

Niveles de significatividad: *** 1% de confianza; ** 5% de confianza; * 10% de confianza

Fuente: Elaborado en base a CNE y BCC

Tal como puede verse en las Tabla 50, los modelos mensuales presentan buenos estadísticos de bondad de ajuste para el sector residencial e industrial. Es importante aclarar que cuando la desviación estándar es pequeña, la media es un índice representativo de toda la distribución. En consecuencia, los coeficientes resultan ser estadísticamente significativos para proyectar los coeficientes de estacionalidad.

Por el contrario, el modelo estimado para el sector comercial presenta un ajuste bajo, dejando entrever el hecho que ya se ha mencionado con anterioridad: la serie histórica de consumo es muy volátil, lo que imposibilita al investigador encontrar una especificación adecuada que permita ajustarse a los datos. Sin embargo, se ha decidido proyectar el consumo residencial a partir del modelo con 4 autoregresores ya que el objetivo final es estimar los coeficientes de estacionalidad.

Por lo tanto, los valores de consumo mensual, a los fines de obtener los coeficientes de estacionalidad, han sido proyectados. A partir de los valores mensuales se puede calcular el coeficiente de estacionalidad calculando la participación mensual sobre el consumo de electricidad anual. En la Tabla 51 se presentan los coeficientes de estacionalidad para el año 2014 y el año 2022, obtenidos a partir de los modelos propuestos:

Tabla 51 - Coeficiente de Estacionalidad Mensual Proyectados

Mes	Coeficientes de Estacionalidad Proyectados		
	Residencial	Comercial	Industrial
ene-14	8.17	7.61	8.73
feb-14	7.79	7.24	8.89
mar-14	7.98	7.77	9.29
abr-14	7.81	8.02	8.39
may-14	8.37	8.77	8.17
jun-14	8.91	9.19	8.06
jul-14	9.00	9.32	7.87
ago-14	8.97	9.41	8.07
sep-14	8.20	8.41	7.02
oct-14	8.59	8.53	8.11
nov-14	8.28	8.43	8.55
dic-14	7.93	7.30	8.86
---	---	---	---
ene-22	8.20	7.61	8.78
feb-22	7.81	7.24	8.92
mar-22	7.99	7.77	9.32
abr-22	7.82	8.02	8.41
may-22	8.37	8.77	8.18
jun-22	8.91	9.19	8.06
jul-22	8.99	9.32	7.86

Mes	Coeficientes de Estacionalidad Proyectados		
	Residencial	Comercial	Industrial
ago-22	8.96	9.41	8.06
sep-22	8.19	8.41	7.01
oct-22	8.58	8.53	8.08
nov-22	8.26	8.43	8.51
dic-22	7.91	7.30	8.82

Fuente: Elaborado en base a CNE

Ahora bien, la proyección econométrica demuestra la poca variabilidad de los coeficientes de estacionalidad, los cuales convergen al valor promedio mensual. Además, dada la baja volatilidad de los coeficientes, demostrado con anterioridad, podemos concluir que el valor promedio mensual de cada coeficiente de estacionalidad es representativo para el horizonte de proyección. En la Tabla 52 se presentan los coeficientes de estacionalidad promedio obtenidos a partir de las proyecciones:

Tabla 52 - Estimación Anual de Modelos Mensuales

Mes	Estacionalidad Promedio Proyectada			
	Residencial	Comercial	Industrial	Promedio
enero	8.18	7.61	8.75	8.18
febrero	7.80	7.24	8.90	7.98
marzo	7.98	7.77	9.30	8.35
abril	7.82	8.02	8.40	8.08
mayo	8.37	8.77	8.17	8.44
junio	8.91	9.19	8.06	8.72
julio	9.00	9.32	7.86	8.73
agosto	8.96	9.41	8.07	8.81
septiembre	8.20	8.41	7.02	7.87
octubre	8.58	8.53	8.09	8.40
noviembre	8.27	8.43	8.53	8.41
diciembre	7.92	7.30	8.84	8.02

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 52 muestra los valores proyectados de los coeficientes de estacionalidad promedio para cada sector y para la totalidad del país. Los sectores económicos se caracterizan por tener una marcada estacionalidad, siendo los que determinan la evolución mensual del consumo total del país. Sin embargo, se ha demostrado que la variabilidad de los mismos es marginal y no afecta la proyección promedio.

Ahora bien, en la Tabla 52 se observa que el sector residencial tiene un consumo más elevado en la época de invierno (junio, julio y agosto). Sin embargo, también se observa un aumento del consumo durante el mes de enero producto de las mayores temperaturas. El consumo industrial mantiene un comportamiento menos estacional, con mayor consumo a principio del año, tocando su pico en el mes de marzo. Ahora bien, el consumo comercial mantiene un comportamiento estacional muy marcado. Principalmente, durante los meses centrales del año, cuando hay menos pedidos de vacaciones y la actividad escolar y universitaria están en pleno funcionamiento, el consumo eléctrico del sector comercial es mayor.

3.9. CONCLUSIONES

A lo largo de esta sección fueron calculados diversos modelos de proyección de demanda de clientes regulados. Los distintos modelos se diferencian por poseer distintas especificación, o

bien, distintas agregaciones de datos o periodicidad. La utilización de modelos diferentes permite la comparación de resultados obtenidos para el mediano plazo.

En la Tabla 53 se presenta el consumo de electricidad regulado total de Chile bajo la utilización de distintas técnicas:

Tabla 53 - Estimación Anual de Modelos Mensuales

Año	Comparación [GWh]			Promedio
	Por Sistema	Por Región	Por Sector	
2013	28,171	27,965	28,395	28,177
2014	29,088	28,903	29,475	29,155
2015	30,244	30,044	30,855	30,381
2016	31,652	31,316	32,559	31,842
2017	33,238	32,690	34,527	33,485
2018	34,930	34,117	36,683	35,243
2019	36,714	35,597	39,013	37,108
2020	38,569	37,123	41,492	39,062
2021	40,492	38,696	44,115	41,101
2022	42,480	40,213	46,880	43,191
Tasas Acumulativas				
<i>Histórico</i>	5.35%	5.35%	5.35%	5.35%
<i>Proy. 2013-2022</i>	4.67%	4.12%	5.73%	4.86%

Fuente: Elaboración propia

Los resultados muestran tasas de variación de mediano plazo entre los 4.12% a 5.73%. Esta situación refleja que las tasas de variación se ubican dentro de un rango de confianza. Además, se observa una desaceleración en la tasa de crecimiento, con una tasa promedio de 4.86%.

Finalmente, utilizando los coeficientes de estacionalidad podemos determinar el comportamiento mensual del consumo promedio para Chile. El valor medio corresponde a la media dentro de las distintas distribuciones de probabilidad. En la Tabla 54 se muestra el valor mensual del primer y último año proyectado del consumo promedio de Chile:

Tabla 54 - Proyección Mensual

Mes	Consumo (GWh)	Estacionalidad
ene-14	2,386	8.18
feb-14	2,327	7.98
mar-14	2,435	8.35
abr-14	2,355	8.08
may-14	2,460	8.44
jun-14	2,542	8.72
jul-14	2,544	8.73
ago-14	2,570	8.81
sep-14	2,296	7.87
oct-14	2,450	8.40
nov-14	2,453	8.41
dic-14	2,339	8.02
.....
ene-22	3,534	8.18
feb-22	3,447	7.98
mar-22	3,608	8.35
abr-22	3,489	8.08
may-22	3,644	8.44

Mes	Consumo (GWh)	Estacionalidad
jun-22	3,765	8.72
jul-22	3,769	8.73
ago-22	3,807	8.81
sep-22	3,401	7.87
oct-22	3,629	8.40
nov-22	3,633	8.41
dic-22	3,465	8.02

Fuente: Elaborado en base a CNE y BCC

4. MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE CLIENTES LIBRES

4.1. INTRODUCCION

En el mercado eléctrico chileno, además de los clientes regulados, se encuentran los clientes denominados libres. En concreto, estos clientes corresponden a aquellos cuya potencia conectada es mayor a 2.000 KW, o bien, teniendo una potencia conectada menor o igual a 2.000 KW cumpla con alguna de las siguientes condiciones

- Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;
- Cuando se trate de calidades especiales de servicio;
- Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior 20 mega watts-kilómetro;
- Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 KW. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.

Ahora bien, estos clientes no son exclusivos de las empresas distribuidoras, ya que pueden contratar su suministro con empresas generadoras, a precio libre. Por lo general, los clientes no sujetos a fijación de precios mantienen contratos de largo plazo en los que el precio del servicio es establecido libremente por las partes. Es decir, que se supone la capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras.

En este contexto es importante proyectar el consumo de los clientes libres, incluyendo el suministro comprado a la empresa distribuidora así como aquel adquirido directamente de los generadores de electricidad. Este componente de la demanda total de ventas debe ser considerado al momento de proyectar el consumo de electricidad de Chile.

4.2. METODOLOGÍA UTILIZADA

A los fines prácticos, la Comisión ha provisto al consultor de datos de clientes libres de las regiones de operación del SIC y del SING. En particular, los datos de clientes libres del SING incluyen 36 empresas que poseen contratos con 11 generadoras, y 6 empresas que tiene contratos con empresas distribuidoras. Análogamente, en las regiones donde opera el SIC existen 92 empresas con contratos directos con 28 generadoras. Por su parte, las empresas que poseen contratos con las empresas distribuidoras son 228. Es decir, que en total existen 362 clientes libres en el país.

Ahora bien, las series de consumo de clientes libres corresponden a observaciones mensuales desde el año 2010 para clientes con contratos con distribuidoras, y desde el año 2009 para empresas con contratos con generadoras. En la Tabla 55 se presentan los consumos anuales de los clientes libres por sistema eléctrico:

Tabla 55 - Consumo Clientes Libres

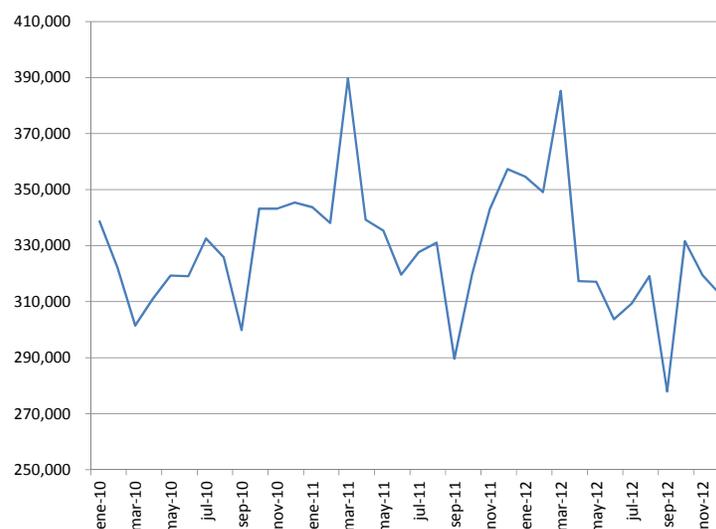
Año	Consumo (GWh)		Variación Anual	
	SING	SIC	SING	SIC
2010	12,843	16,325	-	-
2011	12,877	18,165	0.3%	11.3%
2012	13,313	18,987	3.4%	4.5%
2013	13,869	17,962	4.2%	-5.4%

Fuente: Elaborado en base a CNE

Del análisis de la Tabla 48 se desprende que la cantidad de datos a paso anual no asegura una buena proyección econométrica. Sin embargo, la modulación mensual podría servir para proyectar el consumo de los clientes libres. No obstante, la construcción de modelos mensuales se encuentra limitada por cuestiones prácticas. Por ejemplo, la periodicidad exige contar con indicadores de actividad regionales de la misma periodicidad, que no se encuentran disponibles en todos los casos.

Aún más, la estructura de la serie de consumo de los clientes libres, en ciertas ocasiones, se conoce en econometría con “ruido blanco”. Estas series poseen una elevada volatilidad alrededor de un valor medio, sin poseer una tendencia definida y clara. El éxito de los pronósticos, en econometría, depende de la existencia de regularidades, que el modelo de pronóstico las capte y que sean informativas sobre el futuro. A modo de ejemplo, en la Gráfica 6 se observa la evolución de las ventas a clientes libres a través de distribuidoras del SIC:

Gráfico 6 - Evolución del Consumo Clientes Libres SIC-DX



Fuente: Elaborado en base a CNE

En la Gráfica 6, se puede observar claramente que la serie presenta una volatilidad muy grande, lo cual imposibilita la especificación de un modelo adecuado para pronosticar el consumo de clientes libres, y exige alejarse de la metodología empleada hasta el momento.

Aún más, las series de ventas libres presentan fuertes cambios estructurales producto de dinámicas aleatorias como pueden ser operaciones de mantenimiento en las distintas

industrias. A modo de ejemplo, en la Gráfica 7 se observa la evolución de las ventas a través de distribuidoras del SING:

Gráfico 7 - Evolución del Consumo Clientes Libres SING-DX

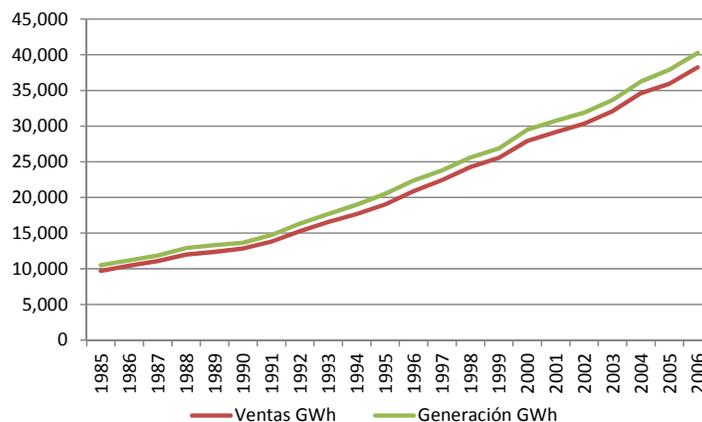


Fuente: Elaborado en base a CNE

En la Gráfica 7, se observa las bruscas variaciones que posee la serie de ventas a clientes libres. Este análisis se agrava si consideramos las industrias particulares o los distintos sectores. En este contexto, la aplicación de modelos econométricos implicaría incurrir en un error de pronóstico elevado.

Alcanzado este punto, es importante remarcar que la oferta de energía eléctrica debe ser igual a la demanda, esta última entendida como las ventas a clientes regulados y libres más las pérdidas incurridas para satisfacer dichas ventas. A continuación la Gráfica 8 se presenta la evolución de las ventas de energía y la generación del SIC a lo largo del tiempo:

Gráfico 8 - Relación Ventas y Generación (GWh) Bruta del SIC



Fuente: elaborado en base a datos de la CNE

En la Gráfica 8, se observa una diferencia entre el nivel de ventas y el de generación, la cual se explica por las pérdidas de distribución y transporte de electricidad. En consecuencia, se

desprende que el despacho de electricidad, que no necesariamente corresponde a la capacidad instalada, se realiza en función de los requerimientos de electricidad. Por lo tanto, conociendo el valor de generación por sistema eléctrico, calculando un nivel de pérdidas por sistema y utilizando las ventas a clientes regulados se puede obtener un valor esperado de las ventas a clientes libres.

Ahora bien, en el capítulo “MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE ELECTRICIDAD POR SISTEMA” del TOMO I de este estudio, se ha proyectado el nivel de generación esperado para tres escenarios distintos y por sistema eléctrico. De este modo, utilizando el promedio de los distintos escenarios para cada sistema, lo que representa el valor promedio esperado de generación por sistema eléctrico, podemos obtener el nivel de demanda esperado por sistema eléctrico.

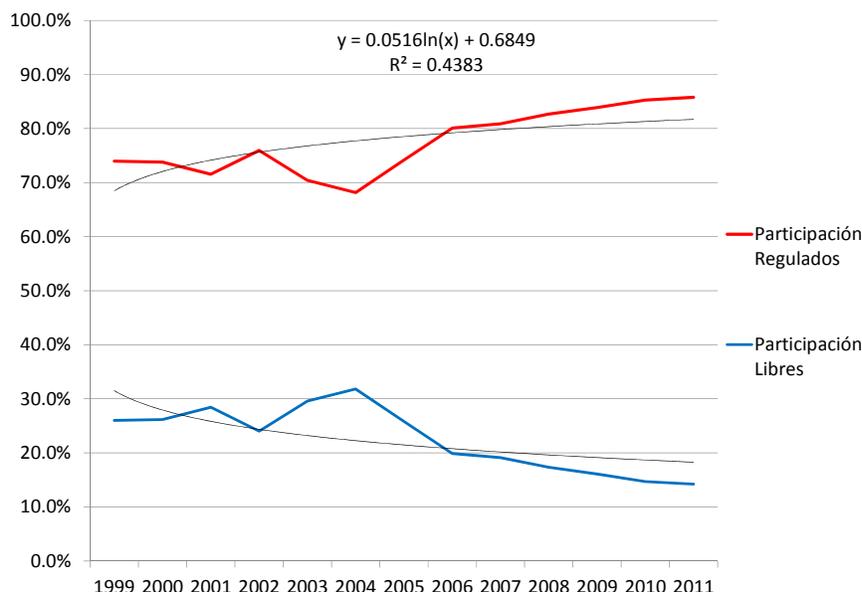
La demanda, se compone en primer lugar, por las compras de distribución. Las mismas corresponden a las ventas para clientes libres, para clientes regulados y las pérdidas de distribución. Es importante mencionar que estas pérdidas de energía son función de la cantidad de energía, de la calidad y material del conductor, y la sección de los mismos. Asimismo, son la diferencia entre las compras y las ventas de energía por parte de los distribuidores.

En este contexto, en el archivo “Antecedentes de Ventas por Empresas Concesionarias de Distribución Período: 1997 al 2011” la CNE publica anualmente las compras y ventas de energía para distribución en GWh, y para el período de 1998 a 2011. A partir de esta información, podemos estimar los valores de ventas totales a los fines de proyectar las pérdidas por distribución y las ventas a clientes libres.

Como fue mencionado con anterioridad, la CNE ha provisto de datos anuales de consumo de electricidad de clientes libres con empresas distribuidoras. Por lo tanto, de la diferencia entre las ventas totales y las ventas a clientes libres se obtiene el valor de ventas a clientes regulados para los años 2010 y 2011. Dicho valor ha sido comparado con los utilizados en el capítulo “MODELOS DE PROYECCION DE CONSUMO ANUAL DE CLIENTES REGULADOS”. De la comparación se observa una diferencia marginal de 1.2% entre los datos utilizados, siendo inferior la calculada en esta sección. Esta diferencia surge de las distintas fuentes empleadas y equivale a menos de 300 GWh, lo que demuestra la consistencia de la base de datos confeccionada para el cálculo de clientes regulados. De todos modos, los valores de ventas a clientes regulados proyectados con anterioridad fueron ajustados a los fines de mantener unas consistencia interna con los datos utilizados en esta sección.

Una vez realizado el paso anterior, fue proyectado el nivel de ventas totales. Para lo mismo fue analizada la participación de las ventas de clientes regulados sobre el total de ventas, observándose que las ventas de clientes regulados aumentan su participación sobre el total. Asimismo, se observó que la estructura de la serie de participación mantiene un buen ajuste con una función logarítmica, convergiendo a un nivel de largo plazo. Por lo tanto, la tasa de participación fue proyectada en base a dicha fórmula, mientras que la participación de las ventas de clientes libres se obtiene por la diferencia. En la Gráfica 9 se presenta la evolución histórica de las participaciones de las ventas de clientes libres y regulados sobre el total de ventas:

Gráfico 9 – Participaciones sobre las Ventas Totales



Fuente: elaborado en base a datos de la CNE

El siguiente paso consistió en estimar las pérdidas por distribución. Para lo mismo, se calculó el porcentaje de pérdidas sobre el total de compras de energía. Del análisis se observa una caída de la participación sobre el total de compras, y una convergencia hacia un nivel de 6.5%, valor que se asume como nivel de largo plazo. En la Tabla 56 se presentan las pérdidas de distribución estimadas:

Tabla 56 - Proyección Perdidas de Distribución

Año	Perdidas	
	GWh	%
1998	1,754	9.3%
1999	1,255	6.5%
2000	1,030	4.9%
2001	1,620	7.2%
2002	1,716	7.3%
2003	1,888	7.6%
2004	2,013	7.5%
2005	2,222	7.8%
2006	2,094	7.7%
2007	2,165	7.5%
2008	2,064	7.2%
2009	1,917	6.7%
2010	2,152	7.3%
2011	1,994	6.5%
2012	2,128	6.5%
2013	2,222	6.5%
2014	2,290	6.5%
2015	2,377	6.5%
2016	2,482	6.5%
2017	2,602	6.5%

Año	Perdidas	
	GWh	%
2018	2,730	6.5%
2019	2,865	6.5%
2020	3,008	6.5%
2021	3,156	6.5%
2022	3,308	6.5%

Fuente: Elaborado en base a CNE

A partir de los valores calculados en la Tabla 56, fue posible la construcción de los valores de compras totales de energía eléctrica por parte de las empresas distribuidoras, construyendo el primer componente de la demanda total de electricidad.

En segundo lugar, la demanda de electricidad se compone por el consumo propio y otras pérdidas distintas de las de distribución. Del análisis histórico se observa que las mismas mantienen un valor porcentual sobre el total de generación estable, convergiendo lentamente a un valor de largo plazo.

En último término, las ventas a los clientes libres que no utilizan el sistema de distribución corresponden al último componente de la demanda. Dicho elemento se estimó a partir de la diferencia entre la generación, el consumo propio y otras pérdidas, y las compras de distribución. De este modo, se puede construir la serie de ventas a clientes libres que no utilicen el sistema de distribución. Manteniendo las participaciones del SIC y SING en los niveles promedios históricos, dichos valores estimados puede distribuirse por sistema eléctrico.

4.3. RESULTADOS

En la Tabla 57 se presenta el consumo de electricidad libre total de Chile, junto con las pérdidas, las ventas totales y la generación bruta esperada, por sistema eléctrico y para el horizonte de proyección:

Tabla 57 - Proyección Consumo Clientes Libres

Año	Generación	Consumo Propio + Pérdidas	Compras Totales				Distribución				Clientes Libres		
			Total	Regulados	Libres	Pérdidas	Compras Distribución	Pérdidas	Clientes Regulados	Clientes Libres	Total	SING	SIC
2010	58,672	4,091	54,581	23,261	29,167	2,152	29,422	2,152	23,261	4,009	25,159	12,736	12,423
2011	62,369	4,563	57,806	24,770	31,042	1,994	30,869	1,994	24,770	4,105	26,938	12,807	14,131
2012	66,000	4,697	61,302	26,567	32,607	2,128	32,954	2,128	26,567	4,258	28,348	13,258	15,090
2013	68,514	5,769	62,745	27,850	32,673	2,222	34,397	2,222	27,850	4,325	28,348	13,853	14,495
2014	71,248	5,921	65,327	28,817	34,220	2,290	35,448	2,290	28,817	4,341	29,879	14,477	15,403
2015	74,393	6,077	68,316	30,029	35,910	2,377	36,799	2,377	30,029	4,393	31,517	15,270	16,247
2016	77,840	6,238	71,602	31,473	37,647	2,482	38,432	2,482	31,473	4,477	33,170	16,071	17,099
2017	81,633	6,402	75,230	33,097	39,532	2,602	40,280	2,602	33,097	4,582	34,950	16,934	18,017
2018	85,724	6,571	79,153	34,834	41,589	2,730	42,262	2,730	34,834	4,698	36,891	17,874	19,017
2019	90,096	6,745	83,351	36,677	43,809	2,865	44,365	2,865	36,677	4,822	38,987	18,889	20,098
2020	94,718	6,923	87,795	38,608	46,179	3,008	46,567	3,008	38,608	4,951	41,228	19,975	21,253
2021	99,551	7,106	92,445	40,624	48,665	3,156	48,866	3,156	40,624	5,086	43,579	21,114	22,465
2022	104,595	7,293	97,302	42,690	51,303	3,308	51,218	3,308	42,690	5,220	46,083	22,328	23,756

Fuente: Elaborado en base a CNE

En la Tabla 57 fue proyectado el nivel de ventas a clientes libres, construyendo un balance energético del país en su conjunto. Como se aprecia en la Tabla 57 se espera un crecimiento del 4.8% de la generación eléctrica en promedio durante el período 2013 a 2022.

Por su parte, las compras de distribución se desaceleran respecto a los valores históricos y crecen en promedio un 4.5% durante el período 2013 a 2022. Esta dinámica se explica, por un lado, por una desaceleración de las ventas a clientes regulados, y por otro lado, por un menor crecimiento de las compras de distribución de clientes libres que pasa de crecer 2.6% durante el período 2010 a 2013, a crecer 2.1% a partir del 2013 y hasta el 2022.

Las compras de clientes libres directamente con las generadoras se acelera respecto a los valores históricos y crece 5.5% en promedio por año. Sin embargo, esta dinámica se explica por el menor crecimiento económico sufrido durante el período 2010 a 2013, cuando las compras de los clientes libres creció 4.1%.

5. MODELOS DE PROYECCIÓN DEL CONSUMO TENDENCIAL

5.1. CRECIMIENTO DE LARGO PLAZO

Los métodos econométricos permiten estimar el consumo de ventas de clientes regulados y libres a mediano plazo. Ahora bien, las técnicas econométricas no permiten realizar una proyección a largo plazo. Por lo tanto, se presenta a continuación un método alternativo a los fines de determinar el crecimiento de largo plazo.

En primer lugar, en el capítulo “RELACIÓN CONSUMO ELÉCTRICO Y CRECIMIENTO ECONÓMICO: ANÁLISIS COMPARATIVO” del TOMO I de este estudio, se ha analizado el crecimiento del consumo de electricidad para una muestra de países. Retomando el análisis realizado en aquel momento, se presenta la Tabla 58, donde se expone el producto per cápita y el consumo de electricidad para una muestra de 4 países:

Tabla 58 - Producto y Consumo per Cápita Comparables Chile

Países	PIB per cápita (USD PPP/pob.)	Consumo de Electricidad per cápita (KWh/pob)
Alemania	38,409	7,211
España	29,666	5,531
Reino Unido	35,856	5,470
Nueva Zelanda	28,551	9,386
Promedio	33,121	6,899

Fuente: Elaborado en base a CNE

Ahora bien, los países presentados en la Tabla 50 corresponden a aquellos con un nivel de producto per cápita al cual tendería la economía de Chile hacia el año 2028. Por lo tanto, se establece un nivel de convergencia del consumo de electricidad del orden de los 7,000 KWh por habitante. Si analizamos el consumo de electricidad total proyectado en la sección “MODELOS DE PROYECCIÓN DE CONSUMO ANUAL DE ELECTRICIDAD POR SISTEMA” del TOMO I de este estudio, corroboramos que el valor potencial que se obtiene del análisis de otros países comparables se alcanza para el año 2028. En la Tabla 59 se presenta el nivel de consumo per cápita calculado a partir del promedio de los escenarios calculados en el TOMO I de este estudio:

Tabla 59 - Consumo per Cápita Potencial

Año	Generación (GWh)	Población (personas)	Consumo (KWh/per.)
2014	71,079	17,711,004	4,013
2015	74,104	17,865,185	4,148
2016	77,484	18,001,964	4,304
2017	81,231	18,138,749	4,478
2018	85,264	18,275,530	4,665
2019	89,558	18,412,316	4,864
2020	94,058	18,549,095	5,071
2021	98,729	18,684,900	5,284
2022	103,574	18,816,955	5,504
2023	108,587	18,944,950	5,732
2024	113,756	19,068,556	5,966
2025	119,083	19,187,517	6,206
2026	124,546	19,301,677	6,453
2027	130,172	19,410,985	6,706
2028	135,930	19,515,438	6,965

Fuente: Elaborado en base a CNE

En la Tabla 59 se demuestra que por medio de las proyecciones se alcanza un nivel potencial de 7,000 KWh en el año 2028. Por lo tanto, se deduce que es correcto mantener la tendencia econométrica de las ventas a los fines de alcanzar dicho valor potencial, ya que continuar con la dinámica nos acerca al valor potencial. Lo mismo, corresponde a asumir que el nivel de ventas, libres y reguladas, en caso de no implementarse medidas de eficiencia energética, se mantiene constante en el valor promedio a lo largo de los años hacia el año 2025. En la Tabla 60 se presentan los valores potenciales de ventas para los sistemas eléctricos, y por tipos de clientes:

Tabla 60 - Ventas Potenciales de Largo Plazo

Año	Ventas Totales (GWh)			Clientes Regulados (GWh)			Clientes Libres (GWh)	
	SING	SIC	SSMM	SING	SIC	SSMM	SING	SIC
2010	14,152	37,929	348	1,309	21,604	348	12,843	16,325
2011	14,277	41,166	369	1,400	23,001	369	12,877	18,165
2012	15,109	43,691	374	1,489	24,704	374	13,620	18,987
2013	16,592	43,545	387	1,880	25,583	387	14,711	17,962
2014	17,314	45,320	403	1,976	26,438	403	15,338	18,882
2015	18,216	47,306	417	2,074	27,538	417	16,142	19,768
2016	19,133	49,554	433	2,174	28,866	433	16,959	20,687
2017	20,124	52,054	451	2,281	30,364	451	17,843	21,689
2018	21,200	54,752	472	2,393	31,969	472	18,806	22,783
2019	22,357	57,634	495	2,511	33,672	495	19,846	23,962
2020	23,591	60,677	520	2,633	35,455	520	20,958	25,222
2021	24,884	63,857	548	2,760	37,316	548	22,123	26,541
2022	26,252	67,163	579	2,889	39,223	579	23,363	27,940
2023	27,626	70,476	605	3,030	41,130	605	24,596	29,346

Año	Ventas Totales (GWh)			Clientes Regulados (GWh)			Clientes Libres (GWh)	
	SING	SIC	SSMM	SING	SIC	SSMM	SING	SIC
2024	29,071	73,952	633	3,178	43,130	633	25,893	30,822
2025	30,592	77,600	662	3,334	45,227	662	27,258	32,373
Tasas Acumulativas								
Proy. 2014-2022	5.3%	5.0%	4.6%	4.9%	5.1%	4.6%	5.4%	5.0%
Proy. 2022-2025	5.2%	4.9%	4.6%	4.9%	4.9%	4.6%	5.3%	5.0%

Fuente: Elaborado en base a CNE

Los valores presentados en la Tabla 60 corresponden a un valor de largo plazo sin incorporar los efectos de las políticas de eficiencia analizadas con anterioridad en este estudio. Estas dinámicas son importantes por el efecto que tiene sobre la elasticidad ingreso de la demanda.

Ahora bien, se ha demostrado que el valor porcentual esperado de ahorro en 2025 corresponde a 20.1% sobre el consumo anual. Además, ese valor de ahorro anual corresponde también al esperado por la CNE para dicho año. Por lo tanto, asumiendo una dinámica de convergencia lineal hacia dicho valor podemos estimar un ahorro en concepto de eficiencia energética dentro del área de ventas hacia el año 2025. En la Tabla 61 se presentan los valores proyectados de largo plazo de ventas para los sistemas del país y por tipos de clientes, incorporando los efectos de las políticas de eficiencia:

Tabla 61 - Ventas de Largo Plazo

Año	Ventas Totales (GWh)			Clientes Regulados (GWh)			Clientes Libres (GWh)	
	SING	SIC	SSMM	SING	SIC	SSMM	SING	SIC
2010	14,152	37,929	348	1,309	21,604	348	12,843	16,325
2011	14,277	41,166	369	1,400	23,001	369	12,877	18,165
2012	15,109	43,691	374	1,489	24,704	374	13,620	18,987
2013	16,592	43,545	387	1,880	25,583	387	14,711	17,962
2014	17,314	45,320	403	1,976	26,438	403	15,338	18,882
2015	17,883	46,441	409	2,036	27,034	409	15,847	19,407
2016	18,433	47,741	417	2,094	27,811	417	16,339	19,931
2017	19,020	49,198	427	2,156	28,699	427	16,864	20,500
2018	19,649	50,747	437	2,218	29,631	437	17,431	21,116
2019	20,313	52,365	450	2,281	30,593	450	18,032	21,772
2020	21,002	54,020	463	2,344	31,565	463	18,658	22,454
2021	21,699	55,683	478	2,407	32,539	478	19,292	23,144
2022	22,412	57,338	494	2,466	33,485	494	19,946	23,853
2023	23,079	58,877	505	2,532	34,361	505	20,548	24,516
2024	23,755	60,429	517	2,597	35,243	517	21,158	25,186
2025	24,439	61,991	529	2,663	36,130	529	21,776	25,862
Tasas Acumulativas								
Proy. 2014-2022	3.3%	3.0%	2.6%	2.8%	3.0%	2.6%	3.3%	3.0%
Proy. 2022-2025	2.9%	2.6%	2.3%	2.6%	2.6%	2.3%	3.0%	2.7%

Fuente: Elaborado en base a CNE

En la Tabla 61 se observan los valores de largo plazo de crecimiento del consumo tendencial para los distintos sistemas y tipos de clientes. En particular, los clientes libres mantienen un nivel superior de crecimiento de largo plazo. Además, se nota una desaceleración generalizada en el nivel de consumo. En concreto, se proyecta un crecimiento del nivel de ventas y de consumo total tendencial total del país de largo plazo en torno al 2.72%.

5.2. RELACIÓN VENTAS DE ELECTRICIDAD Y PBI PER CÁPITA

En esta sección se propone un modelo alternativo para proyectar el consumo de electricidad a largo plazo. En el capítulo “RELACIÓN CONSUMO ELÉCTRICO Y CRECIMIENTO ECONÓMICO: ANÁLISIS COMPARATIVO” del TOMO I de este estudio, se demostró la importancia del producto per cápita en la determinación de la demanda de electricidad. El análisis realizado para una muestra de países reflejó el cumplimiento de la hipótesis de conservación de energía. En este contexto, la construcción de modelos de proyección a partir del producto per cápita parece ser razonable.

Ahora bien, diversos trabajos se han centrado en definir las dinámicas subyacentes a la evolución de la demanda energética en el largo plazo. Del análisis de la misma, se evidenció una relación de “U invertida” entre el ingreso per cápita y el consumo energético, y por ende, una elasticidad que varía a lo largo del tiempo. Los distintos autores adjudicaron esta dinámica a la influencia de la intensidad energética o desacople económico.

Estudios posteriores corroboraron las conclusiones adquiridas previamente: alcanzado un nivel de producto, las mejoras en eficiencia generan un menor consumo industrial y residencial. Por lo tanto, se concluye que existe una relación de “U invertida” entre el consumo per cápita de energía y el producto bruto por persona.

En este contexto, se proponen dos modelos a los fines de proyectar el consumo de electricidad de Chile a partir del producto bruto per cápita. En un primer lugar, se utiliza la ecuación descrita en el capítulo “RELACIÓN CONSUMO ELÉCTRICO Y CRECIMIENTO ECONÓMICO: ANÁLISIS COMPARATIVO” del TOMO I de este estudio, que define una relación línea entre el producto bruto y el consumo de electricidad, incorporando a la población como una variable de interés. A continuación se describe la ecuación definida con anterioridad:

$$\ln(GEN_t) = \alpha + \beta_1 \ln(PBI_t) + \beta_2 \ln(POB_t) + \beta_3 AR(1) + \mu_t \quad (22)$$

Donde,

α representa la constante de regresión,

$\ln(GEN_t)$ representa el logaritmo natural de las ventas de electricidad en el momento t ,

$\ln(PBI_t)$ representa el logaritmo natural del PBI per cápita del país en el momento t ,

$\ln(POB_t)$ representa el logaritmo natural de la población en el momento t ,

$AR(1)$ representa el consumo eléctrico en el momento $t - 1$, y

μ_t representa el término de error.

Aún más, se proponen un modelo alternativo a los fines de introducir dinámica en la elasticidad ingreso de la demanda. Este método se realizará mediante la incorporación de un término cuadrático. A saber, la elasticidad de esta ecuación se define como la derivada parcial respecto al nivel del producto bruto per cápita. A continuación se describe la ecuación propuesta:

$$\ln(GEN_t) = \alpha + \beta_1 \ln(PBI_t) + \beta_1 \ln(PBI_t)^2 + \beta_2 \ln(POB_t) + \beta_3 AR(1) + \mu_t \quad (23)$$

Donde,

α representa la constante de regresión,

$\ln(GEN_t)$ representa el logaritmo natural de las ventas de electricidad en el momento t ,

$\ln(PBI_t)$ representa el logaritmo natural del PBI per cápita del país en el momento t ,

$\ln(POB_t)$ representa el logaritmo natural de la población en el momento t ,

$AR(1)$ representa el consumo eléctrico en el momento $t - 1$, y

μ_t representa el término de error.

A los fines prácticos estos modelos han sido estimados utilizando la información de producto bruto regional, ventas y cantidad de clientes definida en esta sección del trabajo. En concreto, el producto bruto regional ha sido agregado para las regiones definidas con anterioridad (regiones I a XII incluyendo la región metropolitana), y se ha dividido por la cantidad de clientes a los fines de obtener el producto bruto por cliente. A modo de resumen, la información utilizada fue la siguiente:

- Ventas Total a Clientes Regulas en MWh desde 1999 a 2012,
- Clientes Regulados Totales desde 1999 a 2012, y
- PBI Regional en millones de pesos constantes desde 1999 a 2012.

En la Tabla 62 se presentan los resultados de las estimaciones de los dos modelos propuestos:

Tabla 62 - Modelo de Proyección PBI per Cápita

c	Modelo Lineal	Modelo Cuadrático
c	-9.79*	-23.34
$\ln(PBI)$	0.89*	4.49
$\ln(POB)$	1.03**	1.05**
$\ln(PBI)^2$	-	-0.24
$Ar(1)$	0.25	0.23
R2	0.983	0.983
Adjusted R2	0.977	0.974
Akaike	-3.959	-3.809
Scwharz	-3.786	-3.592
MAPE	0.099	0.097
Theil	0.001	0.001
Observaciones	13	13

Fuente: Elaborado en base a CNE y BCC

En la Tabla 62, se observa claramente que el modelo lineal es mejor en términos de bondad de ajuste. No obstante, el modelo cuadrático es levemente mejor en términos de bondad de proyección. Si bien es cierto que la significatividad de los parámetros no es la pretendida, lo cierto es que la introducción del elemento cuadrático genera dinamismo en la relación entre el producto bruto per cápita y el nivel de consumo de los clientes regulados. Por lo tanto, se ha tomado el promedio de las proyecciones realizadas bajo ambos modelos.

Ahora bien, las proyecciones fueron realizadas utilizando el caso base construido con anterioridad. En la Tabla 63 se presentan las proyecciones bajo los distintos modelos, y el promedio del consumo total de electricidad de clientes regulados de Chile:

Tabla 63 - Consumo de Electricidad: PBI per Cápita

Año	Consumo de Electricidad (GWh)		
	Lineal	Cuadrático	Promedio
2013	28,237	28,208	28,222
2014	29,194	29,162	29,178
2015	30,415	30,376	30,396
2016	31,923	31,857	31,890
2017	33,637	33,524	33,580
2018	35,477	35,297	35,387
2019	37,423	37,160	37,291

Año	Consumo de Electricidad (GWh)		
	Lineal	Cuadrático	Promedio
2020	39,456	39,092	39,274
2021	41,568	41,088	41,328
2022	43,760	43,144	43,452
2023	45,629	44,871	45,250
2024	47,579	46,668	47,123
2025	49,611	48,537	49,074
2026	51,730	50,480	51,105
2027	53,940	52,502	53,221
2028	56,245	54,604	55,424
2029	58,647	56,791	57,719
2030	60,859	58,781	59,820
2031	63,155	60,841	61,998
2032	65,537	62,973	64,255
2033	68,009	65,179	66,594
2034	70,574	67,463	69,019
2035	73,236	69,827	71,532
2036	75,999	72,274	74,137
2037	78,865	74,807	76,836
2038	81,840	77,429	79,634
2039	84,927	80,142	82,535
2040	88,131	82,950	85,540
Tasas Acumulativas			
<i>Histórico</i>	5.4%	5.4%	5.4%
<i>Proy. 2013-2024</i>	5.0%	4.8%	4.9%
<i>Proy. 2024-2040</i>	3.9%	3.7%	3.8%

Fuente: Elaborado en base a CNE y BCC

Finalmente, el consumo de electricidad per cápita corresponde al consumo de electricidad por usuario regulado. Para lo mismo, fue utilizada la proyección de clientes. La cantidad de clientes fue proyectada hasta el año 2022. Por lo tanto, se supone que la tasa de crecimiento de la cantidad de clientes mantiene la misma dinámica que la del consumo desde 2022 a 2040, la cual corresponde al crecimiento observado durante el último año. A continuación se presentan los resultados del consumo por cliente regulado:

Tabla 64 - Consumo de Electricidad per Cápita

Año	Consumo de Electricidad		
	Total (GWh)	Clientes	Per Cápita (KWh)
2013	28,222	3,791,097	7,444
2014	29,178	3,892,345	7,496
2015	30,396	3,814,758	7,968
2016	31,890	4,270,187	7,468
2017	33,580	4,104,168	8,182
2018	35,387	5,033,615	7,030
2019	37,291	5,940,176	6,278
2020	39,274	4,710,662	8,337
2021	41,328	4,963,553	8,326
2022	43,452	5,131,988	8,467
2023	45,250	5,234,152	8,645
2024	47,123	5,389,275	8,744

Consumo de Electricidad			
Año	Total (GWh)	Clientes	Per Cápita (KWh)
2025	49,074	5,512,961	8,902
2026	51,105	5,652,695	9,041
2027	53,221	5,805,592	9,167
2028	55,424	5,960,296	9,299
2029	57,719	6,116,803	9,436
2030	59,820	6,269,055	9,542
2031	61,998	6,422,912	9,653
2032	64,255	6,578,369	9,768
2033	66,594	6,735,431	9,887
2034	69,019	6,894,091	10,011
2035	71,532	7,053,986	10,141
2036	74,137	7,214,034	10,277
2037	76,836	7,377,713	10,415
2038	79,634	7,545,106	10,554
2039	82,535	7,716,297	10,696
2040	85,540	7,891,373	10,840
Tasas Acumulativas			
<i>Histórico</i>	5.4%	3.1%	2.2%
<i>Proy. 2014-2024</i>	4.9%	2.4%	2.5%
<i>Proy. 2024-2040</i>	3.8%	2.3%	1.5%

Fuente: Elaborado en base a CNE y BCC

En la Tabla 64 se observa una desaceleración del consumo por cliente a largo plazo. Este factor responde a un crecimiento del ingreso per cápita que es compensado por un desacople económico. Esta situación es producto del dinamismo introducido con la demanda cuadrática: un mayor nivel de desarrollo implica un crecimiento del consumo per cápita inferior a lo que hubiese sido.

5.3. CONCLUSIONES

A lo largo de esta sección se ha estimado el consumo de electricidad tendencial de largo plazo. El mismo fue realizado por dos técnicas complementarias. Por un lado, se estimó con distintas periodicidades y desagregaciones el nivel de ventas de clientes libres y regulados a mediano plazo. A partir de un estudio integral se construyó la tasa de crecimiento de largo plazo.

Por otro lado, se propusieron dos modelos donde se considera el nivel de producto per cápita, los cuales resultan ser más optimista en término de sus tasas de crecimiento. No obstante, estos modelos permiten introducir distintas dinámicas y compara los resultados.

En la Tabla 65 se presentan los resultados de ventas y generación de largo plazo considerando los efectos tendenciales. Las ventas totales fueron calculadas a partir del crecimiento promedio esperado por tipo de cliente:

Tabla 65 - Consumo de Electricidad per Cápita

Año	Ventas Totales	
	Ventas Totales (GWh)	Modelo Per Cápita (GWh)
2014	63,037	29,178
2015	64,733	30,396
2016	66,592	31,890
2017	68,644	33,580

Año	Ventas Totales (GWh)	Ventas Totales Modelo Per Cápita (GWh)
2018	70,833	35,387
2019	73,127	37,291
2020	75,485	39,274
2021	77,860	41,328
2022	80,244	43,452
2023	82,462	45,250
2024	84,702	47,123
2025	86,959	49,074
2026	89,320	51,105
2027	91,745	53,221
2028	94,237	55,424
2029	96,796	57,719
2030	99,425	59,820
2031	102,126	61,998
2032	104,900	64,255
2033	107,750	66,594
2034	110,677	69,019
2035	113,684	71,532
2036	116,773	74,137
2037	119,946	76,836
2038	123,205	79,634
2039	126,554	82,535
2040	129,993	85,540
Tasas Acumulativas		
<i>Histórico</i>	5.4%	5.4%
<i>Proy. 2014-2022</i>	3.1%	5.1%
<i>Proy. 2022-2040</i>	2.7%	3.8%

Fuente: Elaborado en base a CNE y BCC

6. ANÁLISIS EXTRATENDENCIAL: EXPANSIONES DE PROYECTOS EXISTENTES

Este capítulo busca identificar expansiones y nuevos proyectos de alto consumo energético que se podrían conectar dentro del horizonte de 30 años, indicando la ubicación geográfica de éstos y estimando su consumo.

6.1. SIC

6.1.1. Características de grandes consumidores

En el Tabla 66 se presentan los principales consumidores del SIC con sus principales características (propietario, producción y consumo de energía eléctrica):

Tabla 66 - SIC – Grandes Consumidores

Proyecto	Propietario	Consumo en GWh			
		2000	2010	2013	2014 est
INDUSTRIALES					
HUACHIPATO	CAP	525	386	443	340
CEM BIO BIO TALCAHUANO		43	80	56	51
CEMENTO BIO BIO TENO				76	73

Proyecto	Propietario	Consumo en GWh			
		2000	2010	2013	2014 est
CEM MELON		394	158	137	139
CEM POLPAICO		148	137	153	148
CMPC CARTULINAS - Maule	CMPC	226	431	390	384
CMPC CELULOSA - Laja	CMPC	127	810	211	83
CMPC PAPELES (CORDILLERA)	CMPC	93	337	261	256
CMPC CELULOSA - ERCO	ERCO			149	240
CMPC TISSUE	CMPC			101	149
CODELCO VENTANAS (ex Enami)	CODELCO	303	309	314	319
EKA CHILE		275	149	223	190
ENAP ACONCAGUA	ENAP		244	275	260
ENAP BIO BIO (ex petrox)	ENAP	147	162	240	260
ENAMI - Paipote HVLira ¿+ Matta?	ENAMI	128	194	196	190
MASISA -CABRERO	MASISA		83	136	143
METRO	Metro	14	372	426	431
OXY (OCC. CHEMICAL)	Occ. Chemical	167	103	170	162
PANELES ARAUCO	Copec		81	136	118
PAPELES BIOBIO		213	180	229	248

Proyecto	Propietario	Tipo	Producción 2013 miles ton	Consumo en GWh			
				2000	2010	2013	2014
MINERÍA							
Andina	Codelco	Cu	237	288	621	829	850
Carmen de Andacollo	Teck	Cu	81		328	495	500
Caserones	Lumina Copper	Cu				66	238
Cenizas		Cu	18		26	97	85
Cerro Norte Grande	CMP	Hierro					65
Chagres	Angloamerican	Fundición		127	141	153	150
El Soldado	Angloamerican	Cu	54	259	266	260	255
El Teniente	Codelco	Cu	450	835	1675	1776	1830
Hierro Atacama	CMP	Hierro			120	125	127
La Candelaria	Lundin Mining	Cu	168	600	675	753	770
Los Bronces	Angloamerican	Cu	365	426	826	1688	1760
Los Colorados	CMP	Hierro		27	38	47	57
Manto Verde	Angloamerican	Cu	62	72	190	192	170
Mantos de Oro	Kinross	Oro		161	142	129	7
Maricunga	Barrick	Oro	188		82	107	114
Pelambres	Antofagasta Minerals	Cu	419	591	1172	1268	1232
Pellets	CMP	Hierro		250	273	240	253
Romeral	CMP	Hierro		64	98	100	90
Salvador	Codelco	Cu	54	488	545	505	504
Valle Central	Amerigo Resources	Cu		84	252	255	246

6.1.2. Proyección demanda grandes consumidores propuesta por el consultor

En el ANEXO XIV - PROYECCIÓN DE GRANDES CONSUMIDORES DEL SIC se presentan los proyectos de expansión de faenas mineras de acuerdo a la información de Cochilco y la proyección de algunos consumidores industriales de acuerdo a información obtenida por el Consultor. A continuación se presenta la Tabla 67 donde se encuentra proyección de demanda elaborada por el consultor:

Tabla 67 - SIC – Proyección Grandes Consumidores [GWh]

Consumidor	Clas.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
CAP Huachipato		443	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Cem. Bío Bío Talcahuano		56	51	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
Cem. Bío Bío Teno		76	73	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Cem. Melón		137	139	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
Cem. Polpaico		153	158	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
CMPC Cart Maule		439	385	385	385	330	320	320	320	320	320	320	320
CMPC Celulosa ERCO		380	236	260	265	265	265	265	265	265	265	265	265
CMPC Papeles P.Alto		335	320	180	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CMPC Maderas Charrúa			90	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
CMPC Tissue Talagante		101	135	105	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CMPC Cart. Valdivia			65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
ENAP Aconcagua		238	243	267	267	267	0	0	0	0	0	0	0
ENAP Bio Bio		240	261	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Masisa Mapal		76	73	71	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Masisa Cabrero		125	136	135	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Metro		426	431	439	460	470	517	532	535	538	541	545	548
OXY		170	162	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166
Paneles Arauco		136	118	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
Papeles Bío Bío		229	249	232	232	232	232	232	232	232	232	232	232
Consumos Mineros		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C. de Andacollo		495	497	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496
Caserones		66	340	600	600	600	968	968	968	968	968	1.001	1.035
Cenizas		97	85	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Cerro Casale Agua	P3									74	153	159	164
Cerro Casale Mina	P3									573	1.750	1.809	1.871
Cerro Negro Norte			89	200	287	287	287	287	287	287	287	287	287
Codelco Andina		829	851	836	836	836	836	836	836	836	836	836	836
Codelco Andina expansión	B			24	36	36	36	36	36	100	100	100	100
Codelco Salvador		505	504	523	523	523	523	523	523	523	523	523	523
Codelco Salvador expansión	P3												

Consumidor	Clas.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Codelco Teniente		1776	1831	1830	1830	1830	1830	1830	1830	1830	1830	1830	1830
Codelco Ventanas		314	320	310	310	310	310	310	310	310	310	310	310
Diego de Almagro	P2						100	300	702	702	702	702	702
Dominga (Andes Iron)	P2							450	900	1350	1350	1350	1350
Hierro Atacama		125	127	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
El Morro	P3									250	750	1490	1490
El Relincho	P3								150	750	1500	1500	1500
El Soldado		260	254	262	262	262	262	262	262	262	262	262	262
ENAMI Paipote		196	192	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196
Inca de Oro	P2							200	425	425	425	425	425
La Candelaria	P1	753	768	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770
Los Bronces		1688	1754	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750
Manto Verde - Almagro		13	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Mantos de Oro		158	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Marte Lobo													
Pascua Lama	P1						300	300	900	900	900	900	900
Pelambres		1268	1237	1259	1259	1259	1259	1259	1259	1259	1259	1259	1259
Pelambres expansión	P1						260	520	520	520	520	520	520
Pellets		240	253	280	320	320	320	320	320	320	320	320	320
Romeral	B	100	91	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
Santa Fe - Bellavista	B				90	175	175	175	175	175	175	175	175
Santo Domingo	P2					235	470	702	702	702	702	702	702
Valle Central		255	246	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
Valle Central expansión	B				100	100	100	100	100	100	100	100	100
Consumidor	Clas.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Base	B	1214 5	1235 2	1269 0	1274 4	1278 4	1292 2	1293 7	1294 0	1300 7	1301 0	1304 7	1308 4
Probable	P1	753	768	770	770	770	1330	1590	2190	2190	2190	2190	2190
Posible	P2	0	0	0	0	235	570	1652	2729	3179	3179	3179	3179
Potencial	P3	0	0	0	0	0	0	0	150	1647	4153	4958	5025

La proyección de consumos Base+Probables+Posibles+Potenciales significa una tasa de crecimiento de 6.1% en el período 2014-2024.

En el período 2000-2014 la demanda de los grandes clientes creció a una tasa de 3.7% anual.

Para adoptar una proyección de consumo es necesario ponderar la clasificación de los proyectos en relación con la probabilidad de realización. El Consultor ha asignado una probabilidad de 70% a los proyectos probables, un 40% a los proyectos posibles y un 20% a los proyectos potenciales. En Tabla 68 se presenta esta proyección, la que significa un crecimiento de 1.7% entre 2014 y 2024

Tabla 68 - SIC – Proyección Propuesta Grandes Consumidores

Clasificación	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Base – B	12,145	12,352	12,690	12,744	12,784	12,922	12,937	12,940	13,007	13,010	13,047
Probable – P1	753	768	770	770	770	1330	1590	2190	2190	2190	2190
Posible – P2	0	0	0	0	235	570	1652	2729	3179	3179	3179
Potencial –P3	0	0	0	0	0	0	0	150	1647	4153	4958
PROYECCIÓN											
$B + 0.7*P1 + 0.4*P2 + 0.2*P3$											
Total	12890	13229	13283	13417	14081	14710	15595	16141	16646	16843	16893
Variación			2.6%	0.4%	1.0%	4.9%	4.5%	6.0%	3.5%	3.1%	1.2%

Fuente: Cochilco y estimaciones propias

Para el largo plazo se propone usar una tasa anual de 1.7%, igual a la del período analizado.

6.2. SING

6.2.1. Características de grandes consumidores

La demanda de energía eléctrica en el SING correspondió en 2013 en un 88% a clientes libres, y el saldo a clientes sujetos a regulación de precios.

Tabla 69 - SING – Consumo 2013

Clientes	Energía (GWh)
Otros clientes libres	13,592
Clientes regulados	3589
Total	15,414

Fuente: Anuario y Estadísticas de Operación 2013, CDEC-SING

El 95% del consumo de clientes libres corresponde a clientes que tienen una demanda superior a unos 10 MW.

En Tabla 84 se presentan los grandes consumidores del SING con sus principales características (Propietario, producción y consumo de energía eléctrica). Se aprecia que estos consumidores corresponden a un 96% de la energía consumida por los clientes libres.

Tabla 70 - SING – Grandes Consumidores

Consumidor	Propietario	Actividad	Producción	Consumo	Electricidad	(GWh)
			2013 (*)	2000	2010	2013
Altonorte	Glencore	Fundición Cu		118	306	334
Atacama agua		Desaladora		-	46	78
Cerro Colorado	BHP Billiton	Cu	74	323	288	246
Chuquicamata	Codelco	Cu	339	2,085	2,318	2,060
Collahuasi	Glencore	Cu	445	695	1,312	1,281
El Abra	Freeport McMoRan	Cu	156	613	658	795
El Tesoro	Antofagasta Minerals	Cu	103	-	285	290
Escondida	BHP Billiton	Cu	1194	1,528	3,096	3,397
Esperanza	Antofagasta Minerals	Cu	177	-	30	739
Gaby	Codelco	Cu	128	-	361	417
Lomas Bayas	Glencore	Cu	74	145	258	298

Consumidor	Propietario	Actividad	Producción	Consumo	Electricidad	(GWh)
Mantos Blancos	Angloamerican	Cu	111	253	231	220
Meridian (El Peñón)	Yamana Gold	Oro-Plata	468 (**)	42	126	117
Michilla	Antofagasta Minerals	Cu	38	147	151	143
Ministro Hales	Codelco	Cu	34	-	-	75
Muelle Esperanza			-	-	-	143
Quebrada Blanca	Teck	Cu	56	-	23	86
Radomiro Tomic	Codelco	Cu	380	570	860	745
Sierra Gorda	KGHM	Cu	-	-	31	42
Spence	BHP Billiton	Cu	152	-	521	468
SQM El Loa	SQM			170	186	222
SQM Nva.Victoria	SQM			-	41	67
SQM Salar	SQM			71	129	232
Zaldívar	Barrick	Cu	127	513	538	542
Otros			-	179	536	653
Total grandes consumidores				7,485	12,301	13,036

(*) miles ton Cu fino / (**) miles onzas oro equivalente

6.2.2. Proyección demanda grandes consumidores elaborada por el CDEC-SING

En el ANEXO XIII - PROYECCIÓN DE GRANDES CONSUMIDORES DEL SING se presentan los proyectos de expansión de faenas mineras e industriales ligadas a la minería publicadas por Cochilco en Agosto de 2014. Por otra parte el CDEC-SING ha solicitado a los consumidores existentes y potenciales una proyección de consumos eléctricos para el período 2015-2029.

El consultor ha decidido adoptar las proyecciones de consumo informada por los clientes del SING, pero haciendo prevalecer la opinión de Cochilco en cuanto a la fecha de puesta en servicio y su realización, por lo que ha realizado los ajustes correspondientes, que se comentan en mismo ANEXO XIII - PROYECCIÓN DE GRANDES CONSUMIDORES DEL SING. Por otra parte tampoco se han considerándolas ampliaciones proyectadas después de 2023 por la falta de precisión que se tiene a esa fecha. Cochilco clasifica los proyectos en: base (en ejecución) y de realización probable, posible potencial.

Tabla 71 - SING – Proyección Grandes Consumidores CDEC-SING [GWh]

Faena		2013	2014 est	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Altonorte		334	312	337	353	337	353	353	337	353	337	353	353
Antucoya	B		5	149,99	378	377	377	377	378	377	377	377	378
Atacama agua		78	84	99,56	143	157	157	157	157	157	157	157	157
Cerro Colorado	P1	246	264	249	265	244	260	276	276	275	266	261	248
Chuquicamata		2060	2050	2064,96	2117	2144	1935	1935	1832	1993	1866	1835	1848
Chuqui. ampliación	P2						365	365	372	381	402	439	439
Collahuasi		1281	1200	1301,125	1549	1494	1494	1494	1494	1494	1494	1494	1494
El Abra		795	846	842	790	823	823	823	868	868	868	868	868
El Abra ampliación	P3										1748	3495	3495
El Tesoro	P1	290	263	275	288	305	299	297	280	263	254	196	160
Escondida		3397	3380	3944	3891	4556	4546	4776	4798	4628	4638	4801	4776

Faena		2013	2014 est	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Escondida ampliación	B				75	732	777	926	1308	1498	1472	1488	1493
Esperanza		882	876	1028	1053	1050	1050	1050	1028	1028	1028	1028	1028
Esperanza ampliación	B			0	215	220	685	1780	1780	1780	2627	2866	2860
Gaby		417	392	405,6	518	518	510	508	493	464	444	425	194
Gaby ampliación	B			14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Lomas Bayas		298	297	310	311	310	310	310	311	310	310	310	311
Mantos Blancos		220	219	203	201	193	189	184	178	173	168	162	158
Meridian (El Peñón)		117	116	135	147	118	121	119	118	118	118	118	118
Michilla		143	138	116									
Min Hales		75	394	588	551	515	514	514	514	515	514	514	514
Quebrada Blanca		86	68	186	186	186	186	186	170				
Q.Blanca ampliación	P3				9	94	150	195	1191	2329	2433	2433	2433
R.Tomic		745	720	819	821	745	581	581	246	246	246	246	246
R.Tomic ampliación	P2						212	840	843	840	1435	1435	1439
Sabo	P1		18			36	70	106	106	106	106	106	106
Sierra Gorda		42	154	699,993	882	954	954	954	956	954	954	954	956
Spence		468	543	624	628	621	581	549	503	478	448	395	358
SQM El Loa		222	216	236	187	186	186	144	144	144	144	144	144
SQM Nueva Victoria		67	62	71	90	89	104	140	104	104	104	104	104
SQM Salar		232	238	272	272	272	272	277	293	293	293	293	293
Zaldivar		542	495	543	509	513	539	501	511	532	541	550	541
Zaldivar ampliación	P3							72	850	848	848	848	850
Casificación		2013	2014 est	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Base	B	13037	13350	14989	15881	17124	17258	18652	18535	18521	19162	19496	19206
Probable - P1	P1			524	553	585	629	679	662	644	626	563	514
Posible - P2	P2			0	0	0	577	1205	1215	1221	1837	1874	1878
Potencial - P3	P3			0	9	94	150	267	2041	3177	5029	6776	6778

La proyección de consumos Base+Probables+Posibles+Potenciales significa una tasa de crecimiento de 7.8% en el período 2014-2024, lo que corresponde aproximadamente a 202 MW/año.

En el período 1994-1999 (5 años) la demanda de los grandes clientes creció aproximadamente en 117 MW/año, pero en el período 1999-2013 (14 años) fue de unos 60 MW/año.

Para adoptar una proyección de consumo es necesario ponderar la clasificación de los proyectos en relación con la probabilidad de realización. El Consultor ha asignado una probabilidad de 70% a los proyectos probables, un 40% a los proyectos posibles y un 20% a los proyectos potenciales. Adicionalmente ha ajustado la demanda del año 2015 para igualarla a la

tasa de crecimiento proyectada por el CDEC-SING para ese año. En Tabla 72 se presenta esta proyección, la que significa un crecimiento de 5.0% entre 2014 y 2024, lo que corresponde a un incremento promedio de 112 MW/año.

Tabla 72 - SING – Proyección Propuesta Grandes Consumidores (GWh)

Clasificación	2014 est	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Base	13,350	14,989	15,881	17,124	17,258	18,652	18,535	18,521	19,162	19,496	19,206
Probable - P1		524	553	585	629	679	662	644	626	563	514
Posible - P2		0	0	0	577	1,205	1,215	1,221	1,837	1,874	1,878
Potencial - P3		0	9	94	150	267	2041	3,177	5,029	6,776	6,778
PROYECCIÓN											
$B + 0.7*P1 + 0.4*P2 + 0.2*P3$											
Total	13350	15356	16270	17552	17959	19663	19893	20096	21341	21995	21673
Variación		15.0%	6.0%	7.9%	2.3%	9.5%	1.2%	1.0%	6.2%	3.1%	-1.5%

Fuente: Cochilco y estimaciones propias

Para el largo plazo se propone considerar un crecimiento de 100 MW/año, que corresponde a una tasa de 3.0% anual.

7. ANÁLISIS EXTRATENDENCIAL: ANÁLISIS DE NUEVOS PROYECTOS ELECTROINTENSIVOS

7.1. INDÚSTRIA DEL LITIO

7.1.1. Introducción

El litio es un metal alcalino de color blanco plateado. Se caracteriza por ser el metal sólido más ligero, poseer un bajo punto de fusión y ser reactivo. Es posible hallarlo en la naturaleza como una mezcla de los isótopos Li6 y Li7. Es un poco más duro que el sodio y más blando que el plomo

Tabla 73 - Propiedades del Litio

Número atómico	3
Símbolo	Li
Peso atómico	6,941
Valencia	1
Electronegatividad	1,0
Radio covalente	1,34
Radio iónico (estado de oxidación)	0,60(+1)
Radio atómico	1,55
Estructura atómica	1s ² 2s ¹
Potencial primero de ionización (eV)	5,41
Densidad (g/ml)	0,53
Punto de Ebullición °C	1330
Punto de fusión °C	180,5

7.1.2. Productos y derivados del litio

El litio se encuentra en forma abundante en la naturaleza. Es posible hallarlo en aproximadamente 145 tipos diferentes de minerales, sin embargo, sólo en algunos minerales pegmatíticos³ es posible obtener ganancias comerciales: espodumeno, lepidotita, petalita, ambligonita y eucryptita. Las salmueras naturales, ubicadas en los salares, son una excelente fuente de litio. Finalmente, las salmueras asociadas a pozos petrolíferos y campos geotermales, así como también las arcillas y el agua de mar constituyen otras fuentes posibles de litio. Respecto de éstas últimas, cabe señalar que, las complejidades y costos asociados hacen que en la actualidad no sean utilizadas como fuentes comerciales de extracción de litio.

El espodumeno y la petalita son los minerales pegmatíticos más importantes en lo que respecta a la extracción de litio. Los principales yacimientos de espodumeno se encuentran en Estados Unidos (Carolina del Norte), Canadá, Australia, Zimbabwé, Congo, Brasil, Rusia, China y Argentina. En el caso de la petalita los yacimientos más importantes están en Zimbabwé, Namibia, Canadá, Brasil y Rusia.

En relación a las salmueras naturales, los bajos costos de la extracción de litio han significado que, desde la década de los 60, éstas se conviertan en la principal fuente de extracción de litio. Los salares más importantes se encuentran en Sudamérica, específicamente en los salares de Atacama, Uyuni y Hombre muerto, ubicados en Chile, Bolivia y Argentina respectivamente. En conjunto, éstos representan aproximadamente el 65% de las reservas totales de litio a nivel mundial.

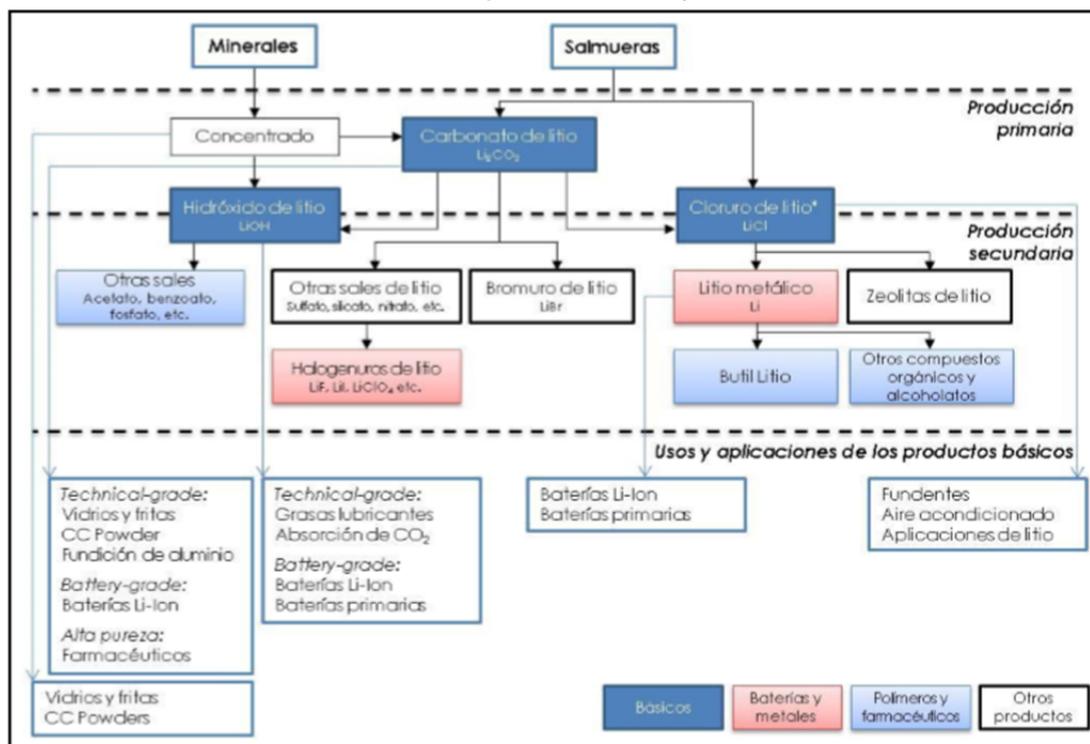
En el caso de los minerales pegmatíticos, el método tradicional utilizado para la extracción del litio se basa en la explotación de los minerales y posterior transformación a carbonato o hidróxido de litio. En el caso de los salares naturales, esto se realiza a partir de la concentración de salmuera producto de la evaporación solar, y la posterior extracción de carbonato o cloruro de litio. El carbonato, cloruro e hidróxido de litio son denominados “productos básicos”, y a partir de éstos se obtienen los derivados o “compuestos especiales” que son utilizados en distintos procesos industriales.

Los principales derivados del litio corresponden al litio metálico, butil litio, zeolitas de litio, bromuro de litio, otras sales de litio (como por ejemplo sulfato, silicato y nitrato), otras sales como (acetato, benzoato y fosfato). Por su parte, las principales aplicaciones de los productos básicos están en la industria del vidrio, fritos y cerámicas, fabricación de baterías, aire acondicionado, entre otros.

La Gráfica 10 ilustra los productos obtenidos de la extracción de litio a partir de minerales y salmueras.

³ La pegmatita es una roca ígnea. La mayor parte de estas rocas están compuestas por granito, el cual a su vez contiene cuarzo, feldespato y mica. Fuente: [http://www.ecured.cu/index.php/Pegmatita_\(roca\)](http://www.ecured.cu/index.php/Pegmatita_(roca)).

Gráfico 10 - Procesos producción de litio y sus derivados⁴



Fuente: Mercado internacional del litio, dic 2013. Cochilco

La producción de litio a partir de sales naturales es una opción más económica, y por tanto más competitiva que la extracción a partir de minerales. El costo de producción mediante evaporación solar en salmueras fluctúa entre 2.000 y 3.300 (US\$/t LiCO_3), mientras que el costo de extracción desde minerales varía entre 3800-7.800 (US\$/t LiCO_3).⁵

7.1.3. Demanda de productos de litio

Existe una amplia gama de aplicaciones para los productos básicos - carbonato, cloruro e hidróxido de litio- y sus derivados. En la actualidad, las principales aplicaciones se encuentran en:

- Industria farmacéutica en el tratamiento de patologías mentales
- La fabricación de baterías (29%)
- La fabricación de vidrios y cerámicas (20%)
- Fabricación de fritas (15%)

⁴ Fuente: Compilación de informes sobre: Mercado internacional del litio, El potencial de litio en sales del norte de Chile. Subsecretaría de Minería, Santiago, diciembre de 2013. Página 23.

⁵ Fuente: COCHILCO en base a Roskill (2013).

-
- Producción de grasas lubricantes (9%)
 - Colada continua (6%)
 - Aire acondicionado (5%),
 - Polímeros, cauchos y termoplásticos (5%).
 - Industria del aluminio (1%),
 - Industria aeronáutica (aleaciones con aluminio, cadmio, cobre y manganeso)
 - Industria aeronáutica (aleaciones con aluminio, cadmio, cobre y manganeso)
 - Captación de CO2

Las aplicaciones de los productos derivados del litio se pueden clasificar de acuerdo a la evolución de su demanda en convencionales, emergentes y futuras.

En la primera categoría están aquellas aplicaciones cuyo consumo se prevé estable en el tiempo y que por tanto se espera una baja tasa de crecimiento, dependiente del PBI. En esta categoría se encuentran la fabricación de vidrios y cerámicas, la industria farmacéutica y la fabricación de grasas lubricantes de alta temperatura, aire acondicionado, polímeros, entre otros.

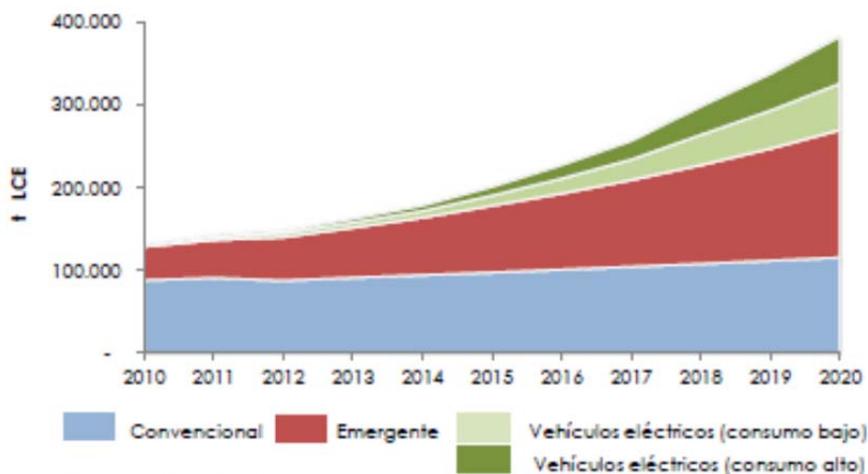
En el grupo de las aplicaciones emergentes se encuentran aquellas cuyo desarrollo ha sido explosivo en los últimos años, y que se espera que se espera mantengan este nivel de crecimiento en el corto y mediano plazo, con un crecimiento de al menos un 15% al año. Algunos ejemplos de estas aplicaciones son, la fabricación de baterías de alta densidad y de gran escala, y las Aleaciones de bajo peso en la industria aeroespacial, entre otros.

En el último grupo se encuentran aquellas aplicaciones denominadas futuras, cuya demanda depende de cómo evolucionen el desarrollo de la innovación propiamente tal o bien de como evoluciones mercados asociados. En este grupo se encuentran las Baterías recargables para vehículos eléctricos y los Reactores de fusión nuclear. En el caso de las baterías recargables se espera un crecimiento de al menos el 15% a partir del año 2015 (o 2016). Respecto de los reactores, se estima que no antes del 2050 se podrá contar con esta tecnología en forma comercial.

Estas expectativas de crecimiento implican que al año 2020 la demanda de litio alcanzará las 400.000 t LCE⁶.

⁶ LCE: Carbonato de litio equivalente

Gráfico 11 - Captación de CO2



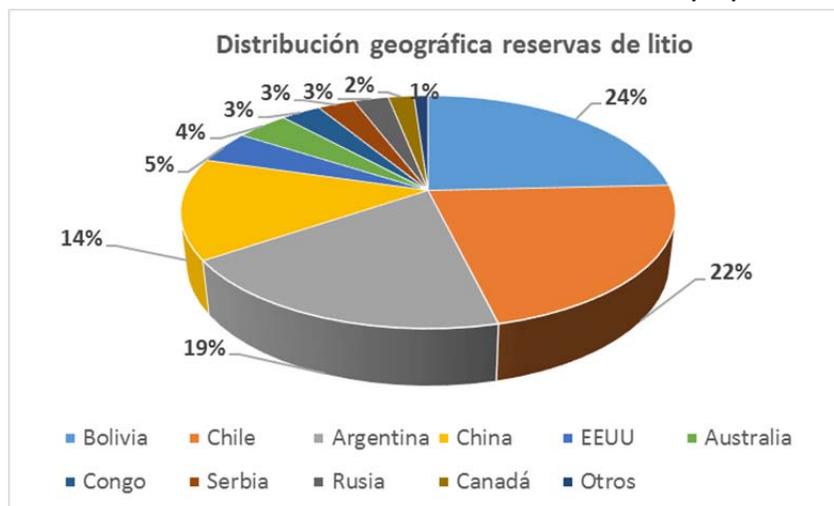
Fuente: Talison (2012)

Fuente: Mercado internacional del litio, dic 2013. Cochilco

7.1.4. Distribución de los recursos a nivel mundial

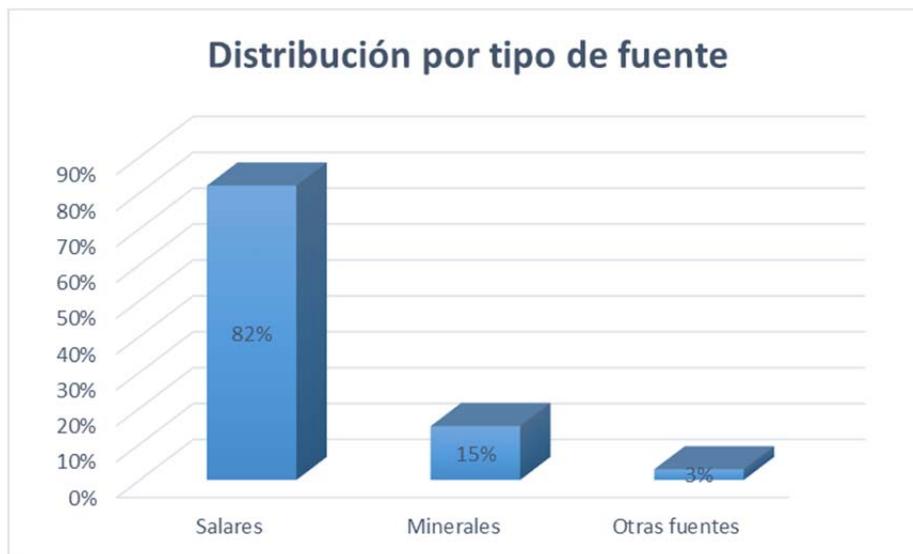
Se estima que, a nivel mundial, las reservas de litio contenidas en salares, minerales, campos petrolíferos y geotermales, y arcillas es del orden de 36,7 Mt de litio. La mayor parte de los recursos está ubicada en Sudamérica, específicamente en los salares ubicados en Bolivia, Chile y Argentina. La distribución geográfica y por tipo de fuente se muestra en el Gráfico 12:

Gráfico 12 - Distribución de los recursos de litio en el mundo por país⁷



Fuente: Mercado internacional del litio, dic 2013. Cochilco

⁷ Fuente: compilación de informes sobre: □ mercado internacional del litio □ el potencial de litio en salares del norte de Chile. Subsecretaría de Minería, Santiago, diciembre de 2013. Página 4.



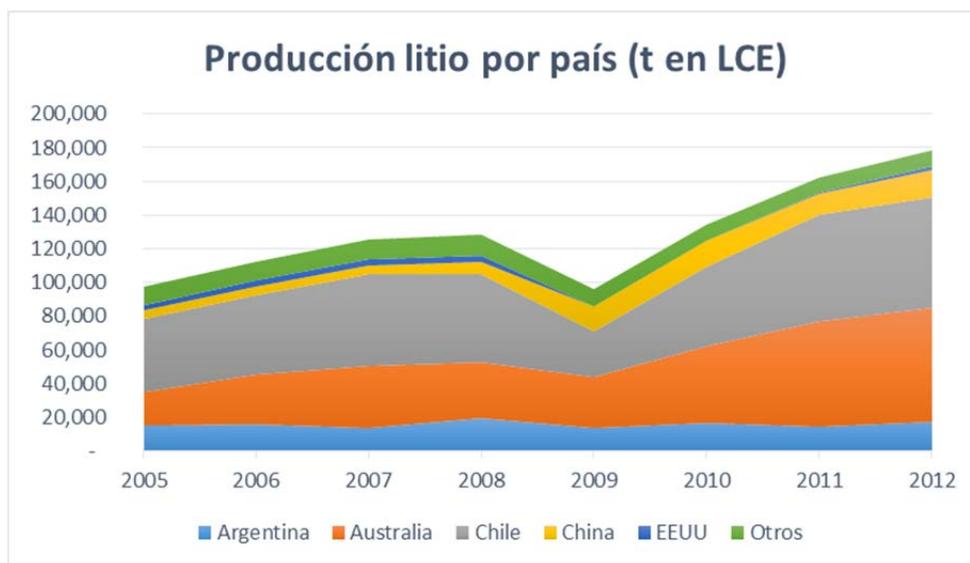
Fuente: Elaboración Propia

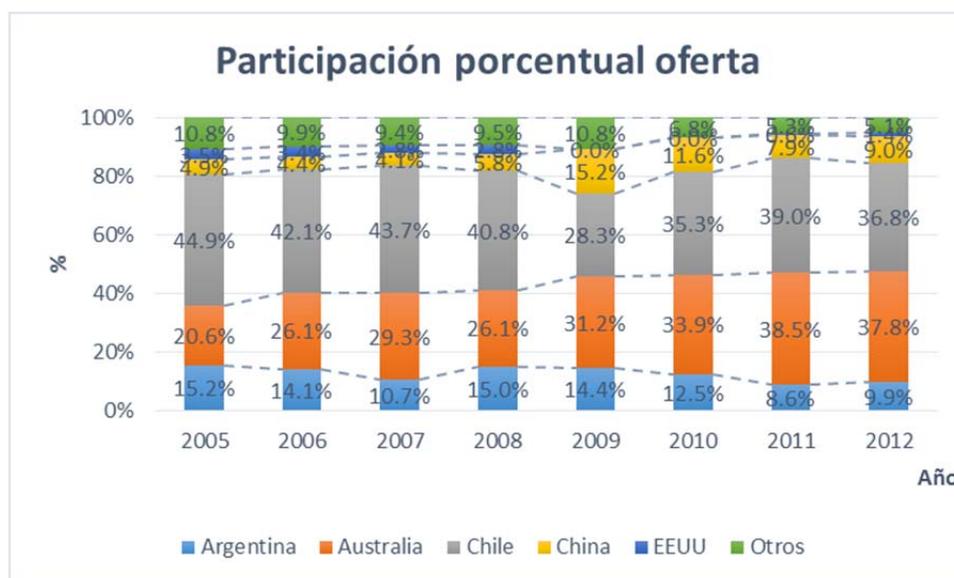
7.1.5. Producción de litio

En la actualidad, los mayores productores de litio son Australia y Chile, cuya producción abarca cerca del 75% de la oferta a nivel mundial. Argentina y China son otros actores relevantes en el sector con una producción en torno al 20% del total.

El Grafico 13 muestra la evolución de la oferta en los últimos años.

Gráfico 13 - Producción de Litio





Fuente: Elaboración Propia

En el Grafico 13 se observa claramente el liderazgo de Chile en la producción de litio, el cual ha sido alcanzado por Australia en los últimos años.

El aumento en la producción de Australia durante el año 2012, que relega a un segundo lugar a Chile, se debe a la ampliación de la mina Greenbushes, la cual aumentó su producción de 50.000 tpa a 110.000 tpa LCE.

En cuanto a la evolución de la oferta, existe una serie de proyectos que podrían significar un aumento cerca de 446.000 tpa LCE. La Tabla 74 muestra los proyectos por tipo de yacimiento y país:

Tabla 74 - Proyectos por País

Tipo de Yacimiento	Año puesta en marcha				Cap. Adicional	
	País	2014	2015	2016		2017
Mineral						
Espodumeno	Australia		22000 ⁽¹⁾		22000 ⁽¹⁾	44000
	Austria			3700		3700
	Canadá	20000	38000	26600 ⁽¹⁾		84600
	China	15000			7500	22500
	Finlandia				4000	4000
Hectorita	EEUU		26000			26000
Total Mineral		35000	86000	30300	33500	184800
Salmuera						
Campo de petróleo	EEUU			20000		20000
Geotermal	EEUU		16000			16000
Salar	Argentina	23500	60000	10000		93500
	Bolivia			30000 ⁽¹⁾		30000
	Chile	20000		62000 ⁽¹⁾		82000

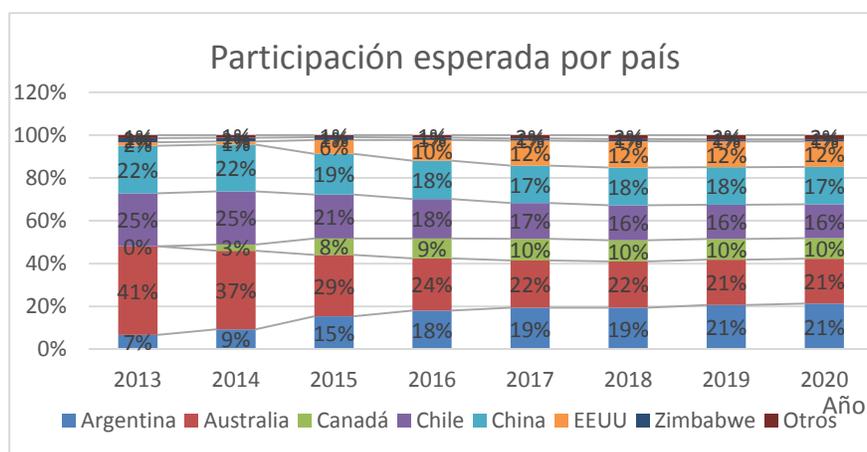
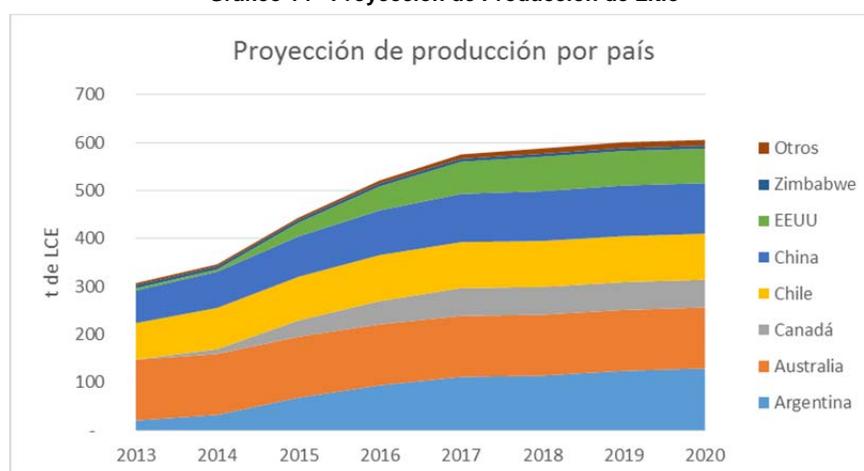
Tipo de Yacimiento	Año puesta en marcha				Cap. Adicional	
	País	2014	2015	2016		2017
Mineral						
	China		10000	5000	15000	
	EEUU		5000		5000	
Total Salmueras		43500	91000	127000	0	261500
Total General		78500	177000	157300	33500	446300

(1) Proyectos inseguros o poco avanzados

Fuente: Mercado internacional del litio, dic 2013. Cochilco

Considerando los proyectos con mayor probabilidad de desarrollo la oferta hasta el año 2020 se muestra en el Gráfico 14:

Gráfico 14 - Proyección de Producción de Litio



Fuente: Elaboración Propia

Como se aprecia en la Gráfica 14, en el mediano plazo no se espera una ampliación significativa de la producción en Chile. En este sentido, países como Argentina, Canadá y EE.UU. tomarán un rol más preponderante dado los nuevos desarrollos esperados.

7.1.6. Consumo de energía asociada a la producción de litio

Respecto a la demanda de energía eléctrica que estaría asociada a la producción proyectada de litio, debe tenerse presente que la explotación de litio que se efectúa en Chile proviene de salares, siendo actualmente el de Atacama el que concentra toda la producción actual, realizada por SQM y por SCL. Al estar esta producción combinada con la producción de potasio, parte de los procesos que consumen electricidad son comunes para ambos minerales y por lo tanto el consumo eléctrico asociado debe repartirse; por otra parte, como una parte del proceso extractivo se basa en la evaporación de las salmueras con energía solar de uso directo, se estima que el consumo de electricidad asociado a la producción de carbonato de litio es en definitiva bajo.

De acuerdo a lo informado por SQM el consumo de potencia asociado a la extracción de carbonato de litio es de 1MW por cada 10.000 ton de Li_2CO_3 .

7.2. PLANTAS DESALINIZADORAS Y DE BOMBEO

7.2.1. Introducción

El agua es un elemento fundamental y estratégico en la minería. En los últimos años, su utilización se ha vuelto crítica debido a la incerteza en la disponibilidad futura del recurso producto del efecto del cambio climático en el ciclo hidrológico y el aumento de la población en la zona norte del país.

En el estudio “La economía del cambio climático en Chile” publicado por la CEPAL en mayo de 2012, se analizó el efecto que el cambio climático tendría sobre las cuencas donde se encuentran las principales minas de cobre, hierro y oro del país (Escondida, Pelambres, El Teniente, Andina, Chuquicamata, Collahuasi, Candelaria, El Algarrobo, Maricunga y El Peñón). La distribución geográfica de las cuencas se muestra en la Gráfica 15:

Gráfico 15 - Distribución de Cuencas



Fuente: La economía del cambio climático en Chile, mayo 2012. CEPAL

En este análisis se concluyó que todas las cuencas serían afectadas negativamente con un aumento en la temperatura (entre 0.5°C y 1°C) y una disminución en las precipitaciones (entre un -5% y un -15%), situación que podría generar conflictos en la utilización del recurso hídrico. Por lo tanto, esto induciría a las empresas mineras a tomar medidas para minimizar el costo asociado al déficit del agua, como por ejemplo incrementar la recirculación de agua y utilización de agua de mar desalinizada.

En la minería, el agua es utilizada en toda la cadena productiva, esto es, transformación, transporte, eliminación de residuos, así como en los servicios públicos.

Un factor importante en el nivel de agua utilizada en los procesos mineros es el nivel de ley del mineral en explotación. Mientras mayor es la ley, la cantidad de agua que se requiere es menor y viceversa. Por lo tanto, a medida que la ley del mineral disminuye con la explotación el consumo de agua aumenta.

7.2.2. Proyecto de Ley

El 10 de diciembre de 2013 fue ingresada al Congreso la iniciativa legislativa que tiene por objetivo establecer la obligatoriedad en el uso de sistemas de desalinización para proyectos mineros que hagan uso intensivo del recurso hídrico.

Entre las principales motivaciones del proyecto se encuentran la escases del agua dulce, en particular en la zona norte debido al aumento de la demanda, la relevancia de la utilización del agua en los procesos productivos de la minería. Adicionalmente, mencionan que el proceso de desalinización es actualmente utilizado por algunas empresas mineras como Minera Michilla, Escondida, El Abra, y Codelco. En virtud de estos antecedentes, los promotores del proyecto sostienen que es necesaria regular esta actividad de tal modo de establecer su obligatoriedad en toda la industria.

El contenido el proyecto de ley es presentado a continuación:

“Artículo 1°: Modifíquese el Código de Minería en el siguiente sentido: Reemplácese el artículo 111 por el siguiente:

El uso de las demás aguas necesarias para explorar, explotar o beneficiar sustancias minerales se sujetará a las disposiciones del Código de Aguas y demás leyes aplicables, salvo aquellas aguas desalinizadas las que serán reguladas por un reglamento que será dictado para tales efectos.

Las empresas mineras que cuya extracción de agua sobrepasen los 150 litros por segundo tendrán la obligación de incorporar la desalinización de aguas marítimas dentro de sus procesos productivos cumpliendo con las normas establecidas en el reglamento antes dicho”.

Si bien es cierto, a la fecha el proyecto de ley no ha sido aprobado, si constituye un antecedente importante en relación al futuro uso del agua en las faenas mineras.

7.2.3. Proyectos que incluyen plantas de desalinización y/o plantas de bombeo

En el informe “Proyección del consumo de energía eléctrica de la minería del cobre en Chile al 2025 de 15/2013” de la Comisión Chilena del Cobre, se presenta la Tabla 75 con el catastro de los proyectos que considera el uso de plantas desalinizadoras y/o bombeo.

Tabla 75 - Proyectos que consideran plantas de desalinización y/o bombeo

Operación o Proyecto	Región	Estado	Condición	Inicio	Sistema	Tipo de proyecto
Escondida	Antofagasta	Operación	Base	0	SING	Operando
Michilla	Antofagasta	Operación	Base	0	SING	Operando
Esperanza	Antofagasta	Operación	Base	0	SING	Operando
Las Cenizas Tal Tal	Antofagasta	Operación	Base	0	SIC	Operando
Mantos de la luna	Antofagasta	Operación	Base	0	SING	Operando
Mantoverde	Atacama	En Ejecución	Base	2013	SIC	Expansión
Candelaria	Atacama	En Ejecución	Base	2013	SIC	Expansión
Sierra Gorda	Antofagasta	En Ejecución	Base	2014	SIC	Nuevo
Antucoya	Antofagasta	En Ejecución	Base	2014	SING	Nuevo
Pampa Camarones	Parinacota	Factibilidad	Probable	2014	SING	Nuevo
El Morro	Atacama	Pre-Factibilidad	Posible	2015	SIC	Nuevo
Diego de Almagro	Atacama	Pre-Factibilidad	Posible	2015	SIC	Nuevo
Desalinización usos	varios Atacama	Pre-Factibilidad	Posible	2015	SIC	Nuevo
Desalinización usos	varios Antofagasta	Pre-Factibilidad	Posible	2015	SING	Nuevo
Santo Domingo	Atacama	Factibilidad	Probable	2016	SIC	Nuevo
Escondida	Antofagasta	En Ejecución	Base	2017	SING	Expansión
RT Sulfuros II	Antofagasta	Factibilidad	Probable	2017	SING	Nuevo
Q. Blanca Fase 2	Arica	Factibilidad	Probable	2017	SING	Nuevo
Relincho	Atacama	Pre-Factibilidad	Posible	2017	SIC	Nuevo
Lomas Bayas III	Antofagasta	Pre-Factibilidad	Posible	2017	SING	Nuevo
Collahuasi	Arica	Pre-Factibilidad	Posible	2019	SING	Expansión

De acuerdo a lo señalado en este informe, para determinar el consumo esperado de potencia y energía de cada planta de desalinización y bombeos se utilizaron, entre otros, los siguientes supuestos:

- Plantas estarían en operación hasta el año 2025.
- Se utilizó el caudal informado por las empresas. Se supuso el mismo caudal para los sistemas de desalinización y bombeo.
- Funcionamiento plantas generadoras de 360 días al año y 20 horas al día.
- Energía por m³ necesaria para desalinizar: 4 kWh/m³.
- Eficiencia bombas y motores de 80%.

- Escenarios de probabilidad de ocurrencia en la cantidad de días y horas de funcionamiento de las plantas.
- Potencia requerida:

$$\text{Potencia}_{\text{Desalinización}} = 4 \frac{\text{KWh}}{\text{m}^3} \times Q \times \frac{3.6}{1000}$$

$$\text{Potencia}_{\text{Bombeo}} = \frac{g \times \rho \times Q \times H}{1000000 \times \eta_b \times \eta_m}$$

$$\text{Energía TWh} = \text{Potencia} \times \text{días} \times \text{horas} \times 1000000$$

Dónde:

g: Aceleración de gravedad, la cual es igual a 9,8 ms².

ρ: Densidad del agua, la cual es igual a 1000 kgm³.

H: Altura (msnm).

Q: Caudal en metros cúbicos por segundo m³.

η_b: Rendimiento de bombas (%).

η_m: Rendimiento del motor (%).

En las Tablas 76 y 77 se presentan los resultados obtenidos del consumo de energía y el porcentaje que representa la desalinización y el bombeo de agua para los proyectos del SIC y SING. Se aprecia que en relación al consumo total de energía, el consumo asociado a los procesos de desalinización y bombeo se vuelve más significativo llegando a representar un 15% del consumo en el SING y un 22% en el SIC.

Tabla 76 - Consumo energía proyectos SING (TWh)

Procesos	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Mina Rajo	1.3	1.4	1.5	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.8	1.8	1.7	1.8	1.8
Mina Subterráneo	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7
Concentradora	10.2	11.7	13.5	13.4	15.8	18.5	21.0	23.6	25.0	25.1	25.8	26.1	26.4
Fundición	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Refinería	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
LXSXEW	6.2	6.0	5.9	6.1	5.9	5.9	5.6	5.3	4.5	4.2	4.0	3.8	3.5
Servicios	0.6	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.6	0.7	0.6	0.6	0.7
Desalinización y bombeo	0.8	1.2	1.7	1.9	5.0	5.2	5.7	6.0	6.1	6.2	6.2	6.2	6.2
Total	21.0	22.9	25.2	25.5	31.0	33.9	36.7	39.5	40.2	40.2	40.7	40.9	41.1
Desalinización y bombeo	3.7%	5.3%	6.8%	7.4%	16.2%	15.4%	15.5%	15.2%	15.2%	15.3%	15.2%	15.1%	15.0%

Tabla 77 - Consumo energía proyectos SIC (TWh)

Procesos	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Mina Rajo	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2
Mina Subterránea	-	-	-	-	-	-	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.3
Concentradora	4.4	5.3	6.6	6.4	8.5	9.0	11.3	12.0	12.7	12.4	12.5	12.5	12.5
Fundición	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Refinería	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
LXSXEW	5.5	5.3	5.4	5.5	5.3	5.2	5.0	4.6	3.9	3.7	3.6	3.4	3.1
Servicios	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.3	0.3	0.4	0.3	0.4	0.3	0.3	0.4
Desalinización y bombeo	0.8	1.1	1.3	1.3	4.2	4.4	4.8	5.1	5.2	5.3	5.3	5.3	5.3
Total	12.8	14.0	15.5	15.5	20.4	21.0	23.5	24.3	24.4	24.0	23.9	23.8	23.7
Desalinización y bombeo	6.0%	8.0%	8.3%	8.7%	20.8%	21.0%	20.6%	21.2%	21.5%	22.0%	22.2%	22.3%	22.4%

Fuente: Proyección del consumo de energía eléctrica de la minería del cobre en Chile al 2025, 2013. Cochilco

7.3. VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

7.3.1. Introducción

La principal característica de los vehículos eléctricos es que funcionan en base a un motor eléctrico accionado por baterías recargables. Existen dos tipos, aquellos que son impulsados por uno o más motores eléctricos, energizados a partir de baterías a bordo, y aquellos que además del motor eléctrico propulsado por baterías, poseen un motor de combustión convencional. En el segundo caso, se distinguen, a su vez, dos tipos, los tipo serie, que utilizan la electricidad para impulsar el vehículo, por lo que el motor de gasolina se utiliza como un generador para alimentar el motor eléctrico una vez que la batería se ha agotado, y los tipo paralelos, en donde tanto el motor eléctrico, como el de gasolina, se utiliza para impulsar el vehículo, funcionando muchas veces al mismo tiempo.

Entre los principales beneficios que conlleva el uso de vehículos eléctricos están; que presentan una mayor eficiencia energética que los vehículos de combustión interna (59-62%) v/s (17-21%); que no generan emisiones de gases contaminantes; y que poseen una operación más silenciosa, suave, logran una mayor aceleración.

Por otra parte, este tipo de vehículos es una tecnología nueva en el mercado, por lo que para asegurar una exitosa introducción al mercado es necesario solucionar ciertos desafíos, tales como: aumentar la autonomía, la cual actualmente fluctúa entre 160-320 kms; disminuir los tiempos de recarga, actualmente la recarga de batería requiere entre 4-8 horas, la carga rápida (80% de su capacidad) se demora 30 minutos; y disminución del costo, peso y tamaño de las baterías.

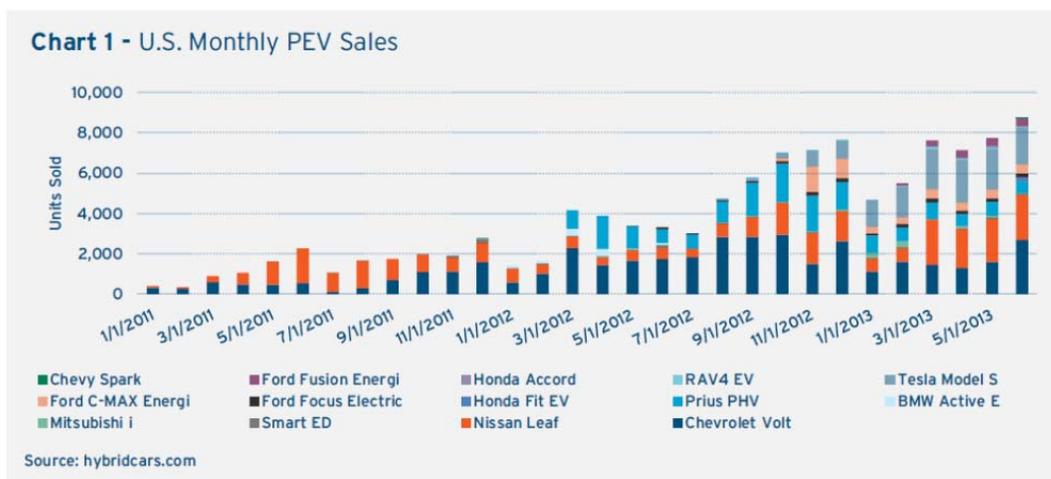
A la fecha, la introducción de los vehículos eléctricos ha sido lenta. Según lo informado por la Asociación Automotriz de Chile (Anac)⁸ en el período comprendido entre 2010 y julio de 2014 sólo se vendieron 19 unidades. Este fracaso en ventas es explicado en gran medida por el alto costo del único modelo que se vendía (aproximadamente 25 millones), valor que lo dejaba mal posicionado considerando que este vehículo era de tamaño equivalente a un citycar; la ausencia de incentivos fiscales asociados a la adquisición de este tipo de vehículos; y el alto costo de las baterías utilizadas por estos vehículos (cinco veces más que las de un modelo convencional).

7.3.2. Experiencia EEUU

Según lo informado por the Electrification Coalition, desde enero de 2011 a julio 2013 se vendieron más de 110,000 unidades de vehículos eléctricos en EE.UU., nivel de ventas muy superior a lo registrado para el mismo período de tiempo cuando se registraron los vehículos híbridos al mercado norteamericano (2000-2002). Esta situación genera expectativas positivas en relación a la demanda futura. En el Grafico 16 se ilustran las ventas de vehículos eléctricos registradas en los últimos años:

⁸ <http://www.cooperativa.cl/noticias/pais/las-razones-de-las-bajas-ventas-de-autos-electricos-en-chile/2014-07-01/171440.html>

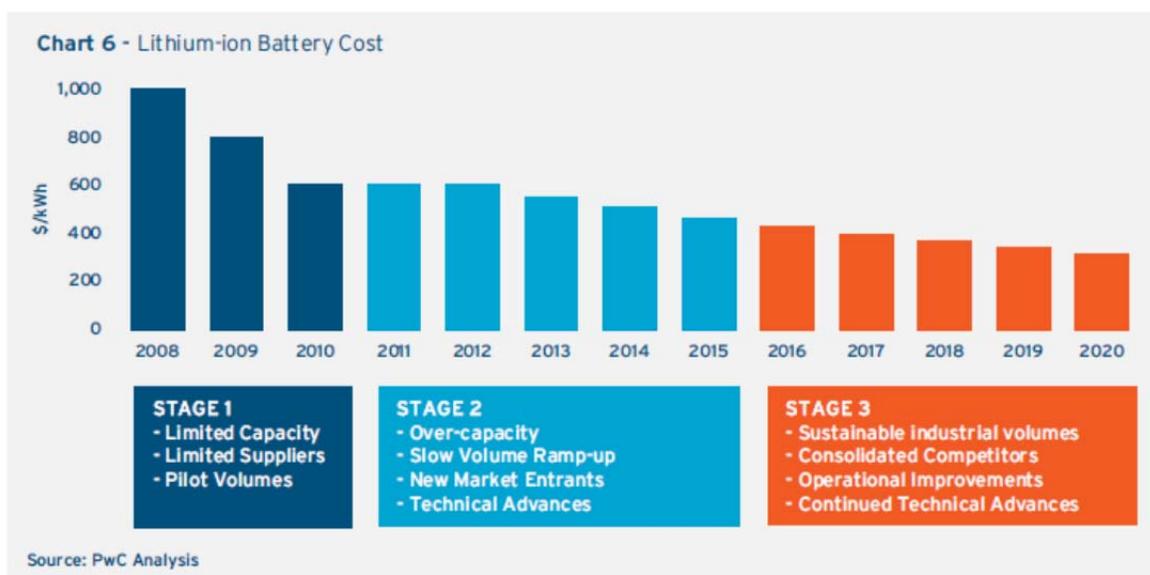
Gráfico 16 - Ventas de vehículos eléctricos en EE.UU



Fuente: Electrification Coalition

De acuerdo a lo que señala the Electrification Coalition los altos costos de las baterías utilizadas en estos vehículos debería tender a disminuir al 50% de su valor actual. Aspecto que disminuiría considerablemente la brecha entre los costos de los autos convencionales y los eléctricos.

Gráfico 17 - Costo esperado de las baterías de Litio



Fuente: Electrification Coalition

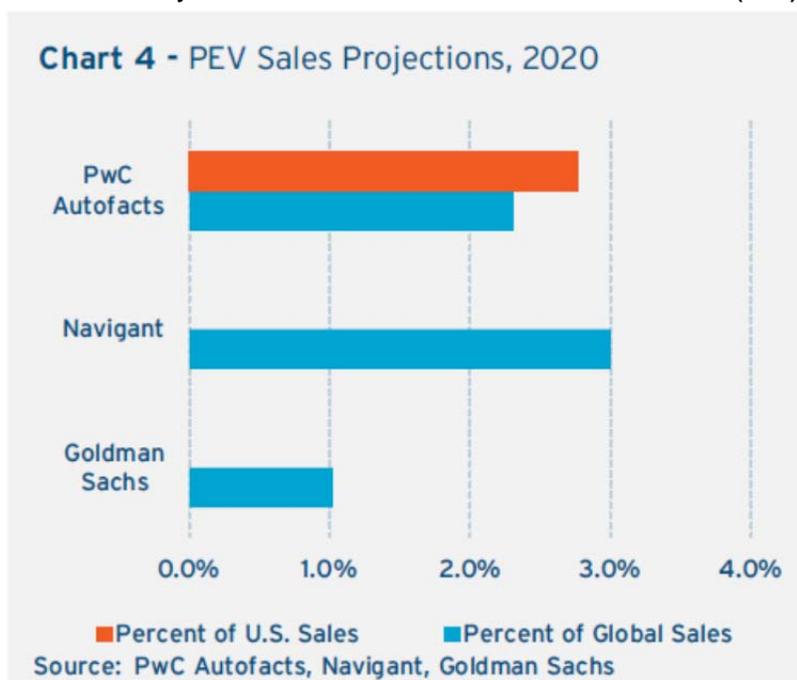
Algunas de las dificultades detectadas en la introducción de estos vehículos en el mercado norteamericano fueron el desconocimiento del público respecto de los beneficios de esta nueva tecnología, por lo que la industria desarrolló varias estrategias para acercarla a la comunidad. Una vez probada la tecnología, las encuestas indican que la satisfacción de los clientes, ésta sería relativamente alta en comparación a los vehículos convencionales.

Otro elemento fundamental para la adopción de esta tecnología sería el contar con una buena disponibilidad de estaciones de carga.

Los incentivos fiscales han sido fundamentales para fomentar la adquisición de autos eléctricos. Los incentivos fueron entregados tanto a la adquisición del vehículo propiamente tal (crédito fiscal de hasta US\$ 7.500 en el pago de impuestos federales), como a la inversión necesaria para la infraestructura de carga (crédito fiscal de hasta US\$1.000 en hogares y hasta US\$30.000 en comercio).

Finalmente, respecto de las proyecciones ventas, se indica que para el año 2020 las ventas de vehículos eléctricos abarcarán entre el 1% y el 3% del parque automotriz. En la Gráfica 18 se presentan las proyecciones de ventas de vehículos eléctricos en EEUU para un horizonte de tiempo que finaliza en 2020

Gráfico 18 - Proyecciones de ventas de vehículos eléctricos en EE.UU. (2020)



Fuente: Electrification Coalition

7.3.3. Proyección demanda

Según lo señalado por el Comité de Transporte e Infraestructura (CTI) en presentación realizada el 23 de Agosto del 2013, considerando una tasa de crecimiento de 6% anual, se espera que al año 2020 el parque vehicular de Chile supere las 4,100,000 unidades. Esta proyección se realizó en función del crecimiento establecido en el Plan de Acción de Eficiencia Energética 2020 (PAEE20). En la Gráfica 19 se presentan las proyecciones de vehículos, por tipo, para Chile.

Gráfico 19 - Proyecciones de vehículos por tipo en Chile



Fuente: presentación Comité de Transporte e Infraestructura

En el análisis realizado, se estudiaron dos escenarios posibles de la participación de mercado que tendrían los vehículos eléctricos. El primero de ellos es el entregado por the Electrification Coalition en el informe State of the Plug-in Electric Vehicle Market. July 25, 2013; y otro escenario más optimista con un 20% de ventas el año 2020. Los tipos de vehículos eléctricos modelados fueron automóviles, taxis y taxis colectivos

Acorde a lo señalado por el CTI, los supuestos utilizados para analizar el impacto de la introducción de los vehículos eléctricos en la demanda de energía y potencia fueron:

Tabla 78 - Proyección de vehículos eléctricos por escenario - Escenario Electrification Coalition

Año	Total	Obsolescencia	Vtas. Totales	Vtas. BEV	N°BVE	N°Particulares BEV	N° Taxis BEV
2012	2,580,191	5%	-	0.00%	-	-	-
2013	2,735,979	5%	284,797	0.00%	11	11	-
2014	2,901,172	5%	301,993	0.01%	30	26	15
2015	3,076,340	5%	320,227	0.02%	79	66	55
2016	3,262,085	5%	339,561	0.06%	208	170	159
2017	3,459,044	5%	360,063	0.15%	546	443	432
2018	3,667,895	5%	381,803	0.38%	1,433	1,159	1,148
2019	3,889,356	5%	404,856	0.93%	3,762	3,040	3,029
2020	4,124,189	5%	429,301	2.30%	9,874	7,977	7,966

Fuente: presentación Comité de Transporte e Infraestructura

Tabla 79- Proyección de vehículos eléctricos - Escenario Optimista

Año	Total	Obsolescencia	Vtas. Totales	Vtas. BEV	N°BVE	N°Particulares BEV	N° Taxis BEV
2012	2.580.191	5%	-	0,00%	-	-	-
2013	2.735.979	5%	284.797	0,00%	11	-	-
2014	2.901.172	5%	301.993	0,01%	30	26	15
2015	3.076.340	5%	320.227	0,04%	114	83	72
2016	3.262.085	5%	339.561	0,13%	428	297	286

Año	Total	Obsolescencia	Vtas. Totales	Vtas. BEV	N°BVE	N°Particulares BEV	N° Taxis BEV
2017	3.459.044	5%	360.063	0,45%	1.610	1.102	1.091
2018	3.667.895	5%	381.803	1,59%	6.061	4.132	4.121
2019	3.889.356	5%	404.856	5,63%	22.812	15.538	15.527
2020	4.124.189	5%	429.301	20,00%	85.860	58.468	58.457

Fuente: presentación Comité de Transporte e Infraestructura

Luego, considerando los siguientes rendimientos expresando en la Tabla 80:

Tabla 80 - Rendimientos vehículos eléctricos

Rendimientos	Combustión	Eléctrico
[Kms/Ltr]	10	58,2
[Kms/KWh]	1,2	6,7
Parámetros	Combustión	Eléctrico
Distancia anual [Kms]	20.000	73.920
Consumo electricidad [MWh]	3	11
Consumo combustible [MWh]	17	64
Consumo combustible [litros]	2.005	7.409

De este modo, la demanda de energía y potencia adicional esperada para cada uno de los escenarios se presentan en la Tabla 81 y 82:

Tabla 81 - Proyección de consumo de vehículos eléctricos - Escenario Electrification Coalition

Año	Particulares BEV [GWh]	Taxis BEV [GWh]	Demanda Electricidad [GWh]	Capacidad Adicional [MW]
2014	0,1	0,2	0	-
2015	0,2	0,6	1	0,1
2016	0,5	1,8	2	0,4
2017	1,3	4,8	6	1,0
2018	3,5	12,7	16	2,7
2019	9,1	33,4	42	7,1
2020	23,8	87,9	112	18,7
Consumo eléctrico unitario Año [MWh]	3,0	11,0		

Tabla 82 - Proyección de consumo de vehículos eléctricos - Escenario Optimista

Año	Particulares BEV [GWh]	Taxis BEV [GWh]	Demanda Electricidad [GWh]	Capacidad Adicional [MW]
2014	0,1	0,2	0	-
2015	0,2	0,8	1	0,2
2016	0,9	3,2	4	0,7
2017	3,3	12,0	15	2,6
2018	12,3	45,5	58	9,7
2019	46,4	171,3	218	36,4
2020	174,5	644,9	819	137,2
Consumo eléctrico unitario Año [MWh]	3,0	11,0		

En conclusión, los requerimientos de potencia adicional al 2020 podrían variar entre los 20 y 140 MW.

7.4. CONCLUSIONES

De los casos analizados, se concluye que solamente los procesos de desalinización y bombeo en la industria de la minería implicarían un aumento significativo de la demanda de energía eléctrica. Este aumento de consumo está considerado en la proyección de energía en el punto 4.

En lo que respecta al efecto del aumento de la demanda de carbonato de litio, no se espera un efecto significativo sobre el consumo eléctrico. Esto en parte, debido a que el litio se extrae en conjunto con otros minerales (potasio) y el proceso de extracción, al estar asociado a salares, no requiere de un consumo intensivo de electricidad. Por otra parte, no se vislumbran nuevos desarrollos importantes en Chile, por lo que no se esperan incrementos significativos en relación al consumo actual.

Finalmente, el efecto de los vehículos eléctricos, de acuerdo a lo estimado por el Comité de transporte e infraestructura, se espera que el consumo varíe entre un 20 MW y 140 MW en el año 2020. De acuerdo a la experiencia internacional revisada, el éxito en la penetración de vehículos eléctricos en el parte automotriz, está relacionado en parte a beneficios fiscales y a la fecha, no se han presentado iniciativas para impulsar la adquisición de este tipo de vehículos, se considera que el escenario más optimista (140 MW) es poco probable, por lo que también se espera que el efecto sobre la demanda producto del uso de este tipo de tecnología sea poco relevante.

8. CONCLUSIONES FINALES

A lo largo de este trabajo, se ha analizado el crecimiento de mediano y largo plazo del consumo de electricidad de Chile. Para lo mismo, fue necesario estudiar la relación entre el consumo de electricidad y el producto bruto. De este análisis se concluyó que el producto bruto es una variable de suma importancia a los fines de estimar la demanda de electricidad de un país. Además, se demostró la existencia de un proceso de desacople económico en las economías a medida que se vuelven más desarrolladas, dinámica que debe se encuentra estrechamente vinculada con el concepto de eficiencia económica y políticas de gestión de demanda.

En este contexto, se ha observado que las políticas de gestión de demanda producen un ahorro energético entendido como un consumo observado inferior al potencial o no observado. Es decir, que la implementación de políticas genera un quiebre estructural en la elasticidad producto de la demanda, reduciendo las tasas de crecimiento de largo plazo de la demanda de electricidad.

Ahora bien, a los fines de estimar la demanda de electricidad de Chile de mediano y largo plazo, en primer lugar se propusieron distintos modelos para proyectar la generación bruta por sistema eléctrico. Como fue explicado, proyectar el consumo de electricidad se encuentra relacionado con proyectar la generación eléctrica. En la Tabla 83 se presentan las proyecciones anuales de generación eléctrica por sistema eléctrico:

Tabla 83 – Conclusión Final: Proyección de la Generación Bruta en Chile (GWh)

Año	Escenarios Alto		Escenarios Medio			Escenarios Bajo	
	SIC	SING	SIC	SING	Sistemas Medianos	SIC	SING
2014	53,146	18,070	52,638	17,957	484	52,638	17,844
2015	55,655	19,061	54,738	18,860	507	54,687	18,658
2016	58,489	20,084	57,157	19,797	530	56,893	19,510
2017	61,688	21,173	59,891	20,787	553	59,299	20,400
2018	65,235	22,318	62,863	21,824	577	61,871	21,330
2019	69,120	23,516	66,044	22,910	604	64,583	22,304
2020	73,326	24,766	69,385	24,044	630	67,424	23,321
2021	77,838	26,016	72,870	25,201	658	70,369	24,385
2022	82,648	27,289	76,493	26,393	687	73,402	25,498
2023	87,750	28,583	80,246	27,623	719	76,518	26,662
2024	93,141	29,897	84,116	28,887	752	79,709	27,878
2025	98,817	31,224	88,108	30,187	788	82,964	29,150
2026	104,779	32,561	92,199	31,521	827	86,282	30,481
2027	111,027	33,905	96,415	32,888	868	89,646	31,871
2028	117,561	35,253	100,728	34,290	912	93,070	33,326
Tasas anuales acumulativas							
Histórico	5.9%	4.8%	5.9%	4.8%	4.5%	5.9%	4.8%
Proy. 2014-2028	5.8%	4.9%	4.7%	4.7%	4.6%	4.2%	4.6%

Fuente: elaboración propia

Este paso fue seguido por la proyección del consumo de clientes regulados, utilizando distintos modelos con distintas periodicidades y niveles de desagregación. Esta técnica permitió analizar dinámicas disimiles entre regiones y sectores económicos, y obtener un valor esperado fundamentado en la construcción teórica de distintos modelos. La generación bruta corresponde al nivel de demanda agregado mientras que el consumo de clientes regulados representa un componente de dicha demanda. En la Tabla 84 se presenta la proyección de clientes regulados:

Tabla 84 – Conclusión Final: Proyección de los Clientes Regulados (GWh)

Año	Clientes Regulados			
	Por Sistema	Por Región	Por Sector	Promedio
2013	28,171	27,965	28,395	28,177
2014	29,088	28,903	29,475	29,155
2015	30,244	30,044	30,855	30,381
2016	31,652	31,316	32,559	31,842
2017	33,238	32,690	34,527	33,485
2018	34,930	34,117	36,683	35,243
2019	36,714	35,597	39,013	37,108
2020	38,569	37,123	41,492	39,062
2021	40,492	38,696	44,115	41,101
2022	42,480	40,213	46,880	43,191
Tasas Acumulativas				
Histórico	5.35%	5.35%	5.35%	5.35%
Proy. 2013-2022	4.67%	4.12%	5.73%	4.86%

Fuente: elaboración propia

Una vez estimado el consumo por cliente regulado, estimar el consumo de clientes libres implicaba estimar cada uno de los componentes de la demanda de electricidad, construyendo un balance eléctrico. Para lo mismo, fue necesario estimar el consumo de distribución de

clientes libres, las pérdidas de distribución, el consumo de clientes libres fuera de la red de distribución, y otras pérdidas como el consumo propio. En la Tabla 85 se presenta el valor proyectado de clientes libres y ventas totales por sistema eléctrico:

Tabla 85 – Conclusión Final: Proyección de Clientes Libres y Ventas Totales (GWh)

Año	Ventas Totales (GWh)			Clientes Regulados (GWh)			Clientes Libres (GWh)	
	SING	SIC	SSMM	SING	SIC	SSMM	SING	SIC
2010	14,152	37,929	348	1,309	21,604	348	12,843	16,325
2011	14,277	41,166	369	1,400	23,001	369	12,877	18,165
2012	15,109	43,691	374	1,489	24,704	374	13,620	18,987
2013	16,592	43,545	387	1,880	25,583	387	14,711	17,962
2014	17,314	45,320	403	1,976	26,438	403	15,338	18,882
2015	18,216	47,306	417	2,074	27,538	417	16,142	19,768
2016	19,133	49,554	433	2,174	28,866	433	16,959	20,687
2017	20,124	52,054	451	2,281	30,364	451	17,843	21,689
2018	21,200	54,752	472	2,393	31,969	472	18,806	22,783
2019	22,357	57,634	495	2,511	33,672	495	19,846	23,962
2020	23,591	60,677	520	2,633	35,455	520	20,958	25,222
2021	24,884	63,857	548	2,760	37,316	548	22,123	26,541
2022	26,252	67,163	579	2,889	39,223	579	23,363	27,940
2023	27,626	70,476	605	3,030	41,130	605	24,596	29,346
2024	29,071	73,952	633	3,178	43,130	633	25,893	30,822
2025	30,592	77,600	662	3,334	45,227	662	27,258	32,373
Tasas Acumulativas								
Proy. 2014-2022	5.3%	5.0%	4.6%	4.9%	5.1%	4.6%	5.4%	5.0%
Proy. 2022-2025	5.2%	4.9%	4.6%	4.9%	4.9%	4.6%	5.3%	5.0%

Fuente: elaboración propia

Ahora bien, a partir de estos valores fue calculado el nivel de crecimiento de largo plazo de la demanda tendencial total. Lo mismo involucró un análisis integral que involucra las proyecciones del ahorro energético a partir de la experiencia de otros países, los cuales corresponden a un *benchmark* para Chile. Por lo tanto, fue posible estimar un ahorro esperado, el cual era compatible con lo esperado en la Agenda Energética de Chile. En la Tabla 86 se encuentra el ahorro esperado para el período 2014 a 2029

Tabla 86 – Conclusión Final: Potencial Ahorro Energético en Chile (GWh)

Año	Valor Potencial (GWh)	Valor Esperado	
		Ahorro Anual (GWh)	Ahorro Anual (%)
2014	78,410	8,441	12.5%
2015	82,458	9,363	13.2%
2016	86,790	10,358	13.9%
2017	91,461	11,430	14.6%
2018	96,467	12,584	15.3%
2019	101,807	13,826	16.0%
2020	107,470	15,162	16.7%
2021	113,443	16,598	17.3%
2022	119,711	18,142	18.0%
2023	126,255	19,799	18.7%
2024	133,064	21,579	19.4%
2025	140,122	23,488	20.1%
2026	147,417	25,562	20.8%

Año	Valor Potencial (GWh)	Valor Esperado	
		Ahorro Anual (GWh)	Ahorro Anual (%)
2027	154,938	27,761	21.5%
2028	162,673	30,086	22.2%
2029	168,660	32,167	22.9%

Fuente: elaboración propia

A partir de este estudio, se obtuvo un valor de crecimiento esperado promedio anual de largo plazo para el total de la economía como para cada tipo de cliente. Este crecimiento corresponde a un estudio tendencial integral de la demanda de electricidad, junto con un estudio de la relación entre el consumo de electricidad y el producto bruto per cápita. En la Tabla 87 se presentan los valores proyectados a largo plazo:

Tabla 87 – Conclusión Final: Proyección Tendencial del Consumo Eléctrico en Chile (GWh)

Año	Ventas Totales (GWh)	Ventas Totales Modelo Per Cápita (GWh)
2014	63,037	29,178
2015	64,733	30,396
2016	66,592	31,890
2017	68,644	33,580
2018	70,833	35,387
2019	73,127	37,291
2020	75,485	39,274
2021	77,860	41,328
2022	80,244	43,452
2023	82,462	45,250
2024	84,702	47,123
2025	86,959	49,074
2026	89,320	51,105
2027	91,745	53,221
2028	94,237	55,424
2029	96,796	57,719
2030	99,425	59,820
2031	102,126	61,998
2032	104,900	64,255
2033	107,750	66,594
2034	110,677	69,019
2035	113,684	71,532
2036	116,773	74,137
2037	119,946	76,836
2038	123,205	79,634
2039	126,554	82,535
2040	129,993	85,540
Tasas Acumulativas		
<i>Histórico</i>	5.4%	5.4%
<i>Proy. 2014-2022</i>	3.1%	5.1%
<i>Proy. 2022-2040</i>	2.7%	3.8%

Fuente: elaboración propia

La utilización del modelo del producto bruto per cápita permite corroborar que la proyección corresponde a un escenario conservador, al incorporar las ganancias en término de ahorro energético.

Finalmente, fue analizada la demanda extratendencial a mediano plazo y largo plazo. Lo mismo involucró el estudio de las expansiones de proyectos existentes y el análisis de nuevos proyectos electrointensivos.

La identificación de expansiones y nuevos proyectos de alto consumo energético se realizó para cada uno de los sistemas eléctricos. Las proyecciones se realizaron considerando los proyectos de expansión de faenas mineras de acuerdo a la información de Cochilco y la proyección de algunos consumidores industriales de acuerdo a información obtenida por el Consultor. En el caso de SINC los resultados obtenidos implican un crecimiento medio de 1.7% en el horizonte de proyección. En el caso del SING, también consideraron información que el CDEC-SING ha solicitado a los consumidores existentes y potenciales una proyección de consumos eléctricos para el período 2015-2029, pero haciendo prevalecer la opinión de Cochilco en cuanto a la fecha de puesta en servicio y su realización, por lo que han realizado los ajustes correspondientes. Los resultados obtenidos implican un crecimiento de 5% entre 2014 y 2024. Para el largo plazo, se propone considerar un crecimiento de 100 MW/año, que corresponde a una tasa de 3.0% anual.

Con respecto al análisis de las nuevas industrias electrointensivas con potencial desarrollo en Chile, se analizó la industria del litio, las plantas desalinizadoras y de bombeo y los vehículos eléctricos. De los casos analizados, se concluye que solamente los procesos de desalinización y bombeo en la industria de la minería implicarían un aumento significativo de la demanda de energía eléctrica, el cual fue considerado en la proyección de consumo presentada en este informe.

En la Tabla 88 se presentan los resultados finales del estudio de mediano y largo plazo, que se obtienen del estudio realizado por el consultor y representan las tasas de crecimiento de largo plazo de la demanda de electricidad en Chile:

Tabla 88 – Conclusiones Finales: Proyección del Consumo Total en Chile (GWh)

Año	Ventas Totales			Ventas Extratend.		Ventas Totales Tendenciales			Ventas Clientes Regulados			Ventas Clientes Libres	
	SING	SIC	SSMM	SING	SIC	SING	SIC	SSMM	SING	SIC	SSMM	SING	SIC
2014	28,169	55,883	403	13,350	13,120	14,819	42,763	403	1,976	26,438	403	12,843	16,325
2015	30,427	58,659	409	15,513	13,460	14,913	45,199	409	2,036	27,034	409	12,877	18,165
2016	32,157	60,312	417	16,443	13,514	15,714	46,797	417	2,094	27,811	417	13,620	18,987
2017	34,670	60,450	427	17,803	13,789	16,867	46,661	427	2,156	28,699	427	14,711	17,962
2018	36,170	63,335	437	18,614	14,822	17,556	48,513	437	2,218	29,631	437	15,338	18,882
2019	38,931	66,179	450	20,803	16,179	18,128	50,000	450	2,281	30,593	450	15,847	19,407
2020	41,136	69,505	463	22,453	18,009	18,683	51,496	463	2,344	31,565	463	16,339	19,931
2021	42,834	73,062	478	23,563	20,023	19,271	53,039	478	2,407	32,539	478	16,864	20,500
2022	46,551	77,133	494	26,654	22,532	19,897	54,601	494	2,466	33,485	494	17,431	21,116
2023	49,272	79,506	505	28,709	23,374	20,563	56,133	505	2,532	34,361	505	18,032	21,772
2024	49,631	81,175	517	28,376	23,478	21,255	57,697	517	2,597	35,243	517	18,658	22,454
2025	51,182	83,151	529	29,227	23,877	21,955	59,274	529	2,663	36,130	529	19,292	23,144
2026	52,701	85,116	541	30,104	24,283	22,596	60,833	541	2,732	37,057	541	19,864	23,776
2027	54,264	87,129	553	31,007	24,696	23,257	62,434	553	2,803	38,008	553	20,454	24,426
2028	55,874	89,192	566	31,937	25,115	23,937	64,076	566	2,876	38,984	566	21,061	25,093
2029	57,532	91,305	579	32,896	25,542	24,637	65,762	579	2,950	39,984	579	21,687	25,778
2030	59,239	93,469	592	33,882	25,977	25,357	67,493	592	3,027	41,010	592	22,331	26,483
2031	60,997	95,687	605	34,899	26,418	26,098	69,269	605	3,105	42,063	605	22,993	27,206
2032	62,807	97,959	619	35,946	26,867	26,862	71,092	619	3,185	43,142	619	23,676	27,949
2033	64,671	100,286	633	37,024	27,324	27,647	72,962	633	3,268	44,249	633	24,379	28,713
2034	66,590	102,671	648	38,135	27,789	28,455	74,882	648	3,353	45,385	648	25,103	29,497
2035	68,567	105,114	663	39,279	28,261	29,288	76,853	663	3,439	46,550	663	25,848	30,303
2036	70,602	107,617	678	40,457	28,741	30,144	78,876	678	3,529	47,745	678	26,616	31,131
2037	72,697	110,181	694	41,671	29,230	31,026	80,951	694	3,620	48,970	694	27,406	31,981
2038	74,855	112,809	709	42,921	29,727	31,933	83,082	709	3,714	50,227	709	28,219	32,855
2039	77,076	115,501	726	44,209	30,232	32,867	85,268	726	3,810	51,516	726	29,057	33,753
2040	79,364	118,259	742	45,535	30,746	33,829	87,513	742	3,909	52,838	742	29,920	34,675
Tasas Acumulativas													
Proy. 2014-2022	5.6%	3.7%	2.5%	7.4%	5.6%	3.6%	3.0%	2.5%	2.7%	2.9%	2.5%	3.8%	3.2%
Proy. 2022-2040	3.0%	2.4%	2.3%	3.0%	1.7%	2.9%	2.6%	2.3%	2.6%	2.6%	2.3%	3.0%	2.7%

Fuente: elaboración propia

En este contexto, las tasas de largo plazo del SIC corresponde a 3.0%, mientras que las del SING y los sistemas medianos son levemente inferiores (2.4% y 2.3%, respectivamente). Por lo tanto, retomando lo expresado en el TOMO I de este estudio, la proyección de la demanda total de largo plazo se representa en la Tabla 89:

Tabla 89 – Conclusión Final: Proyección de la Demanda de Electricidad a Largo Plazo en Chile (GWh)

Año	Escenarios Alto		Escenarios Medio			Escenarios Bajo	
	SIC	SING	SIC	SING	Sistemas Medianos	SIC	SING
2014	53,146	18,070	52,638	17,957	484	52,638	17,844
2015	55,655	19,061	54,738	18,860	507	54,687	18,658
2016	58,489	20,084	57,157	19,797	530	56,893	19,510
2017	61,688	21,173	59,891	20,787	553	59,299	20,400
2018	65,235	22,318	62,863	21,824	577	61,871	21,330
2019	69,120	23,516	66,044	22,910	604	64,583	22,304
2020	73,326	24,766	69,385	24,044	630	67,424	23,321
2021	77,838	26,016	72,870	25,201	658	70,369	24,385
2022	82,648	27,289	76,493	26,393	687	73,402	25,498
2023	87,750	28,583	80,246	27,623	719	76,518	26,662
2024	93,141	29,897	84,116	28,887	752	79,709	27,878
2025	98,817	31,224	88,108	30,187	788	82,964	29,150
2026	104,779	32,561	92,199	31,521	827	86,282	30,481
2027	111,027	33,905	96,415	32,888	868	89,646	31,871
2028	117,561	35,253	100,728	34,290	912	93,070	33,326
2029	121,049	36,090	103,718	35,104	933	95,831	34,117
2030	124,642	36,947	106,795	35,937	954	98,675	34,927
2031	128,340	37,824	109,965	36,790	976	101,604	35,756
2032	132,149	38,722	113,228	37,664	998	104,619	36,605
2033	136,071	39,641	116,588	38,558	1,021	107,723	37,474
2034	140,108	40,582	120,048	39,473	1,045	110,920	38,364
2035	144,266	41,546	123,610	40,410	1,069	114,212	39,274
2036	148,547	42,532	127,279	41,369	1,093	117,601	40,207
2037	152,956	43,542	131,056	42,352	1,118	121,091	41,161
2038	157,495	44,576	134,945	43,357	1,144	124,684	42,138
2039	162,169	45,634	138,949	44,386	1,170	128,384	43,139
2040	166,981	46,717	143,073	45,440	1,197	132,194	44,163
2041	171,936	47,826	147,319	46,519	1,224	136,117	45,211
2042	177,039	48,961	151,690	47,623	1,252	140,157	46,285
2043	182,292	50,124	156,192	48,754	1,281	144,316	47,383
2044	187,702	51,314	160,827	49,911	1,310	148,598	48,508
Tasas anuales acumulativas							
<i>Histórico</i>	5.9%	4.8%	5.9%	4.8%	4.5%	5.9%	4.8%
<i>Proy. 2014-2028</i>	5.8%	4.9%	4.7%	4.7%	4.6%	4.2%	4.6%
<i>Proy. 2028-2044</i>	3.0%	2.4%	3.0%	2.4%	2.3%	3.0%	2.4%

Fuente: Elaboración Propia