



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Análisis Técnico Sobre los Efectos del Cambio Climático en el Sistema Interconectado Central

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

Lilian Elizabeth García Berg

SANTIAGO DE CHILE

Abril 2011



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Análisis Técnico Sobre los Efectos del Cambio Climático en el Sistema Interconectado Central

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

Lilian Elizabeth García Berg

PROFESOR GUÍA

Luis Vargas Díaz

MIEMBROS DE LA COMISIÓN

Maisa Rojas Corradi
Ariel Valdenegro Espinoza

SANTIAGO DE CHILE

Abril 2011

RESUMEN DE MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: Lilian García Berg.
FECHA: 21/04/2011
PROF. GUÍA: SR. Luis Vargas Díaz

“ANÁLISIS TÉCNICO SOBRE LOS EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL”

El cambio climático se define por la *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) como una “Importante variación estadística en el estado medio del clima o en su *variabilidad*, que persiste durante un período prolongado”. Los nuevos fenómenos climáticos tendrán efectos en diversas actividades y en particular en el sector eléctrico. Es necesario hacer análisis de estos efectos a largo plazo, con el fin de adaptarse a los sucesos futuros. La presente investigación estudia la forma en que el cambio climático puede afectar al Sistema Interconectado Central (SIC) en Generación, Transmisión y Consumo, durante el siglo XXI.

Actualmente el SIC se compone principalmente de energía hidroeléctrica y termoeléctrica. El consumo más importante se ubica en Santiago y, debido a la configuración radial del sistema, este es vulnerable a experimentar congestión en las líneas, puntos donde las condiciones climáticas más hostiles podrían causar riesgo en la seguridad del sistema.

En esta investigación se hace un estudio de las variables climáticas en ciertos puntos de mayor vulnerabilidad del SIC y se indican sus posibles efectos. Se realizan estimaciones de demanda eléctrica y se configuran las matrices de generación, para tres escenarios de estudio (Pesimista, Optimista y BAU). Finalmente se hace un análisis de flujo de potencia en el SIC para los escenarios anteriormente indicados, considerando cuatro periodos de evaluación.

Se concluye que el efecto de aumento de temperaturas y disminución de precipitaciones reducirá la generación hidroeléctrica y afectará a la eficiencia de las plantas termoeléctricas. En el sistema de transmisión, el aumento de temperaturas producirá disminución de la capacidad de los conductores. En cuanto a la demanda eléctrica, se prevé un aumento debido al crecimiento del PIB y por los nuevos consumos proyectados, por ejemplo: el auto eléctrico y la demanda por sistemas de aire acondicionado. Estos cambios en la demanda producirán un cambio en las curvas de carga, lo que implica nuevos patrones en los *peak* de demanda. Por lo expuesto, es necesario incrementar la capacidad en el sistema de transmisión. Este sistema deberá ser renovado y ampliado para aumentar la confiabilidad, evitar la congestión y acceder a puntos de generación remotos comúnmente asociados a fuentes de energía renovables. Si las infraestructuras de transmisión son insuficientes, existe una clara amenaza a la integridad del sistema.

*“Yo soy libre porque desde aquí yo vuelo,
sólo toca despegarse del suelo”.*

Agradecimientos

Para poder llevar a cabo este trabajo de memoria conté con la ayuda de muchas personas que siempre estuvieron dispuestas a responder mis dudas, ayudar a aclarar mis ideas, alentarme para que continuara o simplemente escuchar mis reclamos cuando me sentía agotada.

En primer lugar quiero agradecer a mi profesor guía Luis Vargas quien siempre se mostró comprensivo y alentador, que me incitó a desarrollar el tema, que en todo momento manifestó su confianza en el desarrollo de mi trabajo y que finalmente me inculcó la idea visionaria de perseguir temas innovadores que puedan ser un aporte en el desarrollo humano.

También quiero agradecer a Deninson Fuentes, que siempre tuvo la disposición de ayudarme y aunque yo le hice demasiadas preguntas, nunca me respondió de mala forma, al contrario, siempre mostró empatía y amabilidad; quiero agradecerle por sus respuestas esclarecedoras y por haber sido un excelente profesor del cual admiro sus conocimientos y el amor que siente por su trabajo.

Quiero agradecer a Manuel Díaz de PROGEA que me entregó la información necesaria para desarrollar los modelos de estimación de demanda y que siempre se dio tiempo para ayudarme.

Me gustaría dar las gracias a dos compañeros de la universidad que me ayudaron con mi memoria. En primer lugar a Lucia Scaff que me ayudó a comprender los modelos climatológicos y que me enseñó a procesar estos datos en Matlab, sino fuera por su ayuda aún estaría tratando de entender cómo hacerlo, y en segundo lugar me gustaría dar las gracias a Roberto Álvarez quien siempre tuvo la voluntad de responder las dudas que tuve con el software DigSilent.

Agradezco a quienes estuvieron presentes durante toda mi etapa de estudios, mi familia y mis amigos. Mis amigos de la universidad hicieron que mi estadía aquí fuese alegre, divertida y hermosa. Amigos de eléctrica y de otras carreras, amigos con los que sufrimos estudiando, pero también disfrutamos celebrando. Creo que ningún día en “U” se volvió tedioso gracias a ellos.

Quiero agradecer a mis amigas del colegio a quienes quiero demasiado, más que amigas son compañeras!, compañeras con las que he vivido grandes experiencias. Mis amigas siempre me comprendieron, en muchas ocasiones tuve que priorizar el estudio antes que verlas, pero eso nunca significó una lejanía de su parte, sino que por el contrario, siempre las sentí presente, como también se que estarán presentes para esta nueva etapa de mi vida.

Quiero agradecer a mi Familia por su apoyo durante todos mis estudios. Mi familia que cuando entré a la universidad era pequeña y ahora que termino, se ha multiplicado y a la cual se han incorporado nuevas personitas que nos alegran la vida. Quiero agradecer principalmente a mi papá, que fue un gran apoyo, que mil veces me llevó el café en la noche mientras yo estudiaba y que otras mil se esforzó por entender lo que yo le contaba. Mi papá, que cada vez que me mira siento que lo hace con mucho cariño y orgullo.

Finalmente agradezco en general todo lo que significó esta etapa para mí, creo que cuando entré a la universidad era más ingenua e insegura, menos decidida y motivada y ahora que salgo, me doy cuenta que hay mucho por hacer, que hay un mundo enorme por conocer y tengo todas las ganas de hacerlo.

Índice

Acrónimos.....	VIII
Capítulo 1 Introducción.....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 General.....	3
1.2.2 Específico.....	3
1.3 Alcances.....	3
1.4 Estructura del Trabajo.....	4
Capítulo 2 Antecedentes.....	5
2.1 Cambios Climáticos en Chile.....	5
2.1.1 Temperatura.....	7
2.1.2 Precipitaciones.....	12
2.1.3 Impacto hidrológico.....	15
2.1.4 Velocidad del Viento.....	16
2.1.5 Nivel del Mar.....	17
2.2 Contexto Global.....	18
2.2.1 Conferencia Copenhague.....	18
2.2.2 Protocolo de Kioto.....	18
2.2.3 Plan de Acción de Chile.....	18
2.2.4 Ley de Renovables.....	21
2.2.5 Estrategias de Reducción de emisiones.....	21
2.3 Efecto de Cambios Climáticos en la Generación de Energía.....	22
2.3.1 Termoeléctrica y Nuclear.....	23
2.3.2 Hidroeléctrica.....	25
2.3.3 ERNC.....	25
2.3.4 Eólica.....	26
2.3.5 Paneles Solares.....	27
2.3.6 Geotérmica, Biocombustibles, Plantas Solares de Concentración.....	28
2.4 Efecto de Cambios Climáticos en la Transmisión de Energía.....	30

2.4.1	Líneas	30
2.4.2	Equipos.....	38
2.5	Efecto de Cambios Climáticos en el Consumo de la Energía Eléctrica.....	39
2.5.1	Proyección de Consumo de electricidad	40
2.5.2	Demanda por Aire Acondicionado.....	42
2.5.3	Vehículos Eléctricos	48
2.6	Proyecciones	54
2.6.1	Proyección del crecimiento de la población	54
2.6.2	Proyección del PIB	55
2.6.3	Proyección de Potencial Hidroeléctrico	59
2.6.4	Proyección de Hidrocarburos	65
2.6.5	Proyección de Emisiones en la industria de la energía.....	67
2.7	Sistema Interconectado Central	69
2.7.1	Tendencia histórica.....	71
2.7.2	Estimaciones de Demanda.....	75
2.8	Proyección de la Matriz Eléctrica en Chile.....	76
2.8.1	Tendencia histórica.....	76
2.8.2	Proyecciones	77
2.9	Relación histórica demanda-temperatura en Santiago	82
Capítulo 3	Metodología	88
3.1	Escenarios	88
3.2	Proyección de Demanda	91
3.2.1	Modelo de Estimación	91
3.3	Modelo Sistema Energético.....	94
3.3.1	Consideraciones Modelo MAED-EL.....	97
3.3.2	Escenarios de Evaluación.....	101
3.4	Análisis Sistema Eléctrico (SIC).....	104
3.4.1	Consideraciones	104
3.4.2	Metodología	110
Capítulo 4	Resultados de Proyecciones Climáticas	112
4.1	Temperatura.....	112
4.2	Precipitaciones	116

4.3	Vientos.....	117
4.4	Radiación.....	119
4.5	Tendencia en principales puntos del SIC.....	120
4.5.1	Puntos del SIC.....	120
4.5.2	Resultados Límites Térmicos.....	122
4.5.3	Tendencia en Puntos de Generación.....	124
Capítulo 5	Resultados Proyección de Demanda.....	127
5.1	BAU (Business as Usual).....	127
5.1.1	Resultados año 2005.....	127
5.1.2	Resultados a fin de siglo.....	129
5.2	Escenarios de Evaluación.....	133
5.2.1	Resultados Demanda Total de Energéticos.....	133
5.2.2	Resultados Demanda Eléctrica del SIC.....	150
5.3	Matrices de Generación Eléctrica.....	156
Capítulo 6	Resultados Análisis del SIC.....	158
6.1	Año 2010.....	158
6.2	Año 2020.....	161
6.3	Año 2040.....	163
6.4	Año 2070.....	166
6.5	Año 2100.....	169
Capítulo 7	Conclusiones.....	173
Capítulo 8	Referencias.....	178
Capítulo 9	Anexos.....	185

Acrónimos

BAU: Business as Usual.

BEV: Battery Electric Vehicle.

CAS: Climate Adaptation Santiago.

CDD: Cooling Degree Days.

CER: Certified Emission Reduction.

CPR: Comercial, Público y Residencial.

DEF: Diciembre, Enero y Febrero.

DF: Derating Factor.

ERNCC: Energías Renovables No Convencionales.

EV: Electric Vehicle.

GEI: Gases Efecto Invernadero.

GCM: Global Climate Model; General Circulation Model.

HadCM3: Hadley Center Climate Model, versión 3.

HDD: Heating Degree Days.

ICE: Internal Combustion Engine.

IEA: International Energy Agency.

IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change.

JJA: Junio, Julio y Agosto.

MAED: Model for Analysis of Energy Demand.

MAM: Marzo, Abril y Mayo.

M.S.N.M.: Metros Sobre el Nivel del Mar.

ODP: Oscilación Decadal del Pacífico.

ONU: Organización de las Naciones Unidas.

PHEV: Plug-in hybrid Electric Vehicle.

PIB: Producto Interno Bruto.

PRECIS: Providing Regional Climates for Impact Studies.

SIC: Sistema Interconectado Central.

SING: Sistema Interconectado Norte Grande.

SON: Septiembre, Octubre y Noviembre.

TDP: Temperature Dependence Patron.

TEP: Tonelada Equivalente de Petróleo.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Motivación

Actualmente el cambio climático es un tema de discusión recurrente. Numerosos estudios analizan los cambios que afectarán a la Tierra a fines del siglo XXI, las investigaciones de la comunidad científica apuntan a que la principal teoría del origen de la variabilidad climática se debe a razones antropogénicas, es decir, cambios originados por acciones humanas, en particular, emisiones de gases efecto invernadero (GEI). Algunos científicos avalan esta teoría y otros no aseguran que la razón de los cambios se deba a los GEI, sin embargo, ambos sectores concuerdan en que el clima está cambiando y que es necesario analizar en que puede repercutir esta variación.

La mayoría de las iniciativas relacionadas al cambio climático se enfocan en la mitigación de emisiones de GEI, son pocos los estudios que analizan los efectos, y dentro de estos una reducida parte se centra en el sector de la energía. Dada la escasez de estudios en este ámbito, resulta interesante investigar cómo afecta la variabilidad climática al sector de la energía en Chile.

Para poder realizar esta investigación es necesario conocer los efectos climáticos en Chile, por lo cual, se toma como referente el Estudio de Variabilidad Climática en Chile para el Siglo XXI realizado por investigadores del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile el año 2006 [1]. En este estudio se obtienen datos de temperatura y precipitaciones promedio, con esto se desarrolla un modelo del clima actual (1961-1990) y un modelo de clima futuro (2071-2100). Se consideran dos escenarios alternativos definidos por IPCC (A2 y B2) estudiados con el modelo regional PRECIS desarrollado por el Centro Hadley dependiente de la oficina meteorológica del Reino Unido (Met Office).

Las variables de interés en este estudio [1] son aquellas que afectan los primeros metros sobre la superficie, entre estas se encuentran, por ejemplo, Temperatura, Precipitaciones, Vientos.

De acuerdo al estudio, se observa aumentos de temperatura en todas las regiones; aumentos de precipitaciones en el Altiplano, Norte Chico, pérdidas en la Región Central, pérdidas pluviométricas en verano y primavera para las regiones del Sur y se producen pérdidas estivales de un 25% en la región Austral; se observa en las simulaciones la reducción del área andina capaz de almacenar nieve, consecuente al alza de altura de la isoterma 0°C¹ lo que se traduce en crecida invernales de ríos, aumento de cuencas de alimentación y disminución de la reserva nival² de agua. En la región 30°-40° Sur, donde se ubica la generación hidroeléctrica, se tiene reducciones significativas de campos de nieve y reducción de glaciares andinos. En cuanto al nivel del mar, se muestra una expansión térmica del agua, en Chile.

En resumen, el cambio climático tendrá efectos notorios en Chile, aumento en las temperaturas promedio, cambio en las precipitaciones según patrones estacionales, intensificación de eventos climáticos extremos como un aumento de intensidad de tormentas. Esto tiene implicancias en la producción, transmisión y uso de la energía, lo que eventualmente podría significar nuevas políticas energéticas, decisiones y cursos de acción estratégicos.

El sector eléctrico deberá adaptarse a políticas de mitigación de emisiones de GEI; aumentos de la generación renovable; a nuevas curvas de demanda que contemplen, por ejemplo, incrementos en las demanda por aire acondicionado, y como consecuencia aumento en los *peaks* de demanda en verano; mayor frecuencia de eventos climáticos extremos; cambios en potenciales hidrográficos [2]. Lo anterior significará un estrés para el sistema de transmisión y expansión del mismo para acceder a puntos de generación alejados, generalmente asociado a alternativas renovables de generación y finalmente a cambios importantes en la matriz energética. En cuanto a las políticas energéticas se observarán esfuerzos gubernamentales en políticas de reducción de emisiones, *Energy Efficiency* (EE) y *Demand Side Management* (DSM) junto con *Advance Metering Infrastructure* (AMI).

El cambio climático será un factor determinante a la hora de tomar decisiones; las decisiones de inversión en proyectos se verán fuertemente influenciadas por el factor climático, es por esto que es necesario realizar estudios que entreguen un pronóstico sobre el sistema eléctrico en Chile para el siglo XXI.

¹ Nivel que separa la zona en que la precipitación tiene fase líquida y fase sólida.

² Área andina capaz de almacenar nieve.

1.2 Objetivos

1.2.1 General

El objetivo central de este trabajo de Memoria es analizar los posibles efectos de la variabilidad climática en la operación y planificación del Sistema Interconectado Central y con esto, entregar un estudio que ayude a tomar decisiones correctas en un horizonte de largo plazo.

1.2.2 Específico

- Entregar un marco teórico sobre los cambios climáticos regionales en Chile y enmarcarlos en el contexto del Sistema Interconectado Central.
- Entregar un estado del arte de los efectos de cambios en variables climáticas (Temperatura, Precipitaciones, Radiación, Velocidad de Vientos) sobre el Sector de Generación y Transmisión, como también en el cambio del consumo de energía eléctrica.
- Analizar planes de acción gubernamentales y posibles medidas que como consecuencia tengan cambios trascendentes en los sectores eléctricos.
- Definir posibles escenarios futuros para la matriz energética y para cambios en la demanda de energía eléctrica.
- Proyectar la demanda eléctrica para el siglo XXI.
- Pronosticar matriz de capacidad instalada en generación eléctrica.
- Realizar un análisis de flujos de potencia para estudiar el comportamiento del sistema considerando los efectos observados en el sector eléctrico debido a los cambios climáticos.

1.3 Alcances

El presente trabajo de título tiene por objetivo realizar un análisis técnico de los efectos del cambio climático en el Sistema Interconectado Central, para esto primero se debe determinar los efectos concretos del cambio climáticos, luego se debe definir los escenarios de análisis futuro, posteriormente se debe realizar los pronósticos de demanda y de generación eléctrica,

para que finalmente se haga un análisis de flujos de potencia. El análisis es para todo el siglo XXI y no considera cambios políticos-institucionales.

El marco de este trabajo de Memoria no incluirá análisis económicos del mercado energético en Chile por efectos de variabilidad climática. Tampoco se analizarán variaciones en el sistema tarifario ni aumento de precios. No se incluyen medidas de adaptación a eventuales cambios ni proyecciones de nuevas medidas de mitigación de emisiones.

1.4 Estructura del Trabajo

La memoria se encuentra organizada en 9 capítulos. El primer capítulo es una introducción al tema, en el cual, se presentan las motivaciones para realizarlo, también se incluye los alcances y la estructura del trabajo.

El capítulo 2, denominado Antecedentes, es una recopilación de información relacionada con el tema en estudio. Corresponde a una revisión bibliográfica donde se incluye información sobre: variables climatológicas; contexto global sobre el cambio climático; efectos del cambio climático en el sector de generación, transmisión y consumo eléctrico y diferentes proyecciones analizadas en otros estudios.

En el capítulo 3 se detalla las metodologías y consideraciones usada en la estimación de demanda eléctrica y en el análisis de expansión del SIC.

El capítulo 4 muestra los resultados de proyecciones climáticas hechas con el modelo regional PRECIS.

El capítulo 5 muestra los resultados de la proyección de demanda energética a nivel país por sector y tipo de energía. Además se muestra el resultado del consumo eléctrico en el SIC, los valores incluyen una estimación de las pérdidas del sistema de transmisión,

En el capítulo 6 se presenta el análisis de flujo de potencia en el SIC. El análisis se hace con el software *Power Factory* de DigSilent, considerando diferentes escenarios de operación y de expansión.

El capítulo 7 expone las conclusiones de los resultados del trabajo de memoria. Finalmente en el capítulo 8 y 9 se presentan las referencias y los anexos respectivamente.

Capítulo 2

Antecedentes

En el presente capítulo se incluye un marco teórico sobre los temas relacionados a esta investigación. En un principio se muestran los estudios de proyecciones climáticas para Chile, luego se destacan posibles efectos climáticos en los sectores de Generación, Transmisión y Consumo. Adicionalmente, se presentan proyecciones necesarias para el desarrollo de este trabajo, como por ejemplo: proyección de la población, del PIB, de generación hidroeléctrica, de hidrocarburos, de emisiones en la industria energética.

Finalmente se describe el Sistema Interconectado Central, según segmento, generación, transmisión y distribución, además se indica la capacidad instalada, demanda y generación histórica del sistema.

2.1 Cambios Climáticos en Chile

En esta investigación se requiere conocer los posibles cambios climáticos que afectarán a Chile en el mediano plazo y largo plazo, para esto se toma como referencia el “Estudio de Variabilidad Climática en Chile para el Siglo XXI” [1]. Este estudio proyecta las variables climáticas en las diferentes regiones del país para fines del siglo XXI, específicamente, durante los años 2071-2100, donde se consideran dos escenarios alternativos definidos por IPCC (A2 y B2). Se usa el modelo regional PRECIS, la resolución espacial del modelo PRECIS es de 25 km y cubre completamente Chile considerando 5 zonas. La base de datos que usa PRECIS proviene del modelo global HadAM3 (del centro Hadley), que a su vez resulta del modelo acoplado océano-atmósfera HadCM3. Los modelos regionales usan los modelos globales como condiciones de borde. Los modelos de Circulación Global (GCMs) son modelos matemáticos que simulan los sistemas climáticos de la tierra. La tierra, el océano y la atmósfera se representan por relaciones matemáticas entre las variables.

La mayor desventaja de modelos globales frente a regionales es que los primeros tienen una resolución espacial (centenas de kilómetros) pobre, particularmente en el caso de regiones costeras o con importantes variaciones de relieve, como es el caso de las Cordilleras de la Costa y de los Andes, en Chile, donde el territorio W-E es escaso para un modelo global.

El proceso de derivar información con mayor detalle espacial se conoce como *downscaling* dinámico, donde el dominio de cálculo es de alcance regional pero descrito con mejor resolución (50, 25 km o menos) que los modelos globales.

Para poder hacer una correcta estimación se debe tomar un periodo de análisis base (*Baseline*), este escenario sirve para ver la correspondencia entre los datos medidos y los datos obtenidos por el modelo y con esto estimar el error, el escenario base se situó entre los años 1961 y 1990. La validación de los datos se realizó comparando la climatología del periodo histórico modelado por HadCM3 con los datos de medición *in situ* entregados por la red de estaciones meteorológicas.

Con el modelo HadCM3 se obtuvieron datos de periodos de tiempo intermedios, 2011-2030 y 2046-2065. Los dos climas intermedios se caracterizaron por medio de salidas del AOGCM usado para forzar las simulaciones regionales (HadCM3) para el escenario A2 que es aquel más extremo en cuanto a las emisiones de gases con efecto invernadero.

El escenario A2 se refiere a una economía internacional dinámica, fuerte uso de combustibles fósiles, y altas concentraciones de GEI en la atmósfera, lo que se refleja en alzas en los niveles de temperatura, cambios en los patrones de precipitación, aumento en el nivel medio del mar y mayor frecuencia e intensidad de los fenómenos climáticos extremos. En el escenario B2 es más moderado en cuanto a niveles de GEI, con un menor nivel de impacto climático.

El estudio concluye que el promedio de la temperatura en el país aumentaría aproximadamente 1°C en los próximos 30 años, entre 1°C y 2°C en un periodo intermedio (2040-2070), llegando a un aumento de entre 3°C y 4°C a finales del siglo. Con respecto a la precipitación, los escenarios muestran, también de manera muy clara, una reducción de las precipitaciones anuales (-30% a finales de siglo) en Chile central (entre las regiones de Valparaíso y Los Lagos).

2.1.1 Temperatura

Tendencias Actuales

Falvey y Garreaud (2009) analizan las temperaturas en Chile central (27.5°S – 37.5°S) durante el periodo de 1960-2006, encontrando tendencias positivas desde 1975 a 2006 en estaciones localizadas en los andes y el valle central. Se observa una tendencia a la baja de temperatura en el océano y en la costa, mientras que en el valle central, y en la cordillera existe tendencia al alza de la temperatura. Este patrón de alza de temperaturas de Este a Oeste se conoce como estructura horizontal. Otro patrón que Falvey and Garreaud (2009) reconocen es un aumento de temperatura en las estaciones meteorológicas que se encuentran a mayor altura, esto se conoce como estructura vertical de la temperatura. [3].

En el territorio costero las temperaturas presentan una leve oscilación en relación a la variación en la latitud, los valores medios anuales que fluctúan entre 6°C en el extremo austral, 15°C en la costa central y 17°C en el extremo norte. Esto se justifica por el efecto regulador de la influencia oceánica, en las zonas de menor influencia costera la variabilidad es mayor.

El régimen térmico superficial se ha mantenido relativamente invariable excepto en la región comprendida entre Santiago y Concepción donde hay aumentos sobre los promedios anuales de +0.05°C/década y de +0.18°C/década temperatura máxima y mínima, respectivamente.

Las tendencias observadas se presentan en la Figura 2.1. Las tendencias son para el periodo 1979-2006 y se analizan las regiones: Este Andes (Argentina); Oeste Andes (Chile); Valle Central; Costa y Océano. Se observa tendencia al calentamiento más pronunciada en los Andes que en las regiones costeras, y se muestra un enfriamiento (aunque no es estadísticamente significativo) en la isla de Juan Fernández.

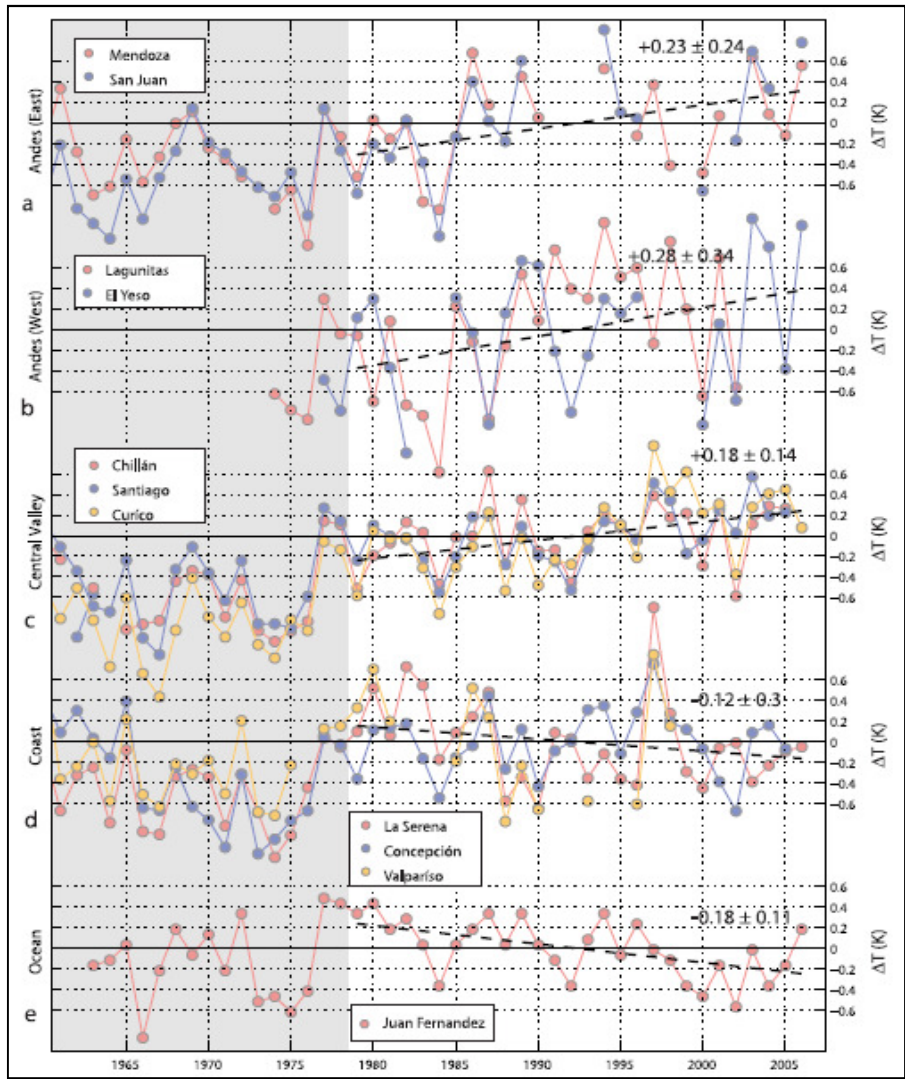


Figura 2.1: Diferencias de temperaturas entre los años 1979-2006 para diferentes regiones de Chile (Falvey y Garreaud, 2009).

En la zona norte y centro de Chile (17° – 37° S) se observa un fuerte contraste entre el enfriamiento superficial de las estaciones costeras ($0.2^{\circ}\text{C}/\text{decada}$) y el calentamiento en los Andes ($+0.25^{\circ}\text{C}/\text{decada}$), sólo 100–200 km hacia el interior.[1]

Los patrones de enfriamiento observados en zonas costeras y estaciones de poca altura son reproducidos en las temperaturas máximas y mínimas diarias, las cuales tienen un incremento proporcional y consecuente con la elevación de la estación de medición. En la Figura 2.2 se presentan los resultados de las tendencias de temperaturas promedio diarias.

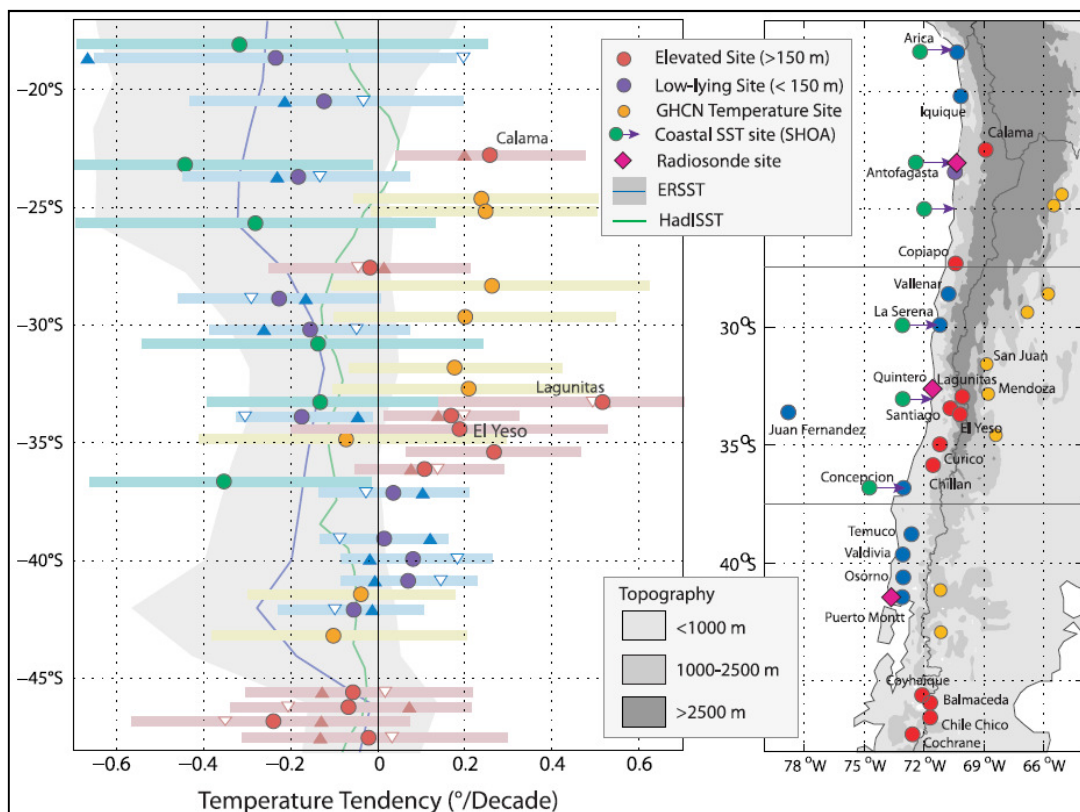


Figura 2.2: Tendencias en las temperaturas promedio diarias para el periodo 1979-2006.

En la Figura 2.2 los círculos representan temperatura promedio diaria, triángulos representan temperaturas máximas diarias (Hacia arriba) y temperaturas mínimas diarias (Hacia abajo), para la estación. Falvey y Garreaud, (2009). En cuanto a los valores extremos observados, existen tendencias diferentes para temperaturas máximas y mínimas, pero los resultados muestran tendencias al aumento para estaciones localizadas cerca de Santiago en ambos casos.

En general se observa un incremento en la frecuencia de las condiciones térmicas extremas: Temperatura máxima inferior al percentil¹ 10% (día frío), o superior al percentil 90% (día cálido); temperatura mínima inferior al 10% (noche fría), superior al 90% (noche cálida).

El fenómeno de la ODP¹, produce un fuerte impacto en la frecuencia de condiciones extremas, como por ejemplo, un aumento en las noches cálidas.

¹ Para un mejor entendimiento de este concepto, se toma por ejemplo el percentil 90% de la temperatura. Dicho percentil, que se denomina "P", se calcula de manera que el 90% de las observaciones de precipitación durante un periodo determinado sean menores que P, y el 10% de ellas, mayores que P. Por ejemplo si en una estación el indicador tiene un valor de 36.5 °C, ese es el mayor valor del percentil 90 de la temperatura máxima alcanzado en los últimos años de registro histórico.

La conclusión de mayor importancia en el estudio [3] es la tendencia a mayor calentamiento en la región de los Andes Central en Chile, y una tendencia de menor importancia, pero aún así observable, de calentamiento en los valles.

2011-2030 y 2046-2065

Para el primer periodo, ambos escenarios muestran aumentos de temperatura en todo el país, pero de manera más clara en la zona del altiplano. En el periodo intermedio, el escenario A2 muestra aumentos mayores en la zona altiplánica y la zona centro-sur.

El calentamiento se concentra sobre el área continental. La estacionalidad es más bien débil salvo en la mitad austral del territorio con alzas mayores en verano.

2071-2100

Los modelos muestran alzas en las temperaturas en todas las regiones. El aumento para el escenario A2, estaría entre 2°C y 4°C, con énfasis en regiones andinas, y en el norte del país, para el escenario B2 el aumento es de 2°C a 3°C. Estacionalmente el calentamiento es mayor en verano presentando incrementos de hasta 5°C en algunas estaciones.

Considerando el caso de Santiago la distribución de temperatura media en otoño tiene la mediana unos 4°C más alta que en el Clima Actual bajo el escenario B2 y unos 5°C bajo el escenario A2. En general, se observa que los aumentos de temperatura son más evidentes a medida que se aleja la influencia del océano (en altura o alejado de la costa).

Validación de Datos

En cuanto a la confiabilidad del modelo, para la faja entre 17 y 23°S se observa una buena correspondencia entre los datos medidos y los modelados, en la faja 32-35°S la coincidencia es buena en el terreno bajo, pero sobre los Andes PRECIS subestima la temperatura, esta variación se justifica por diferencias entre las estaciones reales y los puntos del modelo, este problema vuelve en la faja 43-49°S.

¹ Fluctuación de largo periodo en el océano Pacífico, el cual afecta principalmente la cuenca del Pacífico y el clima de América del Norte. Consta de dos fases, calidas y frías. Las fases cálidas de la ODP coinciden con eventos como el Niño y las fases frías coinciden con eventos como La Niña.

Tabla 2.1: Proyecciones de incremento de temperatura por sector en Chile.

Región	Robustez de la señal	Temprano	Intermedio	Tardío
Norte Chico (28-32S)	Leve señal	1°C	2/2.5°C	3/4°C
Centro-Sur (32-42S)	Robusta	1°C	2/2.5°C	3/4°C
Patagonia (44-49S)	No hay señal clara	0.5/1°C	1.5°C	2.5°C

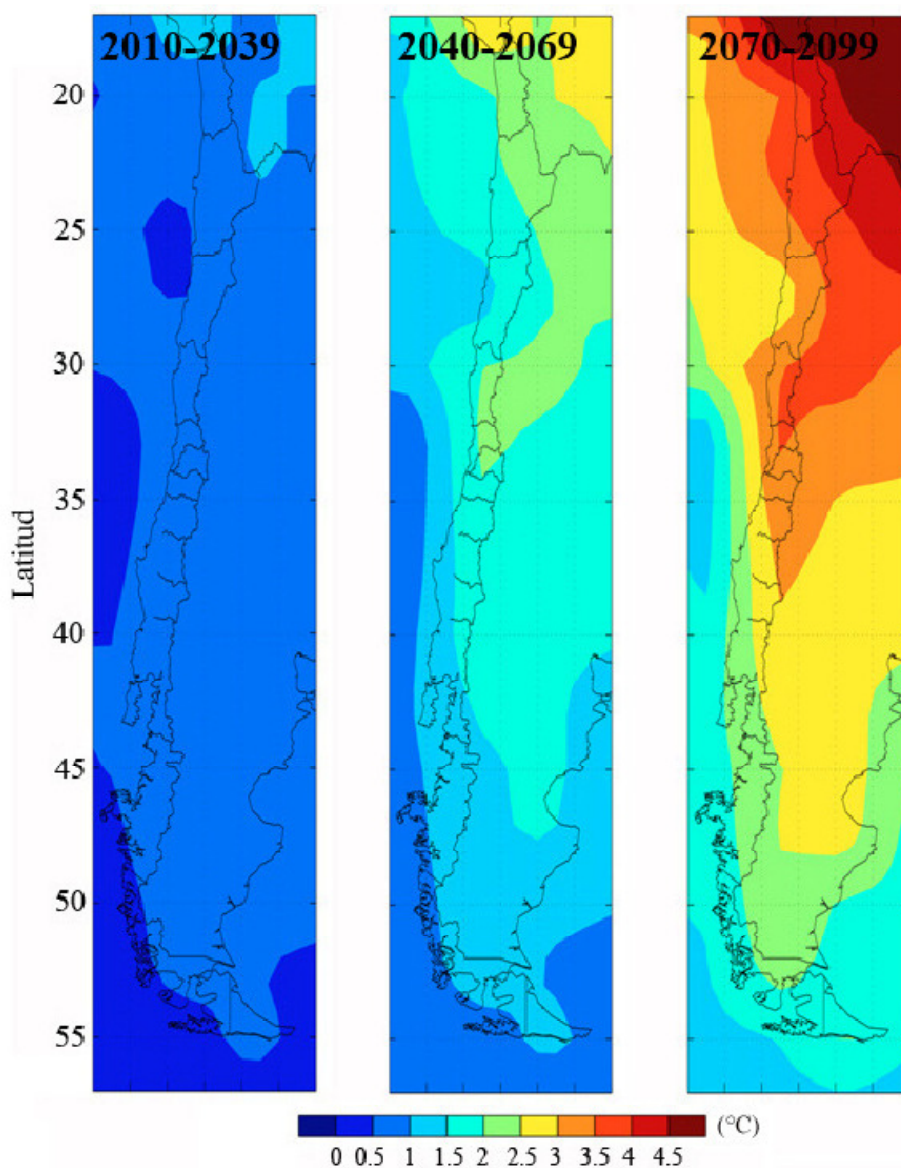


Figura 2.3: Proyecciones de incremento de temperatura (°C), escenario A2.
Fuente: Economías del cambio climático, CEPAL 2009.

2.1.2 Precipitaciones

Tendencia Actual

A lo largo del país se distinguen tres tipos de distribución de precipitaciones. En la zona centro-sur el régimen es mediterráneo, máximo en invierno con disminución en periodo estival, mayor precipitaciones hacia el sur. La zona austral se caracteriza por una precipitación abundante en todos los meses, sin embargo, con disminución en la ladera oriental. El tercer tipo está en la zona altiplánica, con bajas precipitaciones principalmente en verano, que en pocas ocasiones pueden tornarse más intensas.

Durante el periodo 1970–2000 se observa que la precipitación se mantienen en las regiones IV, V y Metropolitana (30°S – 33°S). Hacia el sur la tendencia es negativa, bien definida entre las regiones VIII y XI (39°S - 45°S). Esta tendencia es incierta ya que se puede deber a eventos como El Niño y La Niña. [1].

2011-2030 y 2046-2065

El Centro-Sur del país aparece con menor pluviometría en primavera y verano, el extremo sur sólo muestra aumento de las precipitaciones en otoño. La tendencia es negativa en zonas altiplánicas en verano, aunque la conclusión no es confiable, ya que la influencia de la Cordillera de los Andes está deficientemente representada en modelos globales.

En el periodo intermedio, ambos escenarios proyectan aumentos de precipitación en la región de Magallanes y disminución de precipitación entre las regiones de Antofagasta y Los Lagos; los cambios son más acentuados en el escenario A2, para un periodo tardío nuevamente se observa descensos más pronunciados, de entre un 30% y un 40 %.

2071-2100

Las cumbres andinas presentan disminución de precipitaciones en particular, en latitudes medias y en las estaciones de verano y otoño. Durante el verano para el escenario A2 las precipitaciones en el sector centro-sur se reducen entre un 50% y un 75%. En el sector altiplánico surge un incremento de las precipitaciones en primavera y en verano. En la región central hay un pérdida para el escenario A2, condición que se mantiene en el escenario B2, excepto en otoño, para latitudes inferiores a 33°S. Durante el verano las pérdidas en la zona

sur son del orden de 40% reduciéndose en primavera a un 25%. En invierno el territorio entre 30°S y 40°S ve disminuida sus precipitaciones, la pérdida también se extiende al periodo estival por el territorio comprendido entre 38 y 50°S y aún más al norte por el sector andino.

Finalmente la región austral muestra pérdidas estivales de un 25% que se normalizan en invierno.

Validación de Datos

En el punto 42°S el modelo sobreestima moderadamente el promedio y la variabilidad, y nuevamente sobrevalora los montos de agua caída en los inviernos más húmedos. En general PRECIS sobreestima la precipitación en el terreno elevado lo que puede se puede justificar por la pobre representación de los valles angostos y en los problemas de medición de la precipitación nival. Sin embargo, los ciclos anuales son bien replicados por el modelo.

En Chile existe una alta probabilidad de ocurrencia de una disminución de precipitaciones entre los paralelos 30°S y 42°S (entre la Región de Coquimbo y de Los Lagos, aproximadamente). En la Región de Magallanes (50°S a 55°S) existe también una gran concordancia, se proyecta un pequeño cambio positivo de precipitación, entre un 5% y un 10%. El resto de las regiones del país (en especial en el altiplano y norte grande al norte del paralelo 27°S) existe una gran dispersión entre las proyecciones de los modelos.

Tabla 2.2: Proyecciones de precipitación por sector de Chile.

Región	Robustez de la señal	Temprano	Intermedio	Tardío
Norte Chico (28-32S)	Leve señal	-5%	-10%/-20%	-10%/-20%
Chile Central-Sur (32-42S)	Robusta	-5%/-10%	-10%/-20%	-20%/-30%
Patagonia (44-49S)	No hay señal clara	-5%	-5%	-5%

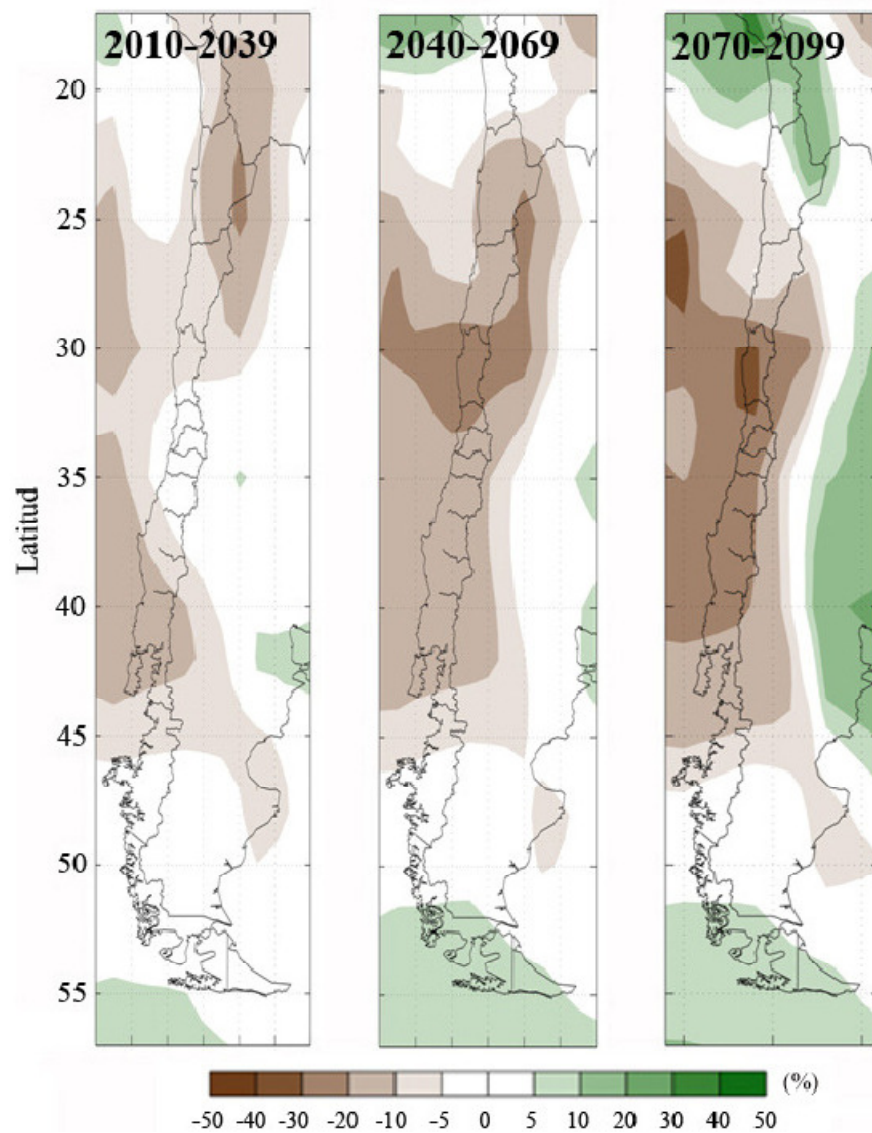


Figura 2.4: Proyecciones de variación de las precipitaciones (%), escenario A2
Fuente: Economías del cambio climático, CEPAL 2009.

2.1.3 Impacto hidrológico

2011-2030 y 2046-2065

Se espera un alza de altura de la isoterma 0°C, que corresponde al nivel que separa la zona en que la precipitación tiene fase líquida y fase sólida, lo que es equivalente a una reducción del área andina capaz de almacenar nieve. Por el alza de altura se produce un incremento de las crecidas invernales de los ríos con cabecera andina, por consiguiente, un aumento de las cuencas que aportan a los ríos y una disminución de la reserva nival de agua¹. La región cordillerana delimitada por las coordenadas 30°S y 40°S, donde se ubica la generación hidroeléctrica del sistema interconectado, presenta una disminución del área relacionada a la isoterma 0°C, esto significa pérdidas de las reservas nivales, principalmente los 4 primeros meses del año, a esto se suma disminución de las precipitaciones.

Para el periodo 2065 el alza varía entre unos 300 m a 500 m, lo cual implica un aumento en la superficie de las cuencas hidrológicas aportantes a las crecidas de ríos y una reducción del área capaz de retener acumulación nival. Por ejemplo, sobre Chile y entre las latitudes 30 y 35° S la línea de nieve se localiza próxima a una altura de 3000 m y si asciende 400 m el terreno que queda por encima de ella se reduce en un 23%, esto es, se pierden unos 5000 km² de superficie capaz de retener la nieve depositada en los meses invernales para la estación cálida, todo esto incluyendo ambas vertientes de la Cordillera de Los Andes.

2071-2100

En cuanto al impacto hidrológico, dos factores son importantes: el cambio en temperaturas y los cambios en precipitación. El primero dice relación con la reducción del área andina capaz de almacenar nieve entre las estaciones del año. Considerando que la isoterma de 0°C sufre un alza de altura por el proceso de calentamiento, las crecidas invernales de los ríos con cabecera andina se verán incrementadas por el consiguiente aumento de las cuencas aportantes y la reserva nival de agua se verá disminuida. En la región cordillerana comprendida entre las latitudes 30 y 40°S, que corresponde a las regiones de mayor productividad desde el punto de vista silvo-agro-pecuario y en el que se ubica la generación hidroeléctrica del sistema

¹ Reserva de agua en estado sólido o reserva de nieve.

interconectado, hay reducciones del área comprendida dentro de la isoterma cero en todas las estaciones del año, pérdida que es muy significativa durante los cuatro primeros meses del año calendario.

Por otra parte, en cuanto a la pluviometría, con excepción de la región altiplánica en verano y el extremo austral en invierno, dominan las disminuciones. Cabe notar que en la estación invernal todo el territorio nacional comprendido entre 30° y 40°S ve disminuidas sus precipitaciones. La pérdida también se extiende al periodo estival por todo el territorio comprendido entre 38° y 50°S y aún más al norte por el sector andino. Tales disminuciones pluviométricas se suman a la elevación de la isoterma cero para ofrecer un cuadro particularmente preocupante en las regiones Centro y Centro Sur.

2.1.4 Velocidad del Viento

2011-2030 y 2046-2065

Para la altura geopotencial de 200hPa¹ las mayores velocidades se registran en invierno, superando los 45 m/s alrededor de los 30° S, situación que se mantiene en primavera con velocidades algo menores. En contraste durante el verano las velocidades mayores no superan los 35 m/s y se presenta alrededor de los 53° S de latitud. Durante el otoño la corriente en chorro (vientos máximos) se caracteriza por la existencia de dos máximos de velocidad sobre el costado occidental del Océano Pacífico, a 30°S y 60° S de latitud, que se confunden en uno austral alrededor de los 100° O con velocidades máximas de 30 m/s.

Sobre el territorio nacional, la variación más importante, respecto del clima actual, es un incremento de velocidad del orden de 6 m/s en latitudes subtropicales (30°S) durante el invierno y primavera durante el periodo 2065.

¹ Representación de valores fijos de presión (Alturas Geopotenciales) en los mapas. La referencia para situar el nivel al que se representan las variables no es la altitud sino la presión atmosférica. esta convención se adopto por razones prácticas. La altura geopotencial no es equivalente a un único valor de altura en metros ya que en diferentes alturas para diferentes coordenadas es posible encontrar un mismo valor de presión, pero se puede encontrar referencias aproximadas, como por ejemplo 200 hPa se asocia a 11800 metros y 1000 hPa a un nivel que cercano al del mar (la presión atmosférica media a 0 metros de altitud está en torno a 1013 hPa).

2071-2100

En general los incrementos sobre la superficie continental (2 m) son menores a +0.6 m/s. Pero sobre el mar los cambios son mayores, hasta +2.5 m/s, entre las latitudes 29 y 33°S.

2.1.5 Nivel del Mar

Expansión o dilatación térmica del agua que implica un aumento de densidad, que produce un aumento de nivel del mar para el año 2100. En las costas Chilenas para fines de siglo se muestran alzas entre 28 y 16 cm.

2.2 Contexto Global

El objetivo de la IPCC es lograr estabilización de concentración de GEI en la atmosfera hacia fines del siglo XXI. Para esto se necesita que los países tomen medidas que reduzcan las emisiones antes de 2015 y que para el 2050 se reduzcan a menos de 50% de las actuales.

En el contexto mundial Chile se ubica en el lugar número 90 del ranking de países con mayores emisiones de CO₂ per cápita (2004), con un valor de 3.9 ton CO₂/habitante [4]. El aporte de CO₂ de Chile es aproximadamente el 0.2% de las emisiones mundiales y aunque no figure como un emisor relevante, es el segundo país sudamericano que emite más CO₂ per cápita, y sus emisiones van en aumento.

2.2.1 Conferencia Copenhague

En la conferencia de la ONU sobre cambio climático (COPXV) realizada el año 2009 en Copenhague, Dinamarca, el gobierno de Chile se comprometió a contribuir a los esfuerzos mundiales de mitigación de GEI, a través de una reducción significativa de la línea base de sus emisiones de hasta un 20% al año 2020.

2.2.2 Protocolo de Kioto

Fue establecido en 1997 y entró en vigencia el 2005, es un tratado internacional cuyo objetivo principal es lograr que para 2008-2012 los países desarrollados disminuyan sus emisiones de GEI a un 5% menos del nivel de emisiones de 1990.

2.2.3 Plan de Acción de Chile

Compromiso de Chile es elaborar comunicados nacionales que contengan, inventario de emisiones de GEI, información sobre vulnerabilidad, impacto, adaptación, alternativas de mitigación. El siguiente gráfico muestra la evolución de emisiones de GEI en Chile, expresadas en giga gramos (Gg) de CO₂ equivalente¹, para el periodo de 1984-2003.

¹ Giga-gramos de dióxido de carbono equivalente: Es la unidad de medición usada para indicar el potencial de calentamiento global de cada uno de los gases de efecto invernadero, en comparación con el dióxido de carbono. Los gases de efecto invernadero distintos del dióxido de carbono son convertidos a su valor de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq) multiplicando la masa del gas en cuestión por su potencial de calentamiento global. Fuente: *PAS 2050:2008. Carbon Trust*. (<http://www.ecorresponsabilidad.es/calculadora/preguntas.htm>)

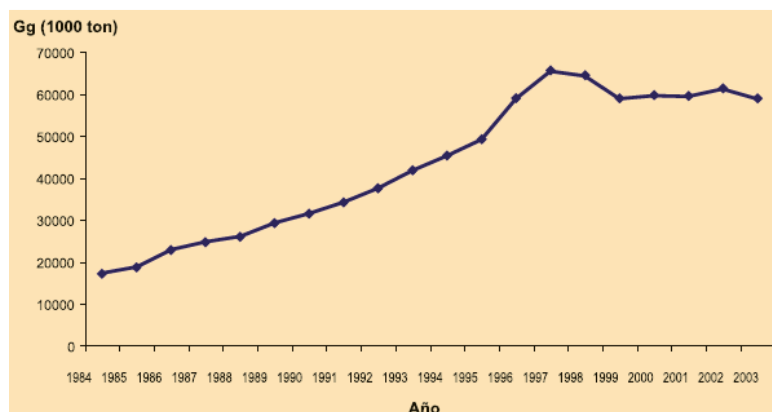


Figura 2.5: Emisiones de CO2 equivalente en Chile, periodo 1984-2003. Fuente: CONAMA.

En el gráfico se observa que las emisiones de CO2 se triplicaron en 20 años de 17 a 59 millones de toneladas.

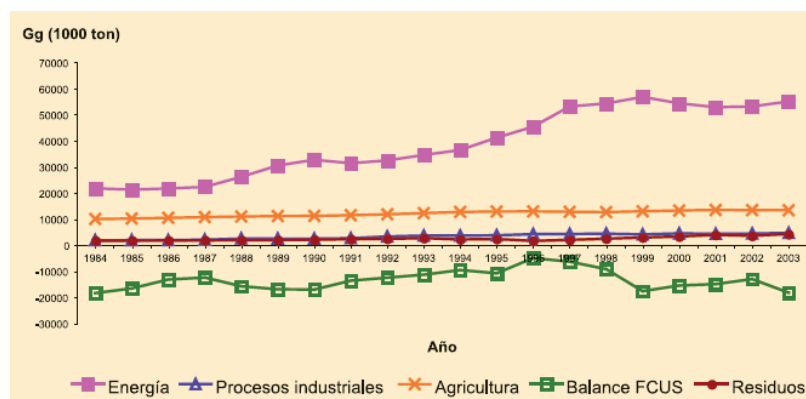


Figura 2.6: Emisiones de CO2 equivalente en Chile por sector, periodo 1984-2003. Fuente: CONAMA.

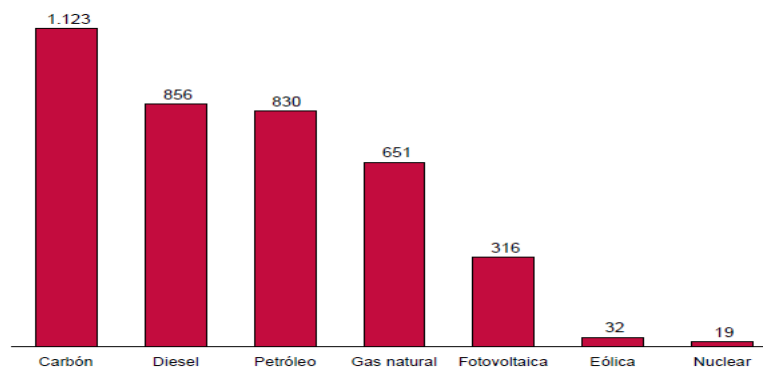


Figura 2.7: Emisiones de CO2 por tipo de energía (CO2e/TEP)¹. Fuente: “Los Desafíos Políticos y Estratégicos” y “Situación Actual y Perspectivas 2008”, CNE.

¹ TEP: Equivale a la cantidad de energía obtenida por la combustión de 1 tonelada de petróleo. Esta energía es aproximadamente igual a la combustión de 1.4 toneladas de carbón, 4 a 5 toneladas de lignito o 10.000 m³ de gas natural. No se corresponde con la energía eléctrica obtenida con una tonelada de petróleo, ya que debería tenerse en cuenta que el rendimiento de las centrales térmicas es de un 40%.

La Figura 2.7 muestra que existen grandes diferencias en las emisiones según fuentes energéticas. La energía producida en base a carbón genera 35 veces más emisiones que la producida con generación eólica. Y aunque el carbón es la fuente de mínimo costo de producción, hay otros tipos de energía como Biomasa y Geotérmicas que tiene costos cercanos, como se observa en la Figura 2.8. También se debe considerar que existen nuevos parámetros para medir los costos de producción considerando las emisiones “Costo Verde” y según estos las centrales a carbón presentan uno de los costos más elevados.

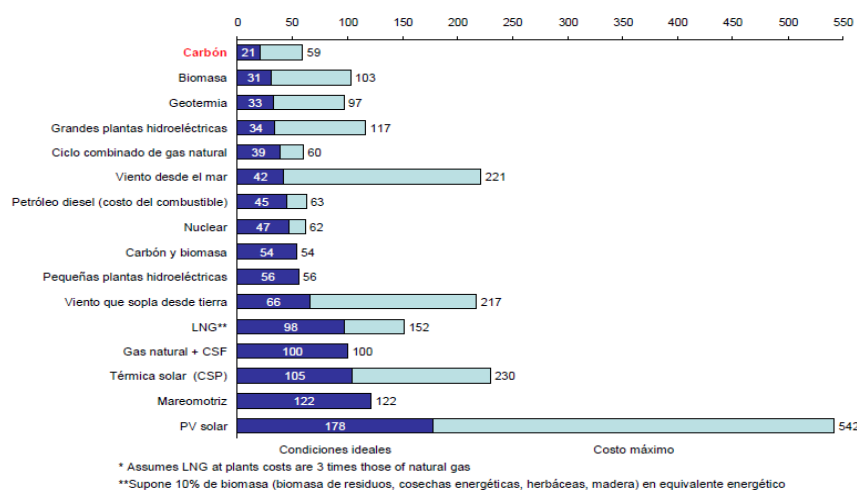


Figura 2.8: Comparación de costos de producción (USD/MWh). Fuente: IEA Energy Technology, Perspectives 2006.

El sector de energía es el que predomina en emisiones de CO₂. El plan de acción consiste en realizar un análisis de la vulnerabilidad en el sector eléctrico considerando disponibilidad de recursos hídricos y demanda energética; evaluar la vulnerabilidad hidrológica en el sector eléctrico en Chile y sus efectos en la seguridad energética en Chile, mediante el desarrollo de escenarios futuros de generación hidroeléctrica; evaluar posibilidades de generación y utilización de energía en Chile, considerando impactos en recursos hídricos. La información será usada para evaluar distintas alternativas para establecer una matriz energética más diversificada.

2.2.4 Ley de Renovables

En resumen se establece que los propietarios de los medios de generación renovable no convencionales¹ y de las instalaciones de cogeneración eficiente², que se encuentren conectados al sistema eléctrico respectivo y cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes del sistema de transmisión troncal, eso hasta un cierto límite de generación conjunta. Básicamente se entrega un incentivo para los por medios de generación renovables [5].

2.2.5 Estrategias de Reducción de emisiones

Algunas políticas de reducción de emisiones son los permisos transables de emisión de carbono y los eco-impuestos, ambos incentivos para mitigación.

El concepto de impuesto por emisiones se traduce en aumento de impuestos a toda empresa que genere una alta emisión de CO₂ o provoque un impacto en el ecosistema, el impuesto ecológico es proporcional al daño causado; quien consuma productos de empresas que no se caractericen por su sustentabilidad, deberán pagar más por ese bien o servicio adquirido.

Se denominan bonos de carbono a las Reducciones Certificadas de Emisiones de Gases Efecto Invernadero o CERs a la unidad que corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente. Los CERs se generan en la etapa de ejecución del proyecto; y se extienden una vez acreditada dicha reducción. Son créditos que se transan en el Mercado del Carbono. El Mercado del Carbono es un sistema de comercio a través del cual los gobiernos, empresas o individuos pueden vender o adquirir bonos CER [6].

¹ Medios cuya fuente primaria de energía es: Biomasa (obtenida de materia orgánica y biodegradable), Hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts, Geotérmica (Calor natural del interior de la tierra), Solar (Radiación solar), Eólica (energía cinética del viento), Mares (energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares), otros aprobados por la comisión.

² Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.

2.3 Efecto de Cambios Climáticos en la Generación de Energía

Los límites para la emisión de CO₂ serán definidos legalmente en estructuras regulatorias y de mercado. Esto significará que el actual sistema de generación deberá ser modificado con el fin de emitir menos CO₂, por lo cual, se deberá mejorar las tecnologías existentes e incorporar sistemas de monitoreo de emisiones. Se observará un incremento en generación por fuentes renovables y un decremento en la generación termoeléctrica de plantas convencionales tipo diesel y gas, como medida de mitigación y debido al pronosticado aumento de precios de combustibles fósiles. Se prevé que las ERNC en Chile representarán un 20% de la matriz energética al 2020 [7].

Se especula que las energías renovables son las más afectada debido a la incertidumbre de la variabilidad climática, sin embargo, otras fuentes, como termoeléctricas y energía nuclear, pueden verse afectadas por temperaturas del aire y disponibilidad de agua, reduciendo la eficiencia de la planta. Además el cambio de las precipitaciones significará fuertes efectos en la generación hidroeléctrica.

La energía solar y eólica están limitadas por su intermitencia, pero reservar esta energía puede convertirlas en fuentes de generación confiables; dentro de las ventajas de reserva energética se encuentra: estabilidad, nivelación de demanda, control automático de generación, capacidad de partida en negro, reducción del uso de diesel, entre otros. Las tecnologías de almacenamiento energético más prometedoras son las baterías y flywheels¹ [8].

¹ Flywheel energy storage (FES) o Volantes de Inercia con baterías.

2.3.1 Termoeléctrica y Nuclear

El impacto de la generación por combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) y la generación nuclear es similar, y se relaciona al enfriamiento y disponibilidad de las aguas.

Los modelos que analizan el cambio climático coinciden en que existirá una redistribución de las fuentes de agua y cambios estacionales de su disponibilidad.

La generación termoeléctrica necesita gran cantidad de agua, para 1 kWh generado se necesita aproximadamente 25 galones¹ de agua. [8]. La disponibilidad de agua se ve como un factor importante en la decisión de futuras inversiones en plantas.

La eficiencia técnica en que el combustible se convierte en electricidad depende de la diferencia de temperatura de la máquina con el medio ambiente. Mientras mayor es la diferencia (ΔT), mayor es la eficiencia, como se estima que la temperatura del aire y del agua aumente, la diferencia será menor y por ende la eficiencia también lo será.

Lo anterior se debe a que para lograr una correcta combustión es necesario oxígeno por lo cual es importante que la densidad de aire sea adecuada, para corregir la mezcla de aire-combustible, y la relación de compresión, la densidad del aire es el parámetro más importante a considerar. La densidad del aire se mide por el nivel de oxígeno en el aire y esta se reduce cuando la temperatura del aire aumenta y cuando la humedad aumenta, porque las moléculas de agua (humedad) toman el lugar del oxígeno en un determinado volumen de aire. [9]

El estudio de Durmayaz and Sogout (2006) [10] sugiere que el aumento de 1°C en la temperatura ambiente reduce la potencia de salida en 0.45% en plantas nucleares, esto se obtiene con modelos de ingeniería de la planta y con niveles de datos. [8]

El estudio Linnerud et al. (2009) [11] en base a datos de USA, indica que un aumento en 1°C de la temperatura ambiente reduce la potencia de salida de una planta Nuclear en 0.8% y las plantas de carbón y gas en un 0.6%. Estas cifras a primera impresión pueden parecer bajas, sin embargo, para el caso de USA un 1% de reducción de generación de energía eléctrica se traduce en una baja de 25 mil millones de kWh. [12]

El rendimiento de turbinas a gas (ciclo simple) y turbinas a vapor (ciclo combinado) se ve afectado por condiciones de temperatura y de presión. El rendimiento de las turbinas se mide

¹ 1 Galón=3.785 lt.

en términos de eficiencia y potencia de salida. El estudio Davcock et al [13], 2004, indica que un aumento de 60°F equivalente a un aumento de 33.3°C, como se puede experimentar en ambientes desérticos, produce una reducción de 1-2 puntos porcentuales¹ en la eficiencia y de un 20% a un 25% de reducción en la potencia de salida. Este efecto es aproximadamente lineal por lo que, un aumento de 10°F (5.5°C) produce una reducción de 0.5 puntos porcentuales en la eficiencia y una disminución de 3% a 4% en la potencia de salida. [12]

Además de disminuir la eficiencia de la planta, se espera que existan problemas por la falta de disponibilidad del agua, debido a la reubicación del recurso o a la escasez del mismo [14].

Se espera que la generación energía eléctrica de plantas a carbón disminuya debido a las políticas de mitigación de CO₂, y en pro a la independencia energética ya que también se prevé que eventos climáticos extremos pueden afectar la extracción del combustible fósil, lo que encarecería su valor.

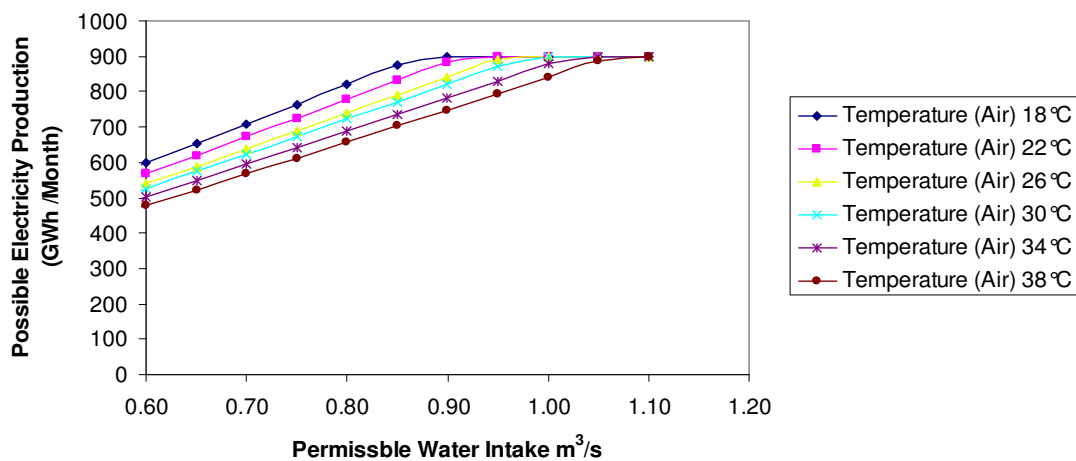


Figura 2.9: Demanda de agua para planta nuclear 1250 MW, circuito de enfriamiento cerrado. Fuente: Institut für Energieforschung Systemforschung und technologische Entwicklung (IEF-STE) [14]

La Figura 2.9 muestra la necesidad de agua de una planta nuclear de 1250MW, se observa cómo se incrementa la necesidad de agua para producir la misma cantidad de energía al aumentar la temperatura ambiente.

¹ El punto porcentual es una unidad que expresa la diferencia aritmética entre dos porcentajes. Es equivalente a 1% e indica en cuantos puntos se incrementa el valor porcentual, a diferencia del porcentaje que indicaría en cuanto por ciento se incrementa el valor.

2.3.2 Hidroeléctrica

El derretimiento de nieves y reducción de precipitaciones, en primera instancia, incrementaría caudales y con esto la generación hidroeléctrica, pero luego los caudales se reducirían disminuyendo el potencial de generación. Las plantas hidroeléctricas están diseñadas para operar entre parámetros específicos de flujos de caudales, al superar el margen de seguridad de operación se puede observar efectos negativos en la generación hidroeléctrica.

Aumento en las precipitaciones y en los caudales significan un aumento en el potencial hidroeléctrico, sin embargo, si se excede la capacidad de las represas, se tendrán efectos negativos.

Estudios indican que la sensibilidad de la generación hidroeléctrica ante cambios de precipitación y descargas del río es alta, se estima un valor de 1, es decir, 1% de cambio en la precipitación implica un 1% cambios en generación [8]

Se estima que en el caso de Chile, entre las latitudes 30 y 40°S, donde se ubica la generación hidroeléctrica, exista una disminución de la isoterma 0°C, el derretimiento de nieve en primera instancia producirá crecida en los ríos, pero en años futuros se pronostica disminución de precipitaciones, por lo cual se observará disminución de caudales en los ríos.

Existen efectos indirectos, como por ejemplo, aumentos de temperatura en aguas de estanque puede causar un cambio en las condiciones del hábitat de algunos de los peces que residen en las represas, lo cual podría causar un cambio en el modo de operar estos estanques. Otro punto a considerar es la evaporación de la superficie de aguas estancadas, la evaporación no solo depende de la temperatura ambiente, depende también de la humedad y la radiación, ambos efectos son difíciles de predecir [8].

2.3.3 ERNC

Se espera que exista un fuerte desarrollo en ERNC, como medidas de mitigación de GEI. Energías Eólica, Solar, Geotérmica, Biomasa, y Mini-hidro conformarían una matriz energética más diversa. La producción de energías renovables puede tener un impacto negativo al aumentar la demanda por agua. Campos solares, refinerías de biocombustibles, y plantas de carbón más limpias consumen grandes cantidades de agua, en California las autoridades han impedido llevar a cabo proyectos renovables por la gran demanda de agua proyectada. [15]

2.3.4 Eólica

El viento se genera por diferencias de calor en la superficie, como la superficie es irregular en diferentes puntos, se absorbe calor en forma distinta, lo que genera gradientes de temperatura y corrientes de viento. Si se espera que cambie las temperaturas, también se esperan variaciones en los patrones de velocidad de vientos [16].

El estudio Clausen et al (2007) [17], reporta que la velocidad del viento de 3m/s produce 16 W/m² en aerogeneradores y que 12 m/s produce 1305 W/m² de potencia del viento. [12]

Uno de los problemas de las inversiones en este tipo de energía es la integración de un recurso variable a la red de suministro eléctrico, si aumenta aún más la variabilidad se dificulta la planificación de estos proyectos [8]. Es por esta razón que es importante realizar pronósticos de recurso eólico a largo plazo. Se espera que muestre un aumento de energía eólica debido al incremento proyectado de la velocidad del viento, sin embargo los aerogeneradores operan en rangos de velocidad, si la velocidad máxima es superada estos dejan de operar, para no dañar el equipo esta velocidad depende del generador pero en promedio es de aproximadamente 25m/s. La Figura 2.10 presenta un gráfico con valores de potencia estándar entregada, por un aerogenerador de 1650kW, a cierta velocidad de viento para una densidad de 1.225 kg/m³.

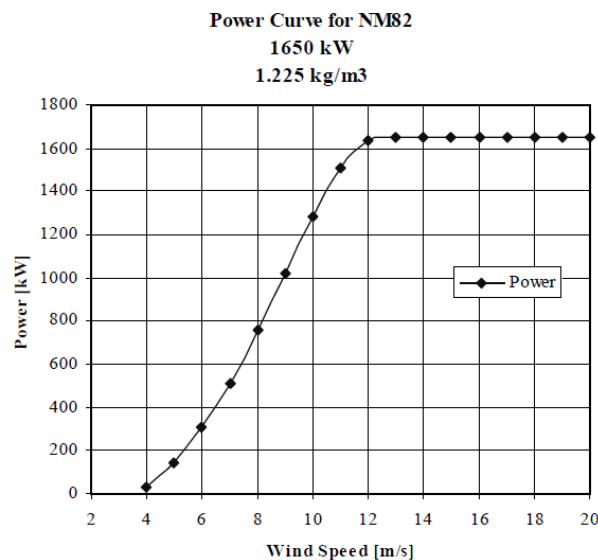


Figura 2.10: Curva de potencia para aerogenerador NM82 de 1650kW. Fuente: Especificación Técnica NM82. NEGMICON, 2003.

2.3.5 Paneles Solares

Se estima que el cambio climático mostrará aumentos de temperatura pero disminución de radiación solar, por lo que, este tipo de generación de energía se ve afectada. Sin embargo, dado que el potencial solar es mayor en verano se complementaría con la energía eólica la cual tiene mayor potencial en invierno [12].

El estudio Fidge and Martinsens 2006 [18] predice que un 2% de disminución en la radiación global solar, decrece la potencia de salida de la celda en un 6%. [8]

La producción de electricidad varía linealmente con la luz que incide sobre el panel; un día totalmente nublado equivale aproximadamente a un 10% de la intensidad total del sol, y el rendimiento del panel disminuye proporcionalmente a este valor.

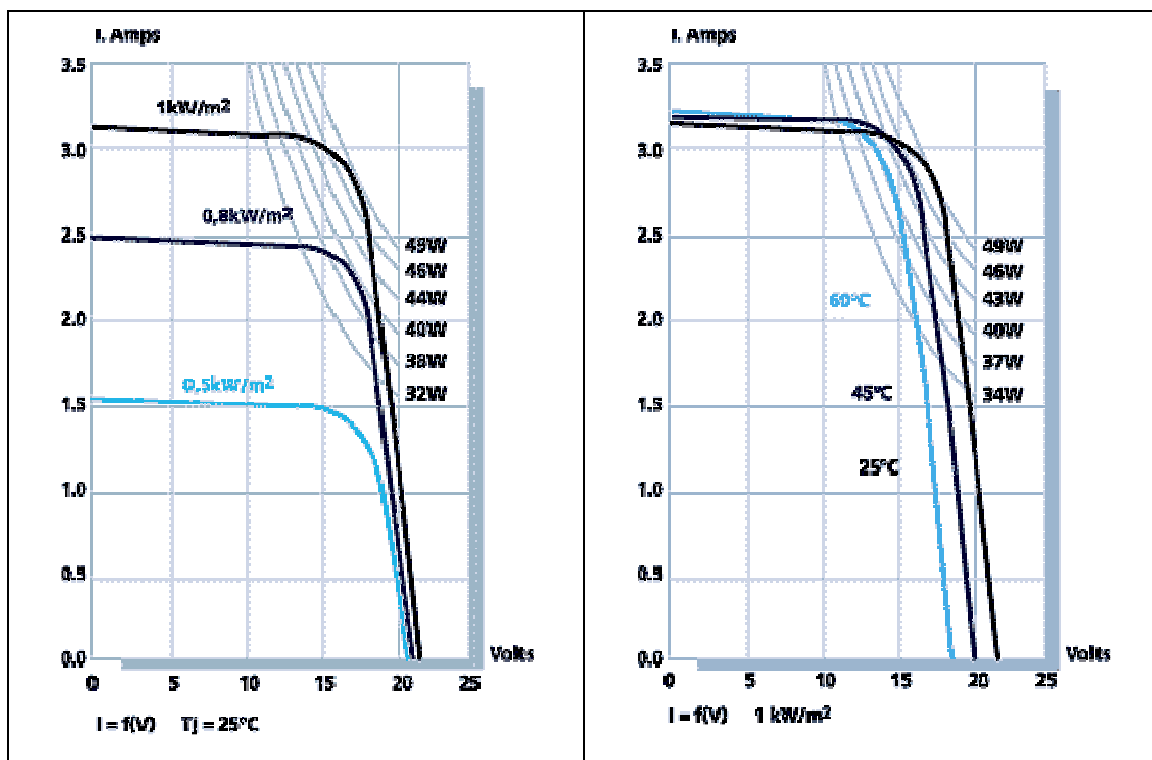


Figura 2.11: Variación de intensidad y tensión con la radiación y la temperatura según potencia nominal. [19]

La intensidad de corriente que genera el panel aumenta con la radiación, permaneciendo el voltaje aproximadamente constante.

El aumento de temperatura en las celdas supone un incremento en la corriente, pero al mismo tiempo una disminución de la tensión. El efecto global es que la potencia del panel disminuye al aumentar la temperatura de trabajo del mismo.

Una radiación de 1.000 W/m^2 es capaz de calentar un panel unos $30 \text{ }^\circ\text{C}$ por encima de la temperatura del aire circundante, lo que reduce la tensión en:

$$2 \text{ mV}/(\text{celda} \cdot \text{grado}) \cdot 36 \text{ celdas} \cdot 30 \text{ grados} = 2.16 \text{ Volt} \quad (2.1)$$

Lo que es equivalente a reducir la potencia en un 15%. Por lo cual es importante colocar los paneles en lugares ventilados.

El comportamiento de una batería se cataloga a una temperatura de 27°C . Las temperaturas más bajas reducen su capacidad significativamente y temperaturas más altas producen un ligero aumento de su capacidad, pero esto puede incrementar la pérdida de agua y disminuir el número de ciclos de vida de la batería [19].

2.3.6 Geotérmica, Biocombustibles, Plantas Solares de Concentración

Plantas geotérmicas funcionan con recursos hidro-térmicos (agua a altas temperaturas o vapor seco), se requieren temperaturas entre 148°C a 372°C . Es común tener que usar tuberías para que suba el agua o el vapor a las turbinas. Hay tres tipos de plantas geotérmicas: Plantas de Vapor Seco, que son plantas donde el calor natural brota a la tierra; Plantas Rápidas de Vapor toman la presión del agua caliente y usan su vapor para mover la turbina; Plantas de ciclo binario, donde el calor del agua calienta otro líquido el cual se evapora y mueve una turbina.

El funcionamiento de una planta de energía geotérmica requiere torres de refrigeración para evitar el sobrecalentamiento de las turbinas y prolongar la vida útil de la instalación. La mayoría de las plantas de energía geotérmica utiliza refrigeración por agua (evaporación). El inconveniente de los sistemas de refrigeración por agua es que requieren un suministro continuo de agua. Los sistemas de aire refrigerado son eficientes en los meses de invierno (menos eficaces en las estaciones más calientes) y en regiones áridas donde los recursos hídricos son limitados.

Para un típico ciclo binario de enfriamiento por aire en plantas geotérmicas, con una fuente a 330°F (165.55°C), la potencia de salida decrece 1% para cada aumento de 1°F (0.55°C) [8].

En cuanto a las plantas solares de concentración, estas usan 800 galones de agua por cada MWh generado, esto es para el sistema de enfriamiento del ciclo de vapor, lo que significa un gran costo ya que generalmente el agua se encuentra lejos de las plantas, es por esto que opciones como enfriamiento en seco o híbrido (seco más agua) suenan como buenas alternativas para independizarse del agua [20].

La mayoría de las tecnologías de concentradores solares (Parabolic Troughs, Linear Fresnel Receivers, Towers, Parabolic Dishes) usan entre 2000 y 3000 lt/MWh [21]

2.4 Efecto de Cambios Climáticos en la Transmisión de Energía

Adaptarse al cambio climático significará realizar esfuerzos para incrementar la capacidad en los sistemas de transmisión y distribución. Estos sistemas deberán ser renovados y ampliados para aumentar la confiabilidad, evitar la congestión y acceder a puntos de generación remotos comúnmente asociados a fuentes de energía renovables. Otro aspecto importante son los eventos climáticos extremos, lo cuales producen un fuerte impacto en las infraestructuras de transmisión. Si estas son insuficientes, existe una clara amenaza a la integridad del sistema. [8]

2.4.1 Líneas

El efecto de aumento de temperaturas en las líneas será un factor importante en las consideraciones de diseño, sobre todo en líneas largas, es un aspecto inseparable de la transmisión y distribución de energía eléctrica, debido al efecto Joule, causado por el flujo de corriente, que produce una disipación de potencia de RI^2 . [22]

El estándar 738 de la IEEE [23] explica el proceso de calentamiento de los conductores. Se produce transmisión de energía calórica debido a la diferencia entre la temperatura del conductor y la de medio ambiente. Para ver las temperaturas del conductor a ciertas condiciones estándar ver Anexo D.

El conductor empieza a radiar calor al ambiente y a producir convección del aire. El equilibrio térmico queda descrito en la expresión (2.2):

$$Q_c + Q_R = Q_S + Q_J \quad (2.2)$$

Donde:

Q_c : Pérdida de calor por convección forzada (viento)

Q_R : Pérdida de calor por radiación

Q_S : Calentamiento por Radiación

Q_J : Calentamiento por efecto Joule

Pérdida de calor por convección forzada (Q_C en W/cm)

$$Q_C = 13.8 \cdot \theta \cdot 10^{-4} \cdot (V \cdot \phi)^{0.448} \quad (2.3)$$

Donde,

θ : Elevación de temperatura, en $^{\circ}C$

ϕ : Diámetro del conductor, en cm

V : Velocidad efectiva del viento, en cm/s

La velocidad efectiva del viento se calcula como:

$$V = V_R \cdot \delta \quad (2.4)$$

V_R : Velocidad real del Viento, en cm/s

δ : Densidad relativa del aire, en $^{\circ}/1$

Para efectos de cálculo es usual considerar que la velocidad real del aire es $0.61m/s$ [22]

Perdida de calor por radiación (Q_R en W/cm)

$$Q_R = E \cdot K \cdot \pi \cdot \phi \cdot (T_2^4 - T_1^4) \quad (2.5)$$

Donde,

E : Factor de emisividad del conductor, 0.5 para conductores de mediano estado de envejecimiento.

K : Constante de Stefan – Boltzmann, $5.7 \cdot 10^{-12} W/cm^2$

T_2 : Temperatura absoluta del conductor, en $^{\circ}K$

T_1 : Temperatura absoluta del aire, en $^{\circ}K$

Calentamiento por radiación solar (Q_S en W/cm)

$$Q_S = \alpha_S \cdot S_i \cdot \phi \quad (2.6)$$

Donde,

α_S : Coeficiente de absorción, que se considera igual al de emisividad, es decir, 0.5.

S_i : Intensidad de la radiación solar, que se considera de $0,1 W/cm^2$

ϕ : Diámetro del conductor, en cm .

La ecuación (2.6) muestra como la radiación solar produce calentamiento del conductor, por ende la radiación solar, así como la temperatura, afectan en el límite térmico de las líneas.

Calentamiento por efecto Joule

Las pérdidas por calentamiento, llamadas también pérdidas por efecto Joule, en una línea, dependen de la resistencia óhmica de los cables, no de su impedancia. [22]

$$Q_J = R(t_2) \cdot I^2 \quad (W/cm) \quad (2.7)$$

Donde,

$R(t_2)$: Resistencia del conductor a temperatura t_2 , en Ω/cm

I : Corriente máxima por el conductor, en A.

La resistencia R para la temperatura t_2 se puede expresar como:

$$R(t_2) = R_0(1 + \alpha(t_2 - 20)) \quad (2.8)$$

La ecuación (2.8) se explica más adelante.

El aumento de la temperatura produce un aumento de la resistencia, luego, para evitar el incremento de pérdidas se reduce la corriente que pasa por las líneas.

El límite térmico se define haciendo consideraciones de la temperatura de operación del conductor, junto con restricciones de flecha máxima y máxima pérdida aceptadas durante el tiempo de vida útil previsto para el conductor.

Resistencia de un conductor

La resistencia de un conductor depende de la longitud del mismo (l), de su sección (S), del tipo de material (ρ resistividad) y de la temperatura. Si consideramos la temperatura constante (20° C), la resistencia viene dada por la expresión (2.9):

$$R = \rho \frac{l}{S} \quad (2.9)$$

Al paso de la corriente, la resistividad se ve incrementada ligeramente al aumentar su temperatura. Experimentalmente se comprueba que para temperaturas no muy elevadas, la resistencia a un determinado valor de temperatura (R_t), viene dada por la expresión:

$$R_t = R_o(1 + \alpha\Delta T) \quad (2.10)$$

$$\rho_t = \rho_{20^\circ C} (1 + \alpha(T - 20^\circ)) \quad (2.11)$$

Donde,

R_o = Resistencia de referencia a $20^\circ C$

α = Coeficiente de Temperatura

ΔT = Diferencia de Temperatura respecto a $20^\circ C$, $(T - 20)^\circ C$

Tabla 2.3: Coeficientes de temperatura (α) a $20^\circ C$.

Material	$\alpha_{20^\circ} [1/^\circ C]$	Material	$\alpha_{20^\circ} [1/^\circ C]$
Aluminio	+0.0039	Mercurio	+0.0009
Carbón	-0.0003	Níquel	+0.004
Cobre	+0.0038	Níquelín	+0.00023
Constantan	-0.00003	Plata	+0.00377
Estaño	+0.0042	Plata Artificial	+0.0007
Grafito	-0.0002	Platino	+0.0039
Latón	+0.0015	Zinc	+0.0037

Capacidad máxima

La ecuación de equilibrio térmico permite calcular la máxima capacidad de la línea a ciertas condiciones de temperatura ambiente, temperatura permitida para el conductor y considerando tipo y diámetro del conductor. Por ejemplo, si se considera una línea de simple circuito 220 KV, Conductor AAAC Flint, con las siguientes variables climáticas:

$$T_{ambiente} = 35^\circ C$$

$$\text{Velocidad del viento} = 0,61 m/s$$

$$\text{Radiación solar} = 0,1 W/mm^2$$

Aceptando que el conductor alcance como máximo $50^\circ C$, la capacidad permitida según altura es:

Tabla 2.4: Capacidad permitida (a 220kV) en los conductores según la altura a la que se encuentra. [22]

Altitud m.s.n.m	Potencia Admisible (MVA)
100	126
500	123
1000	119
1500	116
2000	112
3000	105
4000	98
5000	91

Ampacidad

Se define como la corriente en Amperes que un conductor puede conducir de manera continua bajo condiciones de uso (condiciones del medio circundante a los cables) sin exceder su temperatura nominal. El estudio de ampacidad alude al cálculo de la elevación de la temperatura de los conductores en un sistema de cables en estado estacionario.

Se trata de la capacidad máxima de corriente eléctrica en los conductores. Conforme la corriente aumenta, la temperatura se eleva y los conductores se dilatan, aumentando la flecha¹ y disminuyendo la distancia del centro del vano² al suelo. Esta distancia debe considerar evitar contactos con el suelo u otros elementos, como animales y personas.

El viento en contacto con el conductor produce el efecto de enfriamiento, además de la convección. La radiación solar también influye en la elevación de la temperatura del conductor.

Rigidez dieléctrica

Es el valor límite de la intensidad del campo eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aislante y pasa a ser conductor.

Es la máxima tensión que puede soportar un aislante sin perforarse. A esta tensión se la denomina tensión de ruptura de un dieléctrico. El aire pierde rigidez dieléctrica a mayor altura sobre el nivel del mar.

¹ La distancia entre el punto más bajo de la línea (centro de esta) y al recta que define el vano.

² Vano: Distancia entre dos puntos de “amarre”, en líneas de transmisión sería la distancia entre dos postes.

Efecto corona

El efecto corona es una descarga, en ocasiones luminosa, debida a la ionización del gas que rodea a un conductor, produciendo deterioro del material y pérdidas de energías. Tensión crítica disruptiva, es la tensión a la que el campo en la superficie del conductor excede la rigidez dieléctrica del aire y comienza el efecto corona. [24]

Corrientes de carga, aumentan la temperatura del conductor, aumentando la temperatura del aire que lo rodea. Este aire más caliente aumenta las pérdidas por corona. La humedad relativa del aire, influye en el efecto, una mayor humedad, especialmente en caso de lluvia o niebla, incrementa el efecto corona. A menores valores de densidad relativa del aire, más favorable es la formación de efecto corona. La densidad relativa, a su vez, aumenta con la presión atmosférica y disminuye con la temperatura.

Las variables que Influyen en el Fenómeno Corona son: el gradiente superficial, estado de la superficie del conductor, la densidad relativa del aire y el efecto del agua en el conductor. La lluvia sobre los conductores, aumenta el efecto corona. El agua acumulada es capaz de formar una película en torno al conductor, debido al efecto de la gravedad, en la parte inferior del conductor se acumulan gotas de agua, las cuales pasan a constituir discontinuidades en la superficie del conductor, que originan nuevas fuentes de corona. El agua reduce los niveles de gradiente crítico, provocando de esta forma mayores pérdidas corona y niveles de interferencias superiores. La corrección sobre tales variables se hace a través del coeficiente de superficie “m” [24]. Las pérdidas por efecto Corona se pueden calcular por la expresión (2.12):

$$p = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{D}} \left(\frac{U_{max}}{\sqrt{3}} - \frac{U_d}{\sqrt{3}} \right)^2 10^{-5} \quad (2.12)$$

Donde,

- p : pérdida de potencia por fase, kW/km
- δ : densidad relativa del aire.
- f : frecuencia del sistema, en Hz.
- r : radio del subconductor
- D : distancia entre fases
- U_{max} : Tensión compuesta más elevada en kV.
- U_d : Tensión compuesta crítica disruptiva en kV.

Esta expresión es válida para el caso de un único conductor por fase, y recomendable para conductores “delgados” (menos de una pulgada de diámetro). La tensión disruptiva U_d es

inversamente proporcional a la temperatura, y la disminución de la tensión disruptiva produce un aumento de las pérdidas por efectos corona.

Verificación del límite corona

Es importante para identificar las pérdidas de potencia en mal tiempo. En Chile se usa que el diámetro del conductor límite es aquel que produce un gradiente eléctrico superficial menor que el gradiente disruptivo del aire. A nivel del mar el gradiente disruptivo es de 21.1 KV/cm (fase-tierra).

La expresión más usada para determinar el radio mínimo por efecto corona es la de Peek.

$$U_d = E_o \cdot r \cdot \ln(DMG/r) \quad (2.13)$$

U_d : Voltaje para el cual se inicia Corona, en kV(f – n).

E_o : Gradiente de aparición Corona, en kV/cm.

DMG : Distancia media geométrica de las fases, en cm.

r : Radio del conductor, en cm.

Pero el gradiente de aparición Corona se expresa como:

$$E_o = 21,1 \cdot \delta \cdot m \cdot (1 + 0,3/\sqrt{\delta \cdot r}) \quad (2.14)$$

Donde,

E_o : Gradiente de aparición Corona, en kV/cm rms(f – n)

δ : Densidad relativa del aire, en °/1.

m : Coeficiente de rugosidad del conductor, en °/1.

r : Radio del conductor en cm.

Las condiciones climáticas tienen un efecto considerable en la carga térmica de los conductores aéreos desnudos. El viento proporciona refrigeración, principalmente a través de la pérdida de calor por convección. El grado de enfriamiento depende de la temperatura del aire y el componente de la velocidad del viento perpendicular al conductor.

Los vientos que soplan en paralelo producen una pérdida de calor por convección 60% menor que los vientos que soplan perpendicular al conductor, una velocidad del viento perpendicular de 0.6 m/s produce el enfriamiento por convección igual que el viento de 1.3 m/s con un ángulo de 22.5° . La temperatura máxima admisible del conductor normalmente se selecciona a fin de limitar la pérdida (de potencia y de fuerza de conductor) y para mantener la separación de tierra adecuada.

Efecto de la densidad de aire

La capacidad resistiva de un elemento de aislación disminuye al disminuir la densidad del aire,

$$V_c = V_s \cdot \delta^n \quad (2.15)$$

Donde,

V_c : Voltaje crítico de la aislación para cierto valor de δ , en KV.

V_s : Voltaje crítico de la aislación para condiciones meteorológicas normales $\delta = 1$, en kV

n : Exponente empírico de cada tipo de sollicitación de la aislación, $n \leq 1$

$$\delta = \frac{3.926 \cdot h}{273 + \theta} \quad (2.16)$$

h = presión barométrica en centímetros de columna de mercurio.

θ = temperatura media en grados centígrados

Efecto de la humedad

La humedad es favorable para la aislación en el aire, al aumentar el número de moléculas de agua aumenta la probabilidad de capturar electrones.

$$V_c = \frac{V_s}{H} \quad (2.17)$$

Donde,

H : Factor de corrección de la humedad del aire, publicado en normas ANSI e IEC

V_s : Voltaje crítico de la aislación para condiciones meteorológicas normales $\delta = 1$, en kV

Efecto lluvia

Disminuye la capacidad de resistir de un elemento de aislación, a más lluvia mayor disminución.

$$V_c = V_s \cdot K_{LL} \quad (2.18)$$

Donde,

V_c : Voltaje crítico de aislación bajo lluvia, en k.

V_s : Voltaje crítico de la aislación en seco, kV

K_{LL} : Factor de corrección debido al efecto lluvia, es menor que 1.

Efecto Conjunto

$$V_c = \frac{\delta^n \cdot K_{LL}}{H} V_s \quad (2.19)$$

2.4.2 Equipos

Adaptarse al cambio climático requerirá de mayores inversiones de infraestructura. Un aumento de la temperatura promedio, especialmente en la temperatura de la noche, reducirá el ciclo de enfriamiento de transformadores y otros equipos, esto significará una disminución en el tiempo de vida media de los equipos, mayor mantenimiento y reemplazo temprano de los equipos por equipos de mayor capacidad.

Los eventos climáticos extremos requerirán de sistemas más robustos y mejorados con nuevas estrategias de operación en desastre y recuperación. [8]

2.5 Efecto de Cambios Climáticos en el Consumo de la Energía Eléctrica

El aumento de las temperaturas promedio pronostica un aumento en la demanda eléctrica de sistemas de enfriamiento y una disminución en la de sistemas de calefacción, esto se justifica ya que frecuentemente la energía que se usa para sistemas de enfriamiento es eléctrica y para calefacción son otros energéticos, como parafina, por ejemplo. Debido a lo anterior, se prevé cambios en los *peaks* de demanda estacionales, disminuciones en *peak* de invierno e incremento en *peak* de verano, principalmente debido al sector comercial y residencial.

Los patrones estacionales de demanda se definen por la influencia de la actividad económica y factores climáticos como temperatura y radiación solar, esta última se relaciona con la iluminación [25].

El consumo por refrigeración también sufrirá un incremento debido al aumento de la temperatura ambiente y por ende al mayor esfuerzo que se necesita para enfriar. El aumento de temperatura disminuye la eficiencia de sistemas de refrigeración y por ende se debe hacer más ciclos de vapor para la misma carga de calor.

Franco and Sanstad 2006 [26] encontraron una alta correlación entre la temperatura media diaria y el *peak* de demanda eléctrica en California. Se evaluaron tres periodos: 2005-2034, 2035-2064, y 2070-2099. En el primer periodo se observa un *peak* de la demanda de 1% a 4.8%, en el segundo periodo de 2.2% a 10.9% y el tercero 5.6% a 19.5%, con respecto al periodo base 1961-1990.

Otro consumo que se prevé crecerá en el largo plazo es el gasto energético para bombeo de agua, en los sectores que lo requieran, por ejemplo, agricultura. Esto se debe a cambios en la ubicación de los recursos hídricos por efecto en la variación de precipitaciones y temperaturas.

Otro aporte importante a la curva de demanda será la inclusión de autos eléctricos en forma masiva al parque automotriz.

Aunque las medidas contra el cambio climático en distribución no han sido definidas aún, conceptos como *Energy Efficiency* y *Demand Side Management*, están siendo aplicados en otros países y podría ser una alternativa para Chile, estas iniciativas involucran al consumidor como un miembro activo del sistema eléctrico.

El informe de Balance de energía indica que el consumo chileno se determina por 3 grandes sectores: Transporte; Industrial y Minero; Residencial, Público y Comercial (CPR).

Chile ha experimentado un crecimiento significativo del consumo energético, sin embargo los consumos específicos de cada sector se mantienen bajos en comparación a países primermundistas. El consumo eléctrico por habitante durante los años 2000-2003 en Europa es el doble que en Chile y el de Norteamérica es 4.7 veces mayor. Con respecto a Sudamérica el consumo en Chile es 2.3 veces mayor, esto indica que aún falta aumentar el consumo eléctrico por habitante, aumento que es consecuente al crecimiento del PIB per cápita [27].

2.5.1 Proyección de Consumo de electricidad

En cuanto a la demanda eléctrica mundial, el aumento total estimado en el periodo de análisis (2004-2030) es del orden del 85%, pasando desde un consumo anual de 16.4 millones de *GWh* en el año 2004, a un consumo de 30.3 millones de *GWh* en el año 2030, siendo el carbón y el gas natural los principales combustibles que sustentarán la generación eléctrica [28].

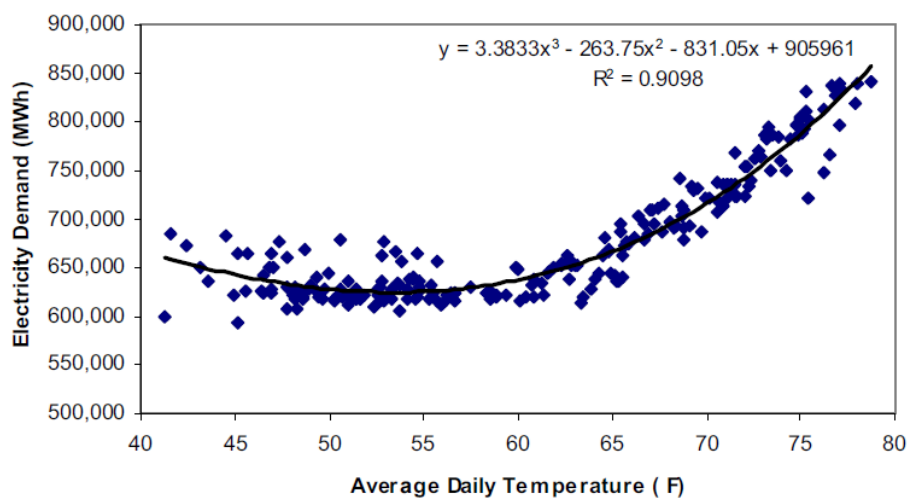


Figura 2.12: Demanda energética versus temperatura para California, (Fuente: Franco and Sanstad, 2006).

El estudio hecho para California muestra la clara tendencia de aumento de demanda ante incrementos de temperatura. Esta tendencia se prevé que ocurrirá globalmente.

En la ecuación (2.20) se observa la relación de la curva de carga con parámetros climáticos y valores de ajuste.

$$Carga_t = f(T^o_t) + g(P^o_t) + \sum_{i=1}^{56} \omega_i + \sum_{j=1}^5 \delta_j + \sum_{x=1}^{24} \zeta_x + \sum_{y=1}^{56} \psi_y + \eta_t \quad (2.20)$$

Donde:

T_t = Temperatura promedio por hora

P_t = Precipitación promedio por hora

ω_i = Ajuste de los efectos semanales

δ_j = Ajuste de los efectos diarios

ζ_x = Ajuste de los efectos horarios

ψ_y = Ajuste de efectos anuales

η_t = Término del error

En el estudio de Impacto de Cambio Climático en la Demanda para Tailandia [29], se muestra los efectos de la temperatura en el perfil de demanda diario y en el *peak* de demanda a largo plazo. La Figura 2.13 muestra 3 curvas de demanda para una temperatura base, para la misma temperatura con un incremento de 2°C y para la misma temperatura con un incremento de 4°C.

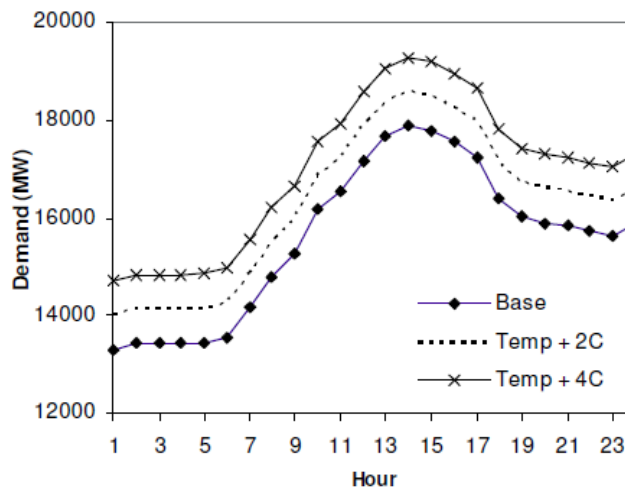


Figura 2.13: Demanda frente aumentos de temperatura. [29]

2.5.2 Demanda por Aire Acondicionado

Se prevé un aumento de consumo de aire acondicionado en el sector residencial y comercial, esto significaría un incremento en el consumo de energía eléctrica y disminución del consumo de otros energéticos usados para el mismo fin.

En la investigación Cian et Al (2007) [12] se estima que debido a las alzas de temperatura, los países de mayores temperaturas promedio tendrán una elasticidad de demanda de energía eléctrica respecto a las temperatura de verano de un 1.17, mientras que en regiones más frías será de -0.21. Esto significa que un aumento en un 1% en las temperaturas de verano, significará un aumento en la demanda en un 1.17% en países más “calurosos” y una disminución de la demanda en un 0.21% en países más fríos; en el mismo sentido en invierno la elasticidad varía en un 0.1 y -0.07 en países “calurosos” y “fríos” respectivamente. Otro estudio, “Eskeland and Mideksa” (2009) [12], indica que un aumento de 1°C cambiará la demanda por calefacción en 2 kWh per cápita por año, mientras que un aumento de 1°C significa un incremento en la demanda por sistemas de enfriamiento de 8 kWh per cápita por año.

El informe IPCC (2007) [30] indica que en Australia y Nueva Zelanda un aumento en un 1°C en la temperatura de invierno significará una disminución en un 3% de la demanda de electricidad.

El estudio de Linder et al. (1987) [8] muestra que aumentos de 1.0°C–1.4°C en la temperatura anual (1.8°F–2.5°F) para el 2010 se traducen en un incremento de 9% a 19% en la demanda de USA. Para el 2055 se estima un aumento de la temperatura 3.7°C (6.7°F) y de la demanda de 14% y 23% [26]. Los porcentajes son relativos al periodo base.

Rosenthal et al. 1995 [8] encontró que el consumo eléctrico por aire acondicionado en el sector residencial crece un 20% por 1°C de aumento de temperatura, mientras que en el sector comercial solo crece un 15%. En el estudio Scott et al. 2005 [8] el rango es de 12% a 20% en el sector residencial y 9.4% a 15% por 1°C en el sector comercial. Belzer et al., 1996 [8] concluyeron que a un aumento en la temperatura de 3.9°C, la demanda de energía para enfriar los espacios aumentaría en un 53.9% o equivalentemente entre un 9.0% y 13.8% por 1°C. Huang, 2006 [8] definió que para el 2020 el consumo por aire acondicionado en USA se incrementaría en un +10% por 1°C.

En general los modelos indican un aumento entre 10% y un 15% en energía eléctrica por un incremento de 1°C.

Otro factor climático que puede afectar el consumo es la humedad atmosférica, una elevada humedad atmosférica tiene efectos negativos en la eficiencia de sistemas de enfriamiento, el consumo eléctrico aumenta por el mayor esfuerzo requerido en el proceso de condensación de agua, Scott et al., (1994) [8].

La energía demandada para un uso específico se puede describir por tres factores según el estudio (Schipper and Meyers, 1992) [31]:

$$E = A \cdot S \cdot I \quad (2.21)$$

Donde:

A: Actividad, factor de demanda energetica para un servicio en particular

S: Estructura, elementos que determinan la demanda energetica

I: Intensidad Energetica, cantidad de energía usada por unidad de actividad

Para demanda de aire acondicionado en el hogar se puede escribir:

$$E = Población \cdot Estructura \cdot Parámetro Climático \cdot Intensidad/Eficiencia \quad (2.22)$$

Para el parámetro climático se usa es *heating-cooling degree days*¹, otro parámetro importante es el espacio, correspondiente a un parámetro estructural. El parámetro de intensidad corresponde a la cantidad de consumo de aire acondicionado por área.

En el sector residencial la dependencia energética de la temperatura se debe a calefacción y aire acondicionado.

Para el cálculo de *degree days* se usan las expresiones (2.23) y (2.24):

¹ Un *degree day* es una medida de la diferencia de la temperatura media desde un nivel de confort humano de 18 ° C (65 ° F). El concepto de *degree day* se utiliza principalmente para evaluar la demanda de energía para la calefacción y refrigeración, *cooling* son los días en que se necesita enfriamiento y *heating* cuando se necesita calefacción.

$$\text{Si } T < 18^{\circ}\text{C}, \quad \text{HDD} = (18 - T)d \quad (2.23)$$

$$\text{Si } T > 18^{\circ}\text{C}, \quad \text{CDD} = (T - 18)d \quad (2.24)$$

Los *degree days* y el PIB per cápita se relaciona al uso del aire acondicionado. La Figura 2.14 muestra una relación exponencial entre el máximo de saturación y CDD, Sailor and Pavlova (2003). La curva de disponibilidad versus ingreso per cápita se obtiene usando datos de varios países (McNeil and Letschert, 2007), el PIB se calcula como poder de paridad de compra (purchasing power parity (PPP)), per cápita ajustados a dólares de USA (1995)

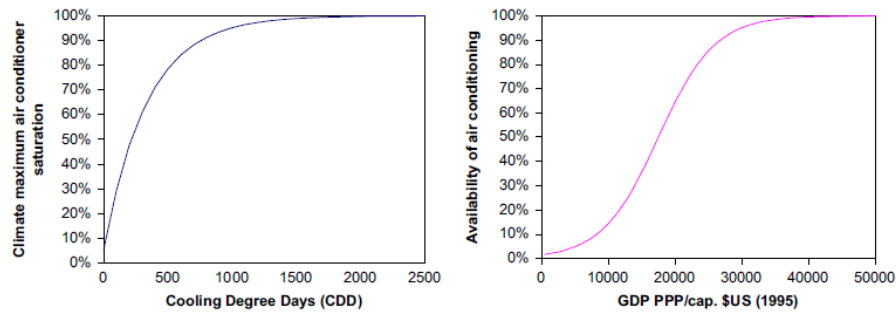


Fig. 2. Climate maximum air conditioner saturation as a function of CDDs (left); availability (% of maximum saturation) as a function of income (right).

Figura 2.14: Saturación de la curva de demanda por aire acondicionado como función de CDD y disponibilidad de aire acondicionado como función de PIB per cápita. [31]

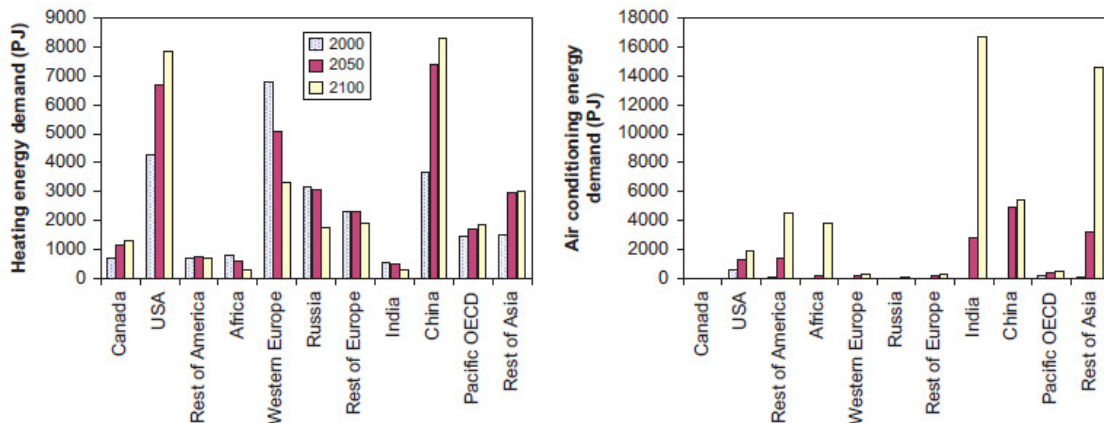


Figura 2.15: Demanda residencial modelada para calefacción y aire acondicionado en los años 2000, 2050 y 2100 para diferentes regiones del mundo. [31]

La Figura 2.15 muestra el consumo energético para aire acondicionado y calefacción en diferentes regiones del mundo, se observa que en algunas regiones como Europa, Rusia,

África, India y América Latina el consumo por calefacción disminuye, sin embargo, para regiones como USA y China se espera un aumento en el consumo de calefacción según el estudio [31]. En cuanto a la demanda energética por aire acondicionado se observa un aumento en todas las regiones, excepto en Canadá y Rusia, dado que el clima en estas regiones es frío, por lo que, un aumento en la temperatura haría al clima más cálido y no caluroso como en otras regiones.

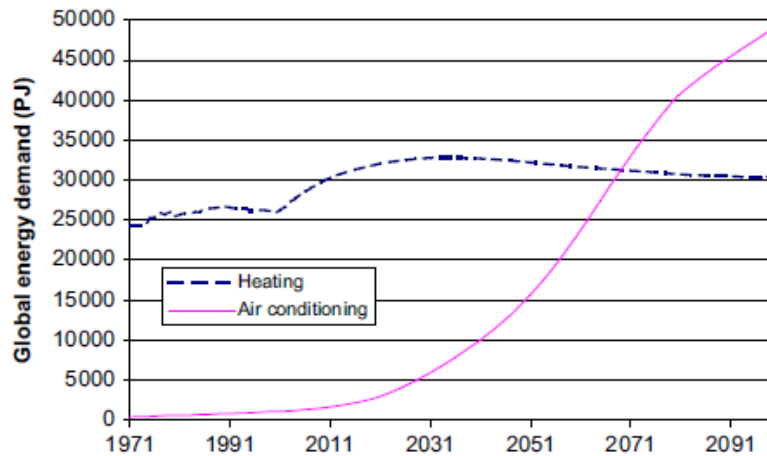


Figura 2.16: Modelo de tendencia global de energía demandada por calefacción y aire acondicionado. [31]

En la Figura 2.16 se muestra el resultado global de la tendencia de las regiones, se observa que la demanda eléctrica por aire acondicionado crece rápidamente, mientras que la de calefacción va disminuyendo.

A nivel mundial, la tasa de crecimiento estará en su apogeo entre 2020 y 2030, con un 7% anual en promedio, y se reduce a un 1% anual a fines del siglo. Como resultado de este rápido crecimiento de la demanda de energía de enfriamiento es más de 40 veces mayor en 2100 que en 2000. Si se supone un clima constante, el aumento en el enfriamiento de energía entre 2000 y 2100 es un factor de menos de 30.

Otra razón del aumento de demanda por aire acondicionado, aparte del incremento de la temperatura, es el crecimiento de los ingresos en las regiones con una posible alta demanda futura de sistemas de enfriamiento: PIB global per cápita es 6.3 veces mayor en el 2100 que en el 2000. El crecimiento de los ingresos se ve agravado por un crecimiento del 50% de la población, y una disminución en el orden del 50% en el tamaño de los hogares en las regiones en desarrollo.

En [31] se realiza un análisis de sensibilidad para entender el comportamiento que sigue la demanda ante diferentes escenarios. Se muestra que la demanda por calefacción se ve fuertemente afectada según el incremento o disminución de la población. En cuanto a la demanda por aire acondicionado los mayores cambios se deben a la cantidad de población y al PIB.

Métodos de Estimación de Demanda de Aire Acondicionado

Para analizar los efectos del cambio climático en la demanda energética por aire acondicionado se consideran factores como la temperatura y efectos socioeconómicos dinámicos como TDP (patrón de dependencia de la temperatura).

Las demandas por calefacción y aire acondicionado en espacios interiores están condicionados al nivel de confort humano, en el estudio de modelación de demanda por aire acondicionado [31] se muestra la siguiente relación:

$$ED = d \cdot ED_{TB} + \alpha \cdot HDD + \beta \cdot CDD \quad (2.25)$$

Donde:

ED: Energía total demandada en un periodo dado

ED_{T_b}: Energía demandada base, diaria ($T = T_b$)

d: Número de días en un periodo dado

HDD: Heating Degree Days, Días donde la demanda es por calefacción

CDD: Cooling Degree Days, Días donde la demanda es por aire acondicionado

α: Dependencia regional de la ED en un stress frío

β: Dependencia regional de la ED en un stress de calor

De (2.25) se puede obtener los patrones de dependencia de la temperatura. Las ecuaciones (2.26) y (2.27) muestran la demanda por Calefacción y la demanda por enfriamiento.

$$HD = \alpha(T_b - T) \text{ para } (T < T_b) \quad (2.26)$$

$$CD = \beta(T - T_b) \text{ para } (T > T_b) \quad (2.27)$$

Se considera $T_b = 18^\circ\text{C}$ (65°F).

T : Temperatura promedio

T_b : Temperatura umbral entre demanda de calefacción y enfriamiento

Los parámetros α y β se derivan de una regresión de datos, se pueden ajustar para incorporar parámetros socio económico dinámico, pero no se conoce la influencia con exactitud.

Muchos estudios no consideran cambios estructurales, estos suponen que el TDP regional observado es estático. Otros estudios si incluyen cambios estructurales para predicción de demanda. Por ejemplo, en el estudio de saturación del mercado de aire acondicionado de Sailor y Pavlova [32] se estima la demanda por espacios “acondicionados” basándose en una futura penetración de aplicaciones sociales de aire acondicionado. Isaac and Van Vuuren [31] modelan dinámicamente los parámetros α y β , cruciales para incluir la dinámica de desarrollos estructurales. Usa el concepto de *Degree Days*. La correlación observada entre *Degree days* y demanda energética se debe a procesos requeridos de calefacción y enfriamiento. Cabe mencionar que en días fríos se demanda más iluminación porque están asociados a días más oscuros. Cambiar parámetros del modelo como las dependencias de temperatura α y β y los límites usados T_{bH} y T_{bC} , puede ser útil para simular diferentes sistemas socio económicos. Lo que hace el estudio [33] es considerar diferentes patrones de demanda relacionados con temperatura para proporcionar una visión de los efectos de diversas dinámicas socio-económica. Se evalúa diferentes escenarios considerando 4 TDP que resultan de variar diferentes parámetros del modelo. El porcentaje de cambio se calcula comparando con el “clima actual” y “clima actual +2°C”.

Los parámetros de modelos deben ser escogidos de forma tal que la demanda total por aire acondicionado y calefacción sean una parte realista de la demanda total. Un valor 1 u/°C para α significa que a cada 1°C bajo T_{bH} , se tiene un aumento de demanda por calefacción de un 1% de la demanda diaria de energía. Un valor 1 u/°C para β significa que a cada 1°C sobre T_{bH} , se tiene un aumento de demanda por aire acondicionado de 1% de la demanda diaria de energía. El valor de γ puede ser positivo o negativo, implicando que cada un grado de cambio en la temperatura resulta en un aumento o un decremento de la dependencia continua de la demanda con la temperatura.

2.5.3 Vehículos Eléctricos

Es importante considerar a los vehículos eléctricos en el análisis ya que serán un consumo importante en el sistema eléctrico futuro, probablemente su inclusión sea incentivada para mitigar la emisión de GEI. Se entiende por vehículo eléctrico (VE o EV por sus siglas en inglés) un medio de movilización, de una o más personas, que hace uso de al menos un motor con el propósito de tracción. Se destacan 2 clasificaciones:

Tabla 2.5: Clasificación de vehículos eléctricos.

Clasificación	Sub clasificación	Ejemplos
General	BEV (puramente eléctricos), Baterías	
	PHEV o plug-in híbridos (motor de combustión + motor eléctrico)	
Conexión eléctrica	Aislados del terreno	Vehículo híbrido o bien uno solar
	Conectados al terreno	Metro, o trenes colgantes

De acuerdo al estudio de integración de vehículos eléctricos del Centro de Energías de la Universidad de Chile [34], se pronostica que el uso masivo de EV se iniciará recién el año 2012, por otro lado los PHEV se están comercializando hace unos años con baterías de Ni-ion, pero se están reconvirtiendo todos a Li-ion.

Se prevé que la industria de los EV evolucionará rápidamente de los vehículos tipo PHEV (Plug-In Electric Vehicles) hacia los BEV (Battery Electric Vehicles). La rapidez de esta evolución está asociada a tres factores claves: Costo del kWh de batería de Ion Litio, Precio del barril de petróleo, autonomía y potencia del los BEV en comparación con los actuales vehículos.

Los cargadores lentos serán parte de los consumos finales a través de un incremento de los consumos de los usuarios residenciales, propietarios de EV podrían cargar fácilmente desde sus casas. Penetraciones de un 10% de este tipo de autos no deberían representar mayores requerimientos de esquemas de distribución. Sin embargo, conforme crece el nivel de penetración las redes de distribución diseñadas se verán sometidas a nuevos niveles de exigencia. Un diseño de redes de distribución que no contemple la introducción de VE, puede llevar a problemas seguridad y suficiencia. De lo anterior se desprende la necesidad de incorporar la inserción de VE en el proceso de planificación y operación de las redes de

distribución considerando la inclusión de redes de distribución independientes para sistemas de carga rápida de VE, otro punto importante es que los vehículos híbridos harán que la energía pueda ir desde la distribución a otros puntos, este tipo de distribución *Smart* traerá consigo cambios en la planificación y operación del sistema.

El estudio [34] realizado por la Universidad de Chile diagnostica las necesidades de las redes de distribución para la inserción de VE se focaliza principalmente en Santiago, debido a que probablemente será el lugar donde penetren inicialmente estos vehículos debido a su gran participación en el mercado chileno (53%). Similar al modelo de EEUU., por lo cual se usa modelos de comportamiento de las ciudades norteamericanas para hacer estimaciones.

Para niveles de penetración de un 15% de VE (reemplazo de vehículos convencionales) ya se aprecian sobrecargas no admisibles en los transformadores de media a baja tensión desde el punto de vista del criterio de seguridad N-1. Asimismo, para niveles de penetración de un 50% la sobrecarga supera el 100% de la capacidad de transformación, provocando problemas de suministro. [34]

El poder adquisitivo de Chile es de nivel de crecimiento medio, de alta competencia con facilidades financieras maduras, por lo anterior es que llegan nuevos modelos de auto rápidamente en relación a otros países en vías de desarrollo.

La ciudad de Santiago posee más de 1.2 millones de vehículos, de los cuales aproximadamente 1 millón son automóviles y camionetas de uso particular. Ello representa más del 50% del total de vehículos del país. Sin embargo, la principal diferencia de la ciudad de Santiago con respecto a otras ciudades similares, es su alta tasa de contaminación, por lo cual, existe un incentivo adicional a la introducción de EV.

El escenario que presenta el estudio de Boston Consulting Group (BCG) determina que probablemente la penetración de los BEV será del 2-3% el año 2020.

Entonces, es posible predecir que en unos 5 años más ya exista un mercado base de EV que requieran carga rápida.

Tabla 2.6: Evolución de la demanda global de automóviles eléctricos. Fuente: Electric Vehicles Batteries LI-Ion for HEV market analysis and forecast.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Vehículos Eléctricos	725.713	1.008.921	1.334.160	1.625.429	1.863.473	2.139.996
Total Vehículos Livianos	64.965.689	72.674.211	78.393.948	82.796.681	85.766.260	88.722.288
Porcentaje de Vehículos Eléctricos (%)	1.12	1.39	1.70	1.96	2.17	2.41

Chile representa aproximadamente un 5% del mercado Latinoamericano, lo cual equivaldría según esas cifras a un 0.055% del mercado mundial, o sea unos 300-500 vehículos el año 2012 y 1.000 vehículos al año 2015. Estas cifras podrían cambiar si se considera un plan de marketing agresivo ya que una sola empresa podría implicar el 20% del mercado objetivo al año 2015. Es por ello que, en países de poca demanda individual, penetrar con estrategias de grandes clientes puede tener un impacto significativo en el éxito del negocio. Las flotas privadas de EV requerirán cargadores rápidos para su uso exclusivo. En cuanto a las proporciones de ventas de autos hacia el 2020, se definen tres escenarios para analizar la composición del parque vehicular mundial al 2020 [34]. En la Tabla 2.7 se muestra el análisis hecho por la BCG sobre la penetración de autos eléctricos para Estados Unidos.

Tabla 2.7: Porcentaje de USA de ventas de autos para el 2020 según escenarios. Fuente: [34]

Escenario	Precio Barril de Petróleo (USD)	Calentamiento Global	Interés político conversión de autos ICE	Participación
1	60	Mínimo	Bajo	BEV, 1% PHEV, 18% Diesel, 7% ICE, 74%
2	150	Urgente	Subsidios y Beneficios	CNG, 1% BEV, 2% PHEV, 29% Diesel, 6% ICE, 62%
3	Más de 300	Grave y Urgente	Subsidios y Beneficios	CNG, 1% BEV, 5% PHEV, 37% Diesel, 5% ICE, 52%

El ingreso de autos eléctricos al sistema interconectado traerá consigo la inclusión de sistemas de carga en la red de distribución, sin embargo un gran porcentaje de personas cargará el auto en sus casas (consumos residenciales), lo cual producirá un cambio en la curva de carga eléctrica. Como el uso que se da al auto eléctrico en general es para ir al trabajo, se espera que las baterías se carguen antes o después de este, así la curva muestra el patrón de la Figura 2.17.

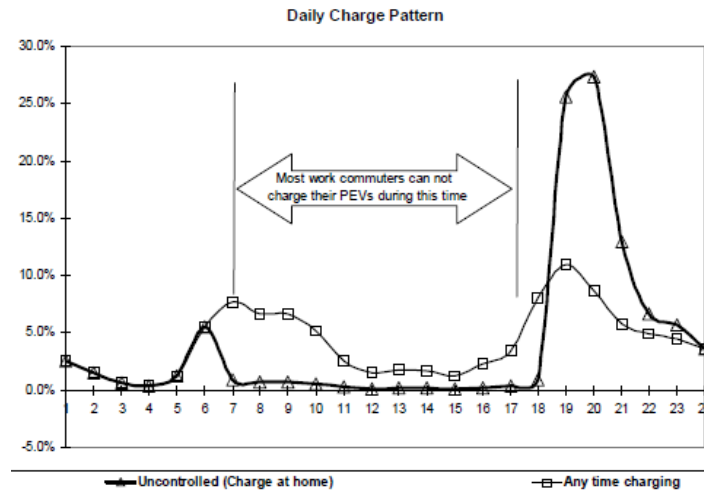


Figura 2.17: Patrón de la curva de carga eléctrica diaria. [35]

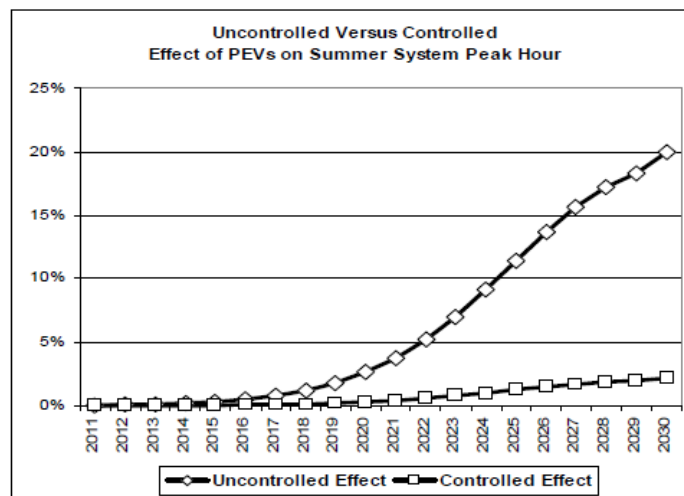


Figura 2.18: Carga controlada y no controlada, porcentaje de *peak* en verano. [35]

El gráfico de la Figura 2.18 muestra el aumento esperado del *peak* de demanda entre los años 2011 y 2030 para el caso con y sin control de demanda. En la curva sin control no se toman medidas para controlar los procesos de carga, los procesos de control se pueden realizar con equipos de control de demanda o con precios diferenciados.

Métodos de Estimación Uso del Auto Eléctrico

Una forma de estimar el uso del auto eléctrico es considerar posibles porcentajes de penetración de este tipo de vehículos, definir la intensidad energética (kWh/100 km) y la cantidad de kilómetros que se recorre en promedio. En algunos estudios se considera que el auto eléctrico rinde 6 [km/kWh] y el bencinero es 15 [km/lt] [34], además, basándose en las garantías de fabricantes de automóviles y la normativa de revisión técnica, se estima que un automóvil en promedio recorre entre 15000 y 20000 km al año.

En cuanto al parque automovilístico, el 2003 había 759 automóviles por cada 1.000 personas en EE.UU y 472 por cada 1.000 habitantes de la Unión Europea. Según el INE la tasa de vehículos en Chile al año 2009 fue de 1 auto por cada 5 habitantes (Parque Vehicular en Circulación 2009) equivalente a 200 vehículos cada 1000 habitantes, se estima que a futuro se alcanzarán niveles de países de mayor desarrollo económico, 700 vehículos cada mil habitantes.

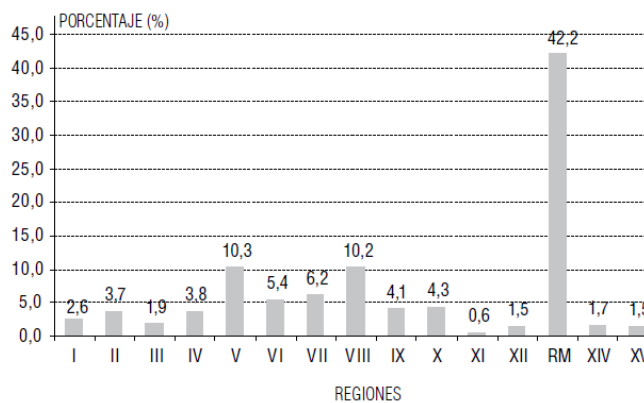


Figura 2.19: Vehículos en Circulación por región, año 2009. [36]

Según el INE aproximadamente el 86.5% de los autos están en las regiones donde se encuentra el SIC.

Si se estima que la tasa de 700 autos/1000 habitantes se alcanza a mediados de siglo (periodo en el cual se estima alcanzar PIB de países que actualmente cuentan con estos parques vehiculares), se puede obtener proyecciones para el parque automotriz en las regiones del SIC para el siglo XXI, de estas cifras se proponen porcentajes correspondientes al uso de autos eléctricos. Según PROGEA en el estudio [27] de estimación de demanda se proyecta que el

uso del auto eléctrico a mediados de siglo será de un 0.071% y que se mantendrá este porcentaje a fin de siglo.

Se propone como trabajo futuro la posibilidad de estimar el uso de autos eléctricos usando modelos de Bass, sin embargo para esta memoria no se usará este método debido a que la alta demanda de tiempo que requeriría hacer este análisis no permitiría desarrollar en mayor profundidad los objetivos principales de la memoria.

En el área de marketing es muy usado el modelo de “Bass o de Difusión” para analizar la potencial demanda de nuevos productos. Bass clasifica al comprador en 5 categorías: Innovador, Adoptante temprano, Mayoría temprana, Mayoría tardía, Rezagado, divide a los consumidores bajo el criterio de el momento en el que deciden comprar el producto. Bass desarrolla un modelo matemático que le permite estimar número de consumidores que adoptarán un nuevo producto, entre los cuales se encuentran los innovadores, que se arriesgan y los imitadores, que sólo consumen cuando han visto a otros haciéndolo. La formulación matemática es la siguiente [37].

$$S(t) = \left[p + \left(\frac{q}{m} \right) N(t - 1) \right] [m - N(t - 1)] \quad (2.28)$$

$N(t)$ = Número de consumidores que adoptaron el producto en el momento t

$S(t)$ = Número de nuevos consumidores que adoptaron el producto en el periodo t .

Equivalente a: $S(t) = N(t) - N(t - 1)$

m = Número máximo de consumidores

p = Coeficiente de innovación.

q = Coeficientes de imitación

Se podría usar como número inicial de vehículos del modelo de BAS, la estimación de los autos PEV que llegarán a Chile de acuerdo al estudio [34]. La tasa de innovación tiene que hacer coincidir con una de algún producto parecido, sin embargo las intervenciones gubernamentales podrían hacer crecer esta tasa. Además se debe identificar al segmento de compradores, esto se puede lograr con varios métodos, como por ejemplo, análisis conjunto¹.

¹ El objetivo del análisis conjunto es determinar qué combinación de un número limitado de atributos es el más preferido por los encuestados.

2.6 Proyecciones

En esta sección se muestran las proyecciones de ciertas variables que serán útiles para la estimación de demanda y análisis del sistema de transmisión, entre estas se encuentra el crecimiento de la población, del PIB y el pronóstico estimado de generación hidroeléctrica. Además se incluyen antecedentes sobre la proyección de hidrocarburos y de las emisiones en la industria energética, estas variables no son usadas en los resultados de la presente memoria, sin embargo, son útiles ya que en Chile el 51% de la capacidad instalada es dependiente de hidrocarburos, por lo que, resulta interesante analizar el comportamiento de los combustibles fósiles a futuro. Finalmente se realiza la proyección de las emisiones generadas por el país, ya que el tema de mitigación de gases efecto invernadero (GEI) es un punto central en las políticas relacionadas al cambio climático.

2.6.1 Proyección del crecimiento de la población

Desde 1813, año del primer recuento poblacional de Chile, el número de personas ha aumentado de aproximadamente 823.685 habitantes a 3.327.025 en 1910 y a 17.094.275 millones en 2010. A continuación se presenta un resumen de las estimaciones futuras [38] , para mayor detalle. ver Anexo C.

Tabla 2.8: Población total en Chile estimada para los años 2020, 2030, 2040 y 2050. Fuente: CHILE: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País 1950-2050 INE [38]

Año	Población Total
2020	18.549.095
2030	19.587.121
2040	20.110.322
2050	20.204.779

La población del país en el año 2007 era de 16.598.074 habitantes, de los cuales un 40% vivía en la Región Metropolitana. Considerando las proyecciones basadas en estudios del Instituto Nacional de Estadísticas (INE) y la CEPAL, se estima que para el 2050 la población sea de un poco más de 20 millones de personas y que después empiece a decaer hasta llegar a aproximadamente 17 millones a finales de siglo [39].

Tabla 2.9: Población total en Chile estimada para fin de siglo.
Fuente: Elaboración propia con datos de [39]

Año	Población Total
2060	19,884,934.29
2070	19,315,839.40
2080	18,603,091.53
2090	17,799,638.02
2100	17,098,949.63

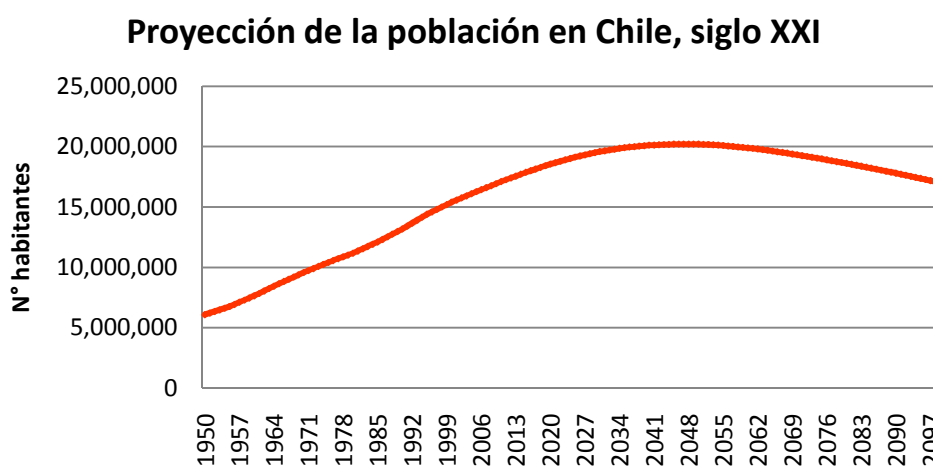


Figura 2.20: Proyección de la población en Chile para siglo XXI. Fuente: Elaboración propia con datos de proyecciones del INE y la CEPAL. [39]

2.6.2 Proyección del PIB

El estudio realizado para la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la CONAMA, por POCH (2009) [39] hace una proyección del PIB hasta finales del siglo XXI.

Tabla 2.10: Tasas pronosticadas del crecimiento de PIB.
Fuente: CNE, CONAMA, desarrollado por POCH (2009) [39]

Años	Tasa
2008	-
2009	-1.5%
2010	crecimiento esperado del 3%
2011 a 2015	crecimiento del 5% anual
2016 a 2030	crecimiento del 4% anual
2040	2%
2050	1.5%
2050-2100	1.2%

Para periodos posteriores a 2030, existe una alta incertidumbre, el estudio [39] proyecta el PIB en base a las tasas de crecimiento de países que hayan tenido un PIB per cápita similar al de Chile, los países elegidos deben tener un mismo nivel de ingreso per cápita. La Figura 2.21 muestra el resultado de la proyección¹:

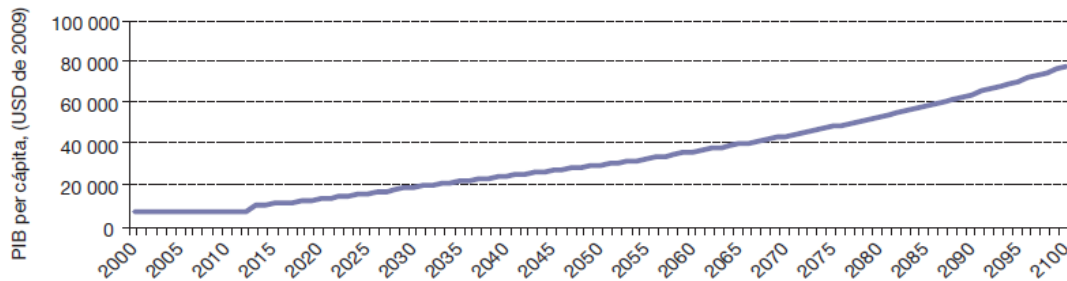


Figura 2.21: Proyección de crecimiento del PIB per cápita en Chile, 2000-2100.
Fuente: CNE, CONAMA, desarrollado por POCH (2009) [39]

En el estudio de proyección de demanda a largo plazo [27] se observa otra proyección del PIB. El estudio proyecta que para el 2030 Chile tenga un PIB per cápita en torno a los 17000 dólares, con dólares del 2008, esto se muestra en la Figura 2.22 y Figura 2.23:

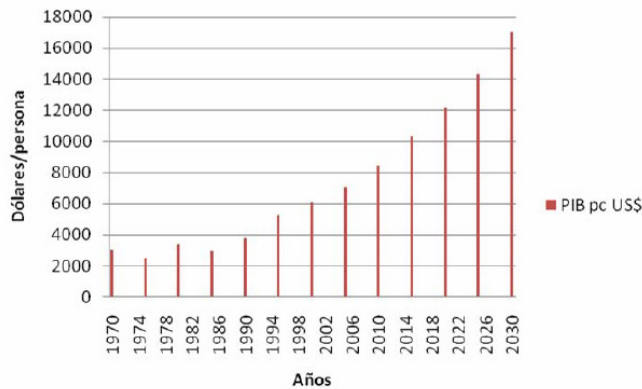


Figura 2.22: Proyección de PIB per cápita en USD (2008). [27]

¹ Proyección no oficial (Ministerio de Hacienda no publica proyecciones del PIB con estos horizontes de tiempo).

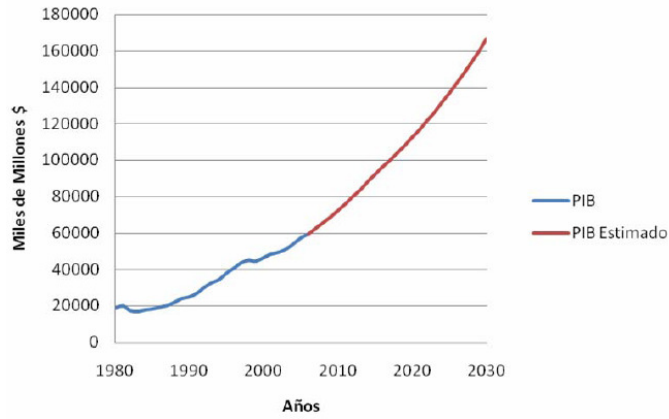


Figura 2.23: Proyección del PIB. [27]

En la Figura 2.24 se muestra el típico comportamiento del consumo eléctrico en función del PIB. El consumo eléctrico tiene una fuerte dependencia del PIB, se observa la correlación lineal, sin embargo, estudiando el comportamiento de otros países, a cierto nivel de PIB per cápita el consumo eléctrico ya no sigue aumentando linealmente, sino que, alcanza un punto de saturación. [27].

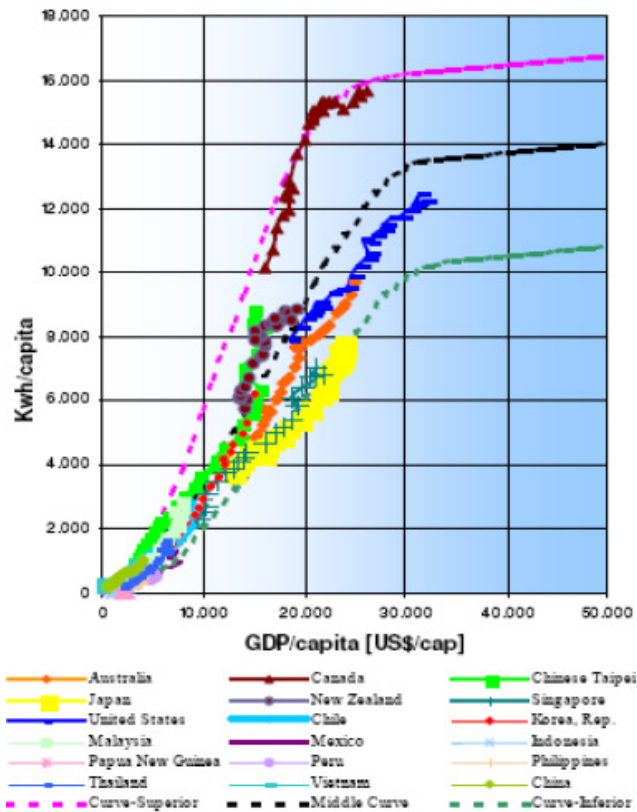


Figura 2.24: Saturación del Consumo Eléctrico en función del PIB per cápita. Fuente: IAE World Bank.

Seguindo las proyecciones de los estudios [39] y [27] y las proyecciones del Banco Central en Chile y el FMI (Fondo Monetario Internacional) se desarrollo la proyección del PIB hasta fin de siglo, la Figura 2.25 muestra el resultado de la proyección y la Tabla 2.11 muestra las tasas consideradas.

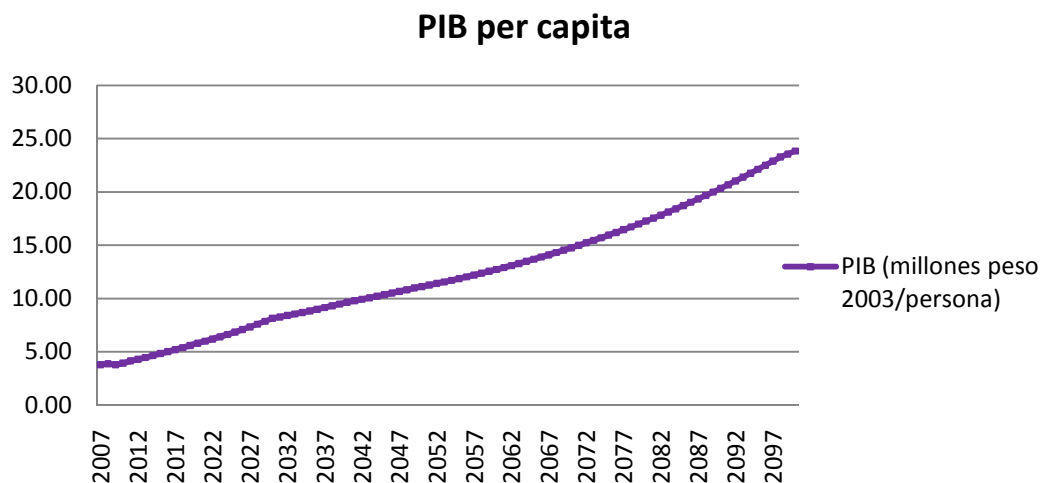


Figura 2.25: Curva de PIB per cápita para siglo XXI, en millones del pesos del 2003. Fuente: Elaboración propia con datos de [39] [27].

Tabla 2.11: Tasas de crecimiento del PIB.

Años	Tasa (anual)
2008	3.7%
2009	-1.5%
2010	3.0%
2011 a 2015	5.0%
2016 a 2030	4.0%
2040	2.0%
2050	1.5%
2050-2100	1.2%

2.6.3 Proyección de Potencial Hidroeléctrico

La energía hidroeléctrica representa aproximadamente el 47.41% de la generación de electricidad en el SIC [39]. Este tipo de generación es fuertemente dependiente de condiciones climáticas, en periodos de sequías se reduce fuertemente la generación hidroeléctrica.

Del análisis de impacto hidroeléctrico para el estudio sobre la economía de Chile en un contexto de cambio climático se obtuvo los pronósticos de de generación hidroeléctrica para dos sistemas hidroeléctricos, en particular, y para la generación hidroeléctrica total del SIC. Los sistemas son los del río Maule y el Laja, debido a su gran relevancia al aporte a la generación hidroeléctrica del país, estos dos sistemas representan más del 40% de la potencia hidroeléctrica total instalada en el SIC.

Tabla 2.12: Especificaciones para recursos hídricos. Fuente: Elaboración propia con datos de ref [40]

Recurso Hídrico	Límites de operación (cotas, m.s.n.m)	Volumen de Regulación (millones de m^3)	Energía Equivalente al Vol de Reg GWh
Lago Laja	1308.5 - 1368.0	5071	6820
Laguna Maule	2152.1 -2180	1416	-
Embalse Rapel	97 -105	435	73
Embalse Colbún	397-436	1.116	552
Laguna Invernada	1280- 1319	179	380
Embalse Melado	639.5- 648.	33	16
Lago Chapo	220- 243	850	473
Embalse Ralco	692 -725	800	316

La Tabla 2.12 muestra las especificaciones para diversos recursos hídricos de Chile, definida según datos históricos, los datos consideran que existen restricciones en el uso de los recursos hídricos conforme al convenio entre ENDESA y la DGA [40].

Los resultados del estudio muestran las proyecciones de generación hidroeléctrica futura a partir de las variables hidrológicas obtenidas de los modelos WEAP construidos en el estudio de vulnerabilidad hidrológica, tomando como variables de entrada las series meteorológicas del modelo HadCM3 corregido.

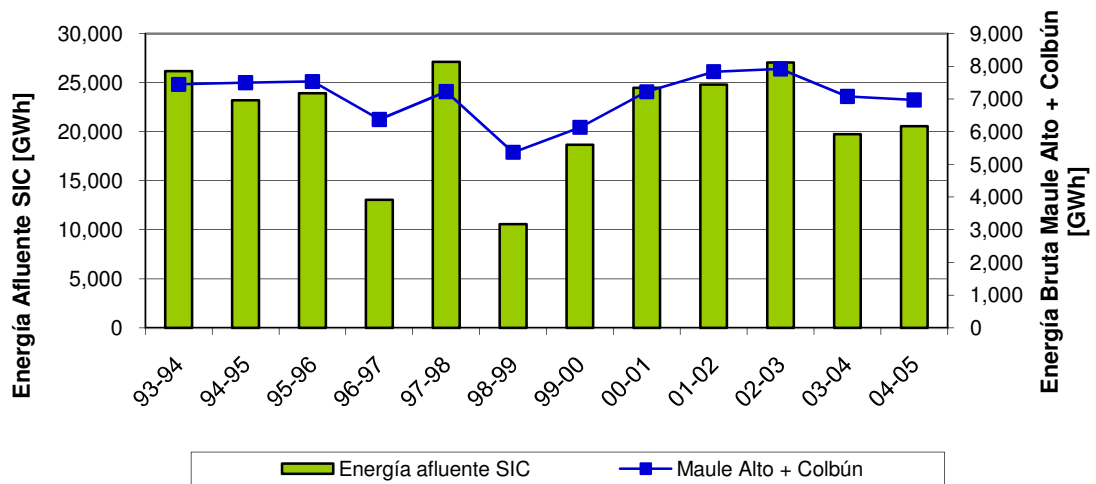


Figura 2.26: Relación histórica entre energía bruta del sistema Maule y la energía bruta afluyente al SIC. [39].

La Figura 2.26 muestra la fuerte relación entre la energía hidroeléctrica total afluyente al SIC (barras) y la generada en el sistema Maule Alto y Colbún (línea). El gráfico se presenta para el período 1993 – 2005.

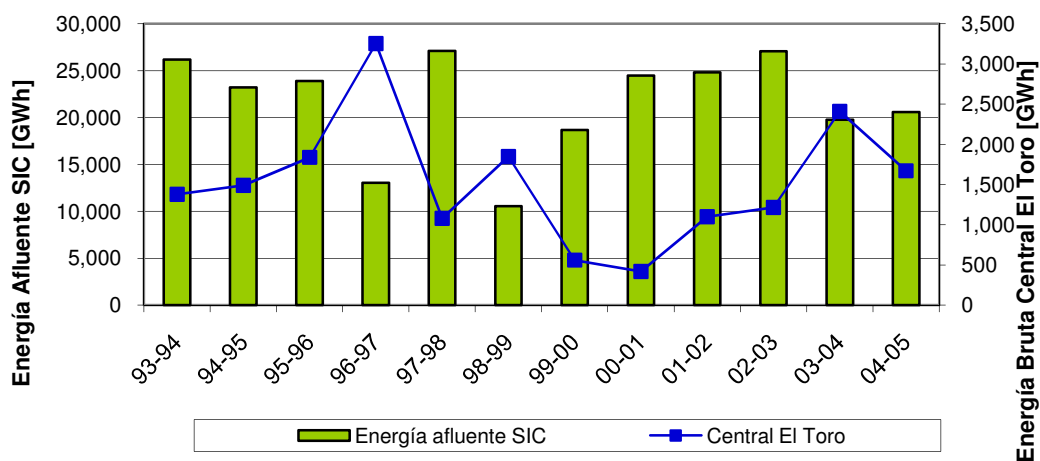


Figura 2.27: Relación entre energía bruta de central El Toro y la energía bruta afluyente al SIC. [39]

La Figura 2.27 relaciona la energía generada por la central El Toro (línea) y la energía hidroeléctrica total del SIC (barras). La gran capacidad de embalse de la laguna Laja permite que la central El Toro cumpla un papel regulador en todo el SIC, permitiendo generar energía

en épocas de escasez de recursos hídricos y ahorrar en épocas de abundancia. Esta regulación se ve claramente cuando se comparan los máximos y mínimos de generación del SIC con los de la central

A continuación se muestran las gráficas de generación promedio anual para los sistemas en análisis en el escenario A2; sólo se mostrará el escenario A2 y no el B2 ya que en el escenario A2 se observa una mayor disminución, por lo cual las gráficas resultan más interesantes, sin embargo si se hará referencia al comportamiento de los sistemas en el escenario B2.

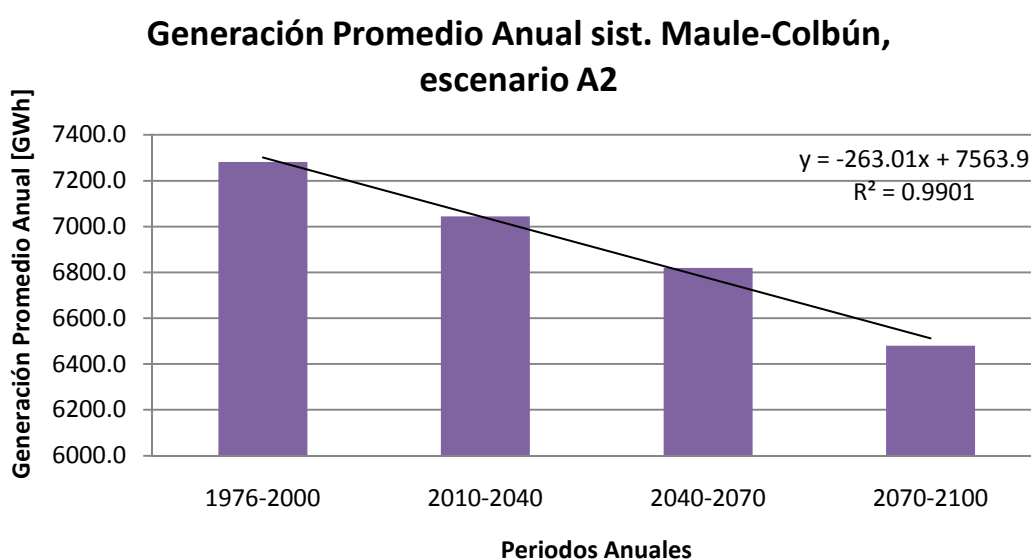


Figura 2.28: Generación promedio anual sistema Maule Colbún. Fuente: Elaboración propia con datos de ref [39]

La Figura 2.28 muestra la tendencia de generación promedio anual del sistema Maule Colbún durante el siglo XXI. Se aprecia como la generación va disminuyendo, a fin de siglo la generación anual disminuye en un 12% con respecto al periodo base simulado. En cuanto a la validación de datos se observa que el resultado modelado del sistema Maule en el escenario A2 sobreestima en aproximadamente 500 GWh-año la energía generada en el periodo histórico, el resultado histórico es 6797 GWh mientras que el modelado es 7306 GWh. (Ver Anexo F)

En cuanto al escenario B2, la disminución de energía esperada es menor que en el escenario A2, esto es lógico ya que en el escenario A2 se espera mayor aumento de temperaturas y menor cantidad de precipitaciones a fin de siglo por ser un escenario más intensivo en

emisiones. En el escenario B2 se espera que la energía a fin de siglo sea un 8% menor que en el periodo base, se destaca que aunque se espera mayor potencial de generación hidroeléctrica en el escenario A2 las magnitudes alcanzadas no difieren en gran medida para ambos escenarios, siendo la diferencia máxima de 3 puntos porcentuales a fin de siglo.

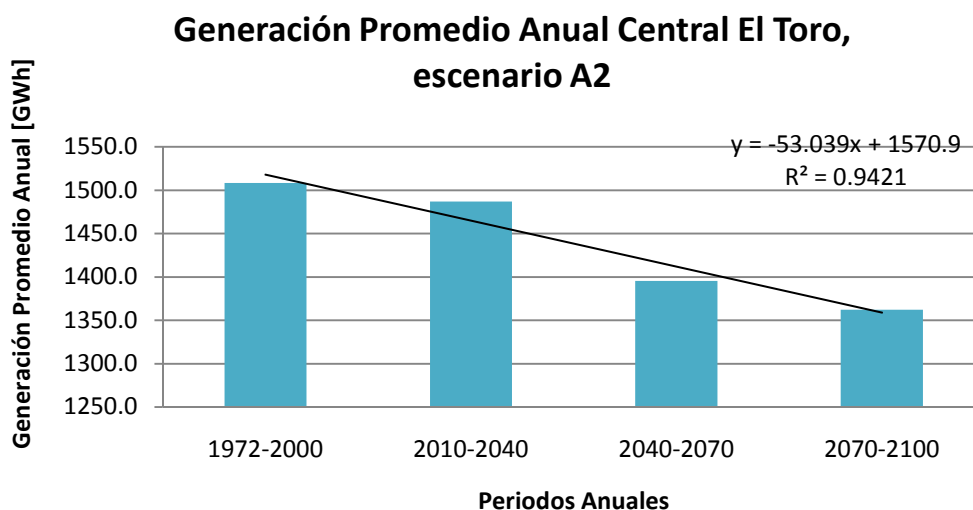


Figura 2.29: Generación promedio anual Central El Toro. Fuente: Elaboración propia con datos de ref [39].

Para la central El Toro, escenario A2 y B2, es posible apreciar una disminución de la energía generada hacia el futuro. La disminución en el primer periodo del siglo XXI (2010-2040) es relativamente baja en relación al periodo histórico y se acerca al 2%, para A2, sin embargo, en los periodos siguientes (2041-2070 y 2071-2100) es de alrededor de un 8% y 10% respecto al periodo base simulado.

Las centrales de pasada de la hoy intermedia para los dos escenarios analizados presentan mayores disminuciones en su energía anual generada que las estimadas para la central El Toro. Esto se explica por la nula capacidad de regulación que poseen en su operación, a diferencia de la central El Toro. Así, la disminución en el primer periodo es de casi un 10% mientras que en la última ventana supera el 20%. También es posible apreciar claramente una fuerte disminución de los máximos y los mínimos a partir del año 2035. (Ver anexo F)

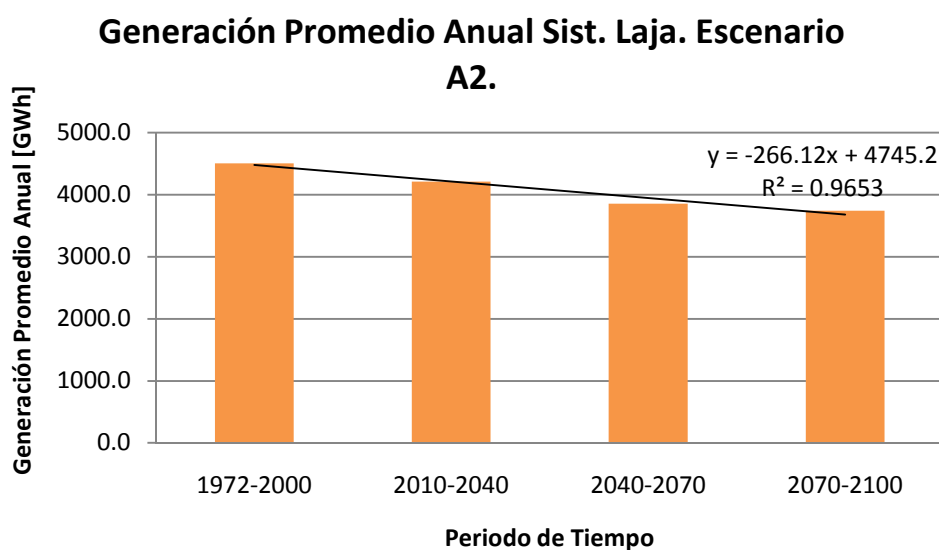


Figura 2.30: Generación promedio anual sistema Laja. Fuente: Elaboración propia con datos de ref [39].

Para el sistema del Laja, en el escenario A2 se obtiene que el modelo de generación propuesto subestima la energía generada históricamente en aproximadamente 200 GWh anuales, lo que representa menos del 5%. Los resultados totales muestran la tendencia encontrada en los puntos anteriores, es decir, disminuciones moderadas (7.6%) para el periodo 2010-2040 y fuertes (superando el 15%) en los periodos 2041-2070 y 2071-2100. Para el escenario B2, los resultados totales muestran una disminución moderada (5.3%) para el periodo 2010-2040 y algo más fuerte (superando el 10%) en los periodos 2041-2070 y 2071-2100.

Nuevamente se observa que las magnitudes alcanzadas en ambos escenarios no difieren en gran medida, siendo la diferencia máxima de 5% para el periodo 2070-2100.

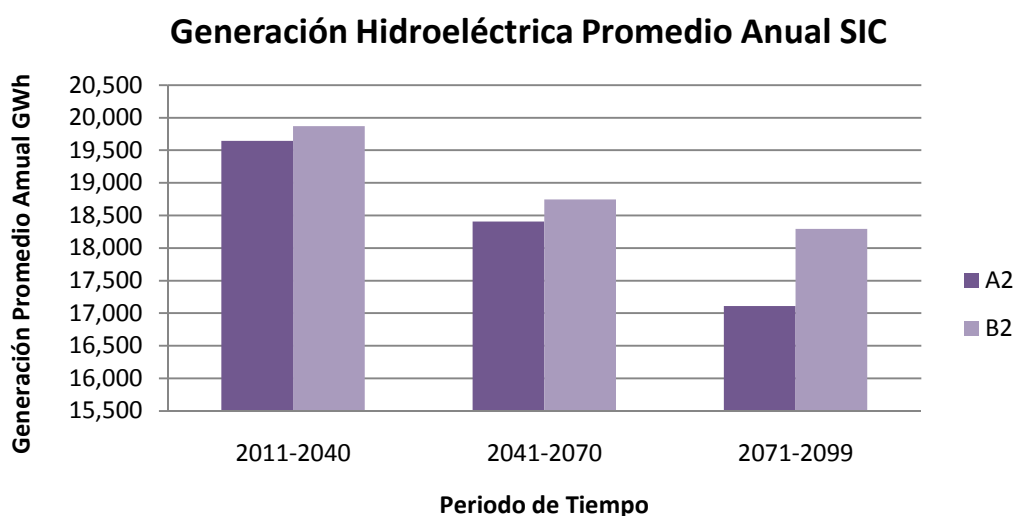


Figura 2.31: Generación promedio anual sistemas del SIC. Fuente: Elaboración propia con datos de ref [39].

Para hacer una proyección de todo el sistema se agrega la energía generada de todos los subsistemas, se corrobora el buen ajuste de los promedios anuales, con menos de 100 GWh de sesgo entre los valores modelados y los valores observados. Las desviaciones estándar, por otro lado, son bastante disímiles, por lo que los resultados en cuanto a valores extremos deben ser interpretados con cautela. (Ver Anexo F).

Los resultados totales muestran de manera general la tendencia encontrada, disminuciones moderada (5.3%) para el periodo 2010-2040 y algo más fuerte (superando el 10%) en los periodos 2041-2070 y 2071-2100.

A nivel de todo el SIC, las reducciones promedio en energía generable atribuibles al cambio climático, en escenario A2, son de 6%, 12% y 18% en los períodos cercano, medio y lejano, con respecto al periodo base simulado, lo anterior a fines de siglo, equivale a perder toda la energía generada en un año por las cuencas de Aconcagua y Maipo.

Para el escenario B2, las reducciones son similares en el período cercano (2011-2040) pero luego se estabilizan en el futuro lejano (2071-2100), con reducciones de 5%, 10% y 13% con respecto al valor simulado en para el periodo base. La razón de que los cambios sean parecidos para el escenario A2 y B2 en el periodo cercano se debe a que el clima no muestra grandes cambios en ambos escenarios para este periodo, pero si divergen para el periodo medio y el tardío.

2.6.4 Proyección de Hidrocarburos

Los precios de energéticos primarios han experimentado un alza, esto es una situación compleja para Chile que importa gran parte de sus combustibles. La Figura 2.32 muestra el comportamiento histórico de los precios de los combustibles fósiles para la OECD y Japón, se observa un incremento desde el año 2002.

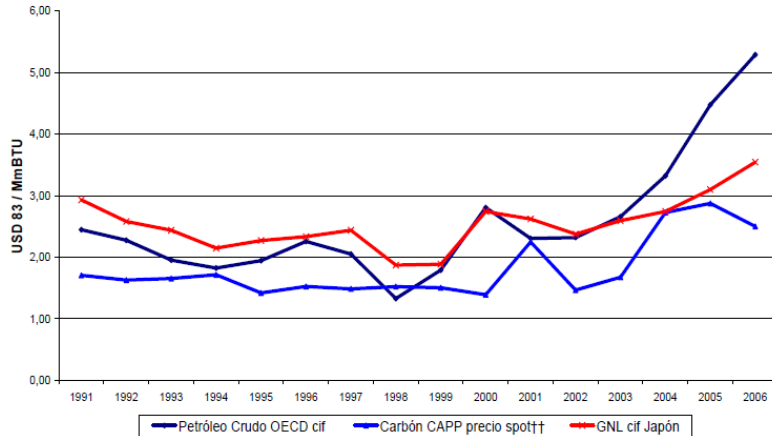


Figura 2.32: Comportamiento de los precios de energéticos primarios. [38]

Las fluctuaciones en el precio internacional del petróleo crudo afectan, necesariamente, el precio de las gasolinas y el Diesel, lo cual a su vez impacta directamente al sector transporte y generación eléctrica.

El alza observada en los precios de los combustibles fósiles y las emisiones de contaminantes han sido uno de los principales motores para la inversión en soluciones alternativas, investigación y desarrollo y de la expansión de los mercados, las nuevas tecnologías han experimentado reducciones significativas en sus costos. De acuerdo a la AIE (Agencia Internacional de Energía), de continuar las tendencias actuales, las emisiones mundiales se incrementarán en un 130% al 2050. [28]

Además de dichos incentivos se observa que las reservas mundiales de petróleo podrán seguir siendo explotados como se hace actualmente hasta aproximadamente 2050, de acuerdo a las estimaciones del Departamento de Energía de Estados Unidos, en el año 2007, después se tendrá que disminuir el nivel de explotación debido a la disminución de recursos.

Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), las reservas probadas mundiales de gas natural a fines del 2005 llegaban a 180 Tm³, equivalentes a 64 años de consumo de acuerdo a las tasas de consumo del mismo año. Las mismas estimaciones indican que las reservas de carbón a fines del 2005 llegaban a 909 billones¹ de toneladas, equivalentes a 155 años de consumo con las tasas de consumo de ese año.

En el sector de generación eléctrica, la capacidad instalada mundial basada en petróleo, gas natural y carbón al año 2004, llegaba a los 2.743 GW, equivalente a cerca del 70% de la capacidad total. Según estimaciones de la AIE, este porcentaje de participación se mantendrá hacia el 2030, llegando en términos absolutos a cerca de 5.400 GW.

Las proyecciones de consumos sectoriales apuntan a que las tecnologías para el sector transporte seguirán operando en un 99% basadas en el petróleo hasta el 2030, mientras que las del sector industrial seguirán operando en más de un 80% basadas en petróleo, gas y carbón. Sólo en el ámbito residencial habrá una progresiva sustitución de las tecnologías basadas en el uso directo de derivados de petróleo y gas, desde un 62% el 2004 hasta un 55% al 2030, principalmente por tecnologías basadas en electricidad

¹ Billón en lengua española, 1 millón de millones.

2.6.5 Proyección de Emisiones en la industria de la energía

La CNE en el estudio de Política Energética del año 2008 [28] entrega una proyección de las emisiones hasta el año 2025, la Tabla 2.13 resume los resultados. De estos resultados se obtuvo la ecuación que representa su crecimiento y se proyectaron los resultados hasta el 2100 siguiendo la misma tendencia, suponiendo que el patrón de emisiones se mantiene.

Tabla 2.13: Proyección de emisiones hasta el 2025 Gg CO₂e. Ref [28]

Año	Industria de la Energía	Total	% del Total
2000	15.897	71.831	22.13%
2001	14.048	70.399	19.95%
2002	15.124	70.929	21.32%
2003	16.349	71.88	22.74%
2004	20.306	78.014	26.03%
2005	20.585	80.641	25.53%
2006	20.751	82.785	25.07%
2007	27.736	93.299	29.73%
2008	28.378	95.891	29.59%
2009	29.772	97.716	30.47%
2010	32.466	102.343	31.72%
2011	34.985	107.846	32.44%
2012	37.28	113.009	32.99%
2013	39.804	118.45	33.60%
2014	42.897	124.359	34.49%
2015	45.559	130.115	35.01%
2016	46.354	133.71	34.67%
2017	48.002	138.208	34.73%
2018	49.31	142.435	34.62%
2019	50.803	146.932	34.58%
2020	52.743	151.972	34.71%
2021	55.71	158.097	35.24%
2022	57	162.656	35.04%
2023	59.057	168.103	35.13%
2024	63.582	176.152	36.09%
2025	69.024	185.264	37.26%

Los resultados muestran que la industria de la energía representa actualmente un 32% de las emisiones totales, sin embargo, este porcentaje va en aumento y se espera que al 2025 represente un 37%.

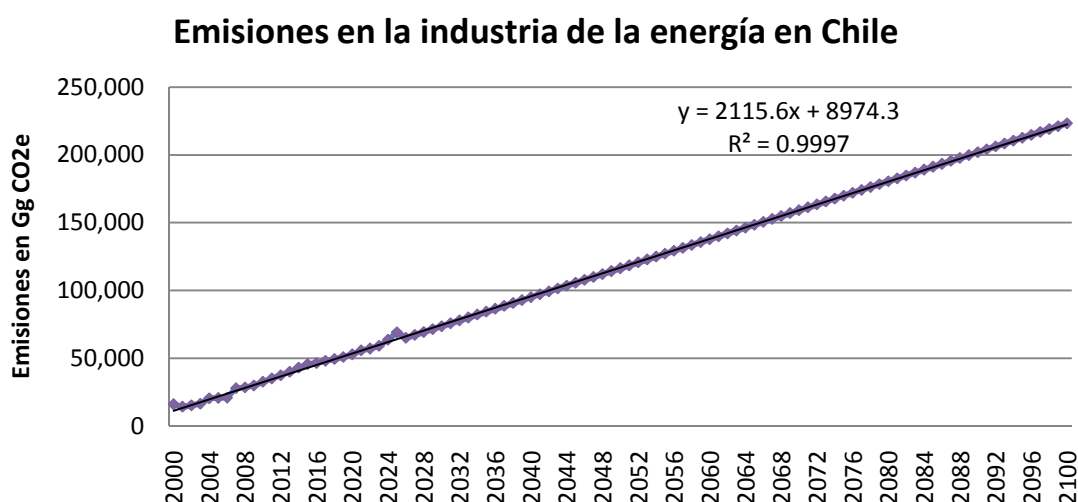


Figura 2.33: Emisiones de la industria de la energía en Chile hasta el año 2100.

La Figura 2.33 muestra la proyección de emisiones en la industria de la energía al 2100, se observa que si sigue la tendencia actual, al 2100 se emitirán 223.31 GgCO₂e en esta industria, 14 veces más que en el año 2000, para tener una idea de a cuanto equivalen estas emisiones se muestra una lista con las emisiones de algunos países

Tabla 2.14: Emisiones CO₂e según país. Fuente: División de Estadísticas de las Naciones Unidas años 2002.

País	Emisiones CO ₂ e(Gg)	%
Total	24126	100%
E.E.U.U	5844	24.30%
Unión Europea	3682	15.30%
China	3300	14.50%
Rusia	1432	5.90%
India	1220	5%
Japón	1203	5%

Al año 2002 Tailandia emitió 231 GgCO₂e están en la posición 23 de países que generan más emisiones del mundo.

2.7 Sistema Interconectado Central

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos interconectados. El SING, que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 28,06% de la capacidad instalada en el país; el SIC, que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 71,03% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,29% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,62% de la capacidad instalada en el país.¹

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 92.25% de la población del país [40]. El SIC se extiende desde la ciudad de Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur. A diferencia del SING, el SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (60% del total).

Segmento Generación

El SIC tiene una capacidad instalada de 11.147,2 MW al 2009, perteneciente a un total de 20 empresas de generación que junto a algunas empresas de transmisión, conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC.

El parque generador está constituido en un 47.41% por centrales hidráulicas de embalse y pasada; un 51.86% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural; y un 0,73% por centrales eólicas.

Segmento de Transmisión

El sistema de transmisión está constituido, principalmente, por las líneas eléctricas de propiedad de las empresas de generación más las líneas de las empresas cuyo giro es la transmisión de energía eléctrica.

Segmento de Distribución

Operan en el SIC 28 empresas de distribución de energía, que en conjunto atienden un total cercano a los 4.640.000 clientes.

En la Figura 2.34 se muestra la capacidad instalada en el SIC según tipo de energético para el año 2009, el 47% de la matriz corresponde a energía hidroeléctrica, los siguientes porcentajes

¹ http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energías/Electricidad/sistemas_electricos/

de mayor importancia son el Gas Natural con un 26% y Diesel y otros con un 17% sumando un 43% entre los dos. En la Tabla 2.15 se observan los porcentajes en detalle.

Capacidad Instalada SIC (2009)

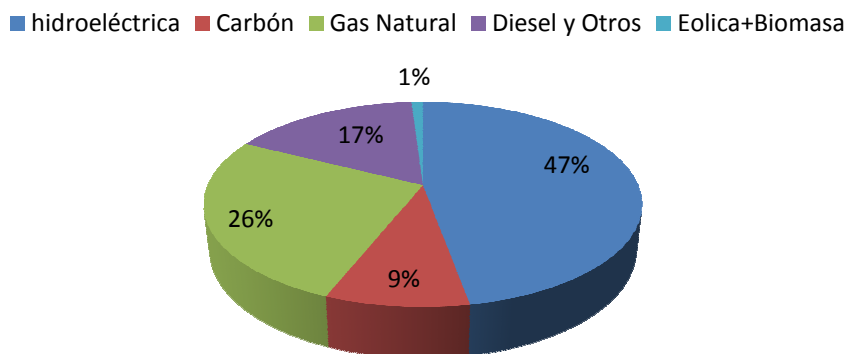


Figura 2.34: Capacidad Instalada SIC (2009).

Tabla 2.15: Capacidad Instalada en el SIC, 2009. Fuente: CNE

Tipo de Combustible	Potencia Neta Instalada [MW]	Potencia Neta Instalada [%]
Pasada	1579.7	14.17%
Embalse	3705.7	33.24%
Licor Negro-Biomasa-Petróleo Diesel N°6	108.5	0.97%
Biomasa-Petróleo Diesel N°6	27.0	0.24%
Carbón	935.9	8.40%
Petcoke	63.0	0.56%
Gas Natural	2960.8	26.56%
Petróleo Diesel	1333.2	11.96%
Petróleo Diesel N° 2	150.5	1.35%
Petróleo Diesel A-1	92.0	0.83%
Petróleo Diesel [Petróleo IFO-180]	63.9	0.57%
Propano-Butano-Diesel-Gas Natural	14.9	0.13%
Biomasa Forestal	12.9	0.12%
Petróleo Diesel [Gas Natural]	0	0.00%
Eólica	81	0.73%
Biomasa	18.3	0.16%
Potencia Total Instalada	11147.2	100.00%

La Tabla 2.16 muestra la generación bruta de energía eléctrica en GWh para centrales tipo Termoeléctrica, Hidroeléctrica y Eólicas en el SIC. La Tabla 2.17 indica la potencia instalada en MW y en porcentajes del total para los tres tipos de centrales indicados anteriormente.

Tabla 2.16: Generación por tipo de aporte (GWh). [40]

Tipo de Central	Generación Bruta [GWh]	Demanda [MW]
Termoeléctrica	18285	
Hidroeléctrica	23556.6	
Eólica	30.8	
Total	41.869.0	6147.1

Tabla 2.17: Generación por tipo de aporte (GWh). Fuente: CDEC-SIC 2009

Tipo de Central	Potencia Neta Instalada [MW]	Potencia Neta Instalada [%]
Termoeléctrica	5780.8	51.86%
Hidroeléctrica	5285.4	47.41%
Eólica	81	0.73%
Potencia Total Instalada	11147.2	100.00%

2.7.1 Tendencia histórica

La tendencia histórica del sector eléctrico en Chile muestra una evolución del consumo de este tipo de energía. Para el año 1982 el sector de energía eléctrica tiene un 12% de participación en la matriz energética, mientras que para el año 2006 tiene un 21% [27].

La Tabla 2.18 muestra la capacidad instalada, demanda máxima, generación bruta y ventas desde el 1998 hasta el 2009. Desde el año 2006 no existe un compartimiento creciente de la demanda máxima, la generación bruta y las ventas, como en los años anteriores a este, la razón de esto se atribuye a las medidas de eficiencia energética tomadas por la CNE, para realizar control de demanda, aunque estas medidas ayudan, no podrán controlar el inevitable aumento de demanda eléctrica que conlleva el crecimiento del PIB y de la población.

Tabla 2.18: Capacidad Instalada, Demanda Máxima, Generación Bruta y Ventas para el SIC, periodo 1998-2009.
Fuente: CDEC-SIC

AÑO	Capacidad Instalada (MW)	Demanda Máxima (MW)	Generación Bruta (GWh)	Ventas GWh
1998	6242.4	3991.4	25649.7	24240.0
1999	6695.1	4185.5	26915.0	25530.3
2000	6652.8	4516.0	29576.6	27653.6
2001	6579.2	4694.0	30765.0	29144.4
2002	6737.2	4878.0	31971.3	30334.7
2003	6996.2	5162.0	33708.1	32076.0
2004	7867.4	5430.8	36258.6	34602.4
2005	8288.3	5763.9	37915.1	35929.2
2006	8632.0	6059.0	40265.5	38231.1
2007	9118.2	6313.4	41968.8	39963.7
2008	9385.7	6147.1	41804.3	39580.3
2009	11147.2	6139.1	41738.0	39400.8

La Tabla 2.19 muestra la evolución de las ventas en el SIC, el crecimiento porcentual está referido al año anterior, se observa que las ventas del 2008 casi cuadruplican las ventas del año 1985.

Tabla 2.19: Evolución Ventas Anuales del SIC. [40]

Año	Ventas Reales GWh	Crecimiento (%)		
		Anual	Prom. Acum	Acumulado
1985	9.705	-	-	-
1986	10.430	7.5	7.5	7.5
1987	11.075	6.2	6.8	14.1
1988	11.990	8.3	7.3	23.5
1989	12.374	3.2	6.3	27.5
1990	12.471	3	5.6	31.3
1991	13.811	8.4	6.1	42.3
1992	15.272	10.6	6.9	57.4
1993	16.549	8.4	6.9	70.5
1994	17.672	6.8	6.9	82.1
1995	19.027	7.7	7	96
1996	20.869	9.7	7.2	115
1997	22.435	7.5	7.3	131.2
1998	24.240	8	7.3	149.8
1999	25.530	5.3	7.2	163.1
2000	27.654	8.5	7.3	184.9
2001	29.144	5.7	7.2	200.3
2002	30.330	4.1	7	212.5
2003	32.076	5.8	6.9	230.5
2004	34.602	7.6	6.9	256.5
2005	35.895	4.5	6.8	269.9
2006	38.211	6.5	6.8	293.7
2007	39.964	4.6	6.7	311.8
2008	38.580	-1.2	6.4	307.8

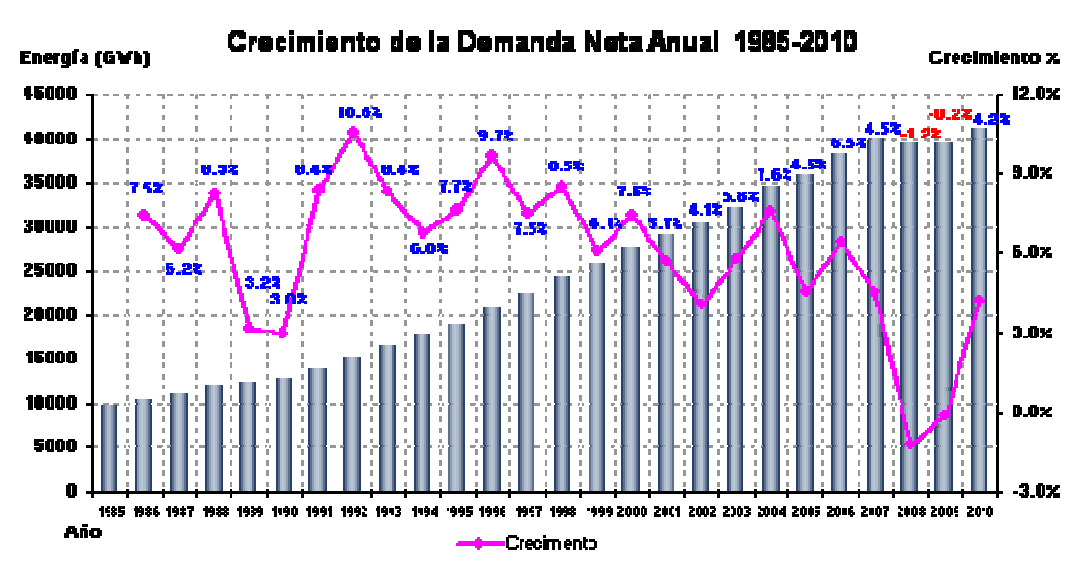


Figura 2.35: Crecimiento Demanda Neta Anual 1985-2010. [41]

La Figura 2.35 muestra un crecimiento sostenido de la demanda anual hasta el año 2007, en el año 2008 se observa una disminución de 1.2% de la demanda anual total y el 2009 de un 0.2%, esto se justifica por las iniciativas de eficiencia energética desarrolladas por la CNE.

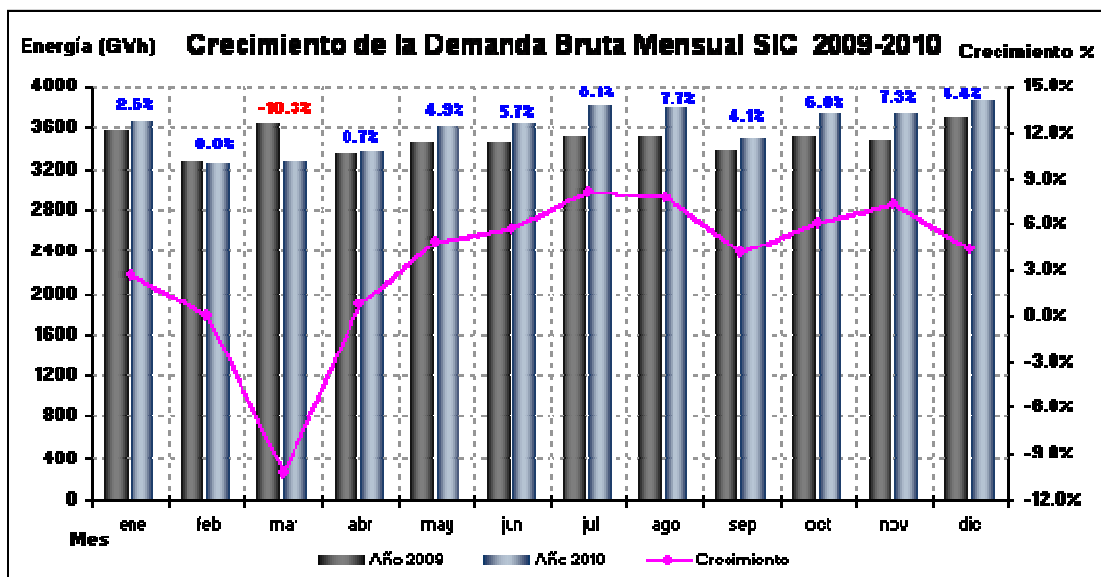


Figura 2.36: Crecimiento de la Demanda Bruta Mensual SIC 2009-2010. [42]

Demanda Máxima

La Figura 2.37 muestra la tendencia de las demandas máximas junto con su valor y la fecha en que esta ocurrió.

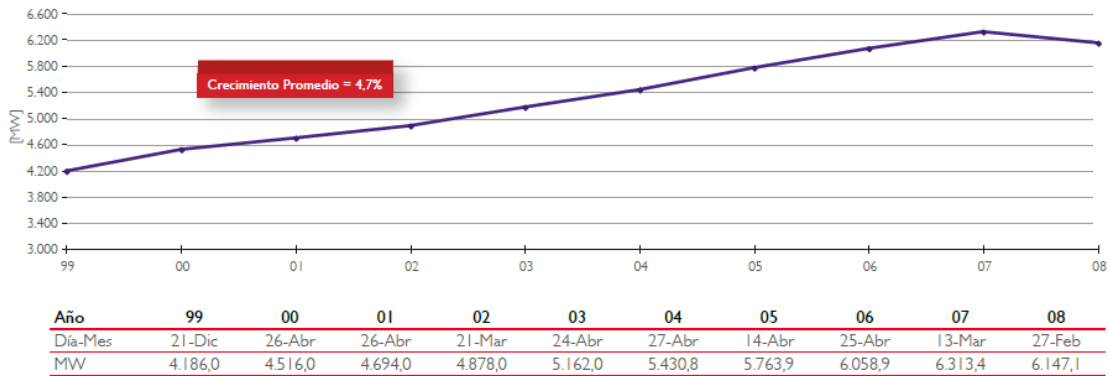


Figura 2.37: Demanda Máxima Anual SIC. Fuente: anuario CDEC-SIC 2009 [40]

En la Figura 2.37 se observa que al año 2008 se observa una disminución de esta con respecto al valor del año 2007, esto es consecuente con las medidas de eficiencia energética de la CNE.

Demanda Mínima

La Figura 2.38 muestra el crecimiento de la demanda mínima desde el año 1999 hasta el 2009.

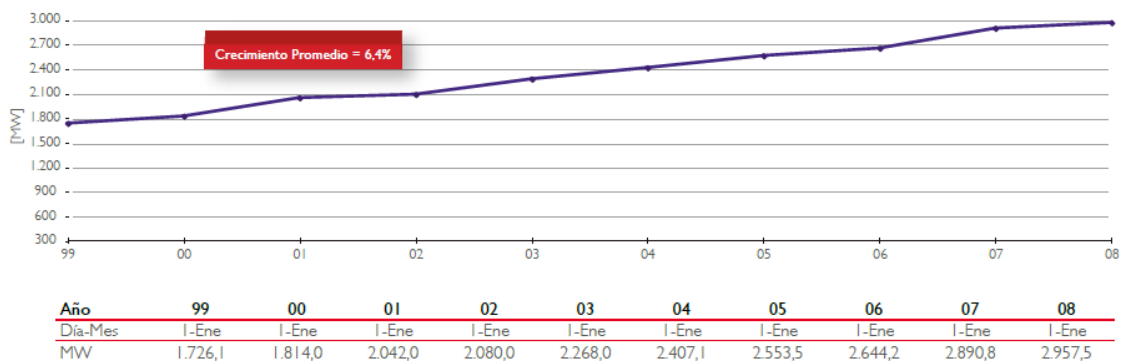


Figura 2.38: Demandas Mínimas Anuales SIC. Fuente: anuario CDEC-SIC 2009 [40]

La tendencia que se observa en Figura 2.38 es un crecimiento constante que justifica por el aumento de la población y del PIB del país, elevando los requerimientos eléctricos, esto no se observa de igual forma en la demanda máxima ya que en ese caso se incorporan medidas de control de demanda.

2.7.2 Estimaciones de Demanda

La Tabla 2.20 muestra la proyección de demanda eléctrica en el SIC para el año 2020 elaborada en el Informe Técnico Definitivo (ITD) del CNE [43]

Tabla 2.20: Previsión de Demanda SIC [GWh]. [43]

Previsión de Demanda SIC [GWh] y tasa de crecimiento en [%]						
Años	Libres	Libres	Regulados	Regulados	Total	Total
2010	16.322	2,1%	23.644	0,9%	39.966	1,4%
2011	18.622	14,1%	24.976	5,6%	43.598	9,1%
2012	19.735	6,0%	26.238	5,1%	45.973	5,4%
2013	21.154	7,2%	27.624	5,3%	48.778	6,1%
2014	22.467	6,2%	29.086	5,3%	51.552	5,7%
2015	23.723	5,6%	30.584	5,2%	54.307	5,3%
2016	24.975	5,3%	32.158	5,1%	57.132	5,2%
2017	26.344	5,5%	33.780	5,0%	60.123	5,2%
2018	27.905	5,9%	35.448	4,9%	63.353	5,4%
2019	29.551	5,9%	37.199	4,9%	66.750	5,4%
2020	31.265	5,8%	39.035	4,9%	70.300	5,3%

El mayor crecimiento corresponde a clientes libres, que en general son consumos tipo industriales. La Figura 2.39 muestra el gráfico de la proyección de demanda total y su tasa de crecimiento.

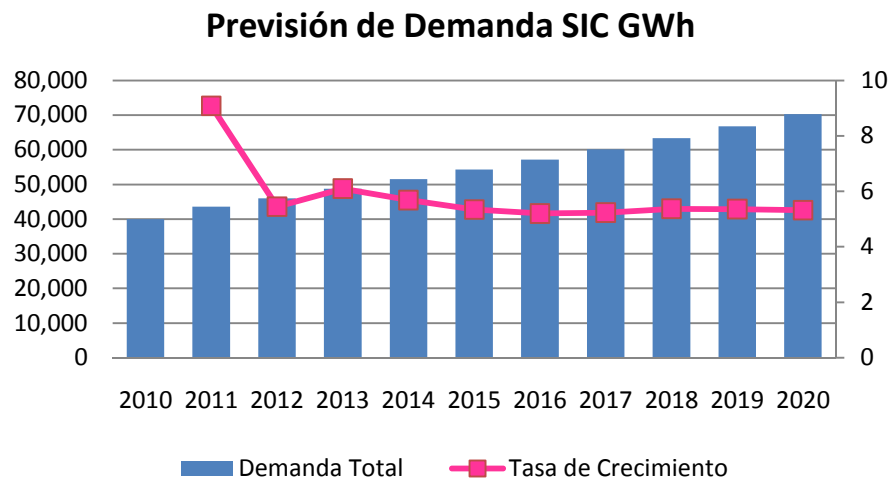


Figura 2.39: Gráfico Previsión de Demanda SIC [GWh]. [43]

2.8 Proyección de la Matriz Eléctrica en Chile

Para definir las matrices eléctricas según escenario es necesario observar la tendencia histórica y las proyecciones futuras conocidas.

2.8.1 Tendencia histórica

La Tabla 2.21 muestra la serie histórica de la distribución de los aportes según tipo de generación a la matriz eléctrica del SIC.

Tabla 2.21: Distribución por tipos de aportes de generación, SIC. [40]

Distribución por tipo de aportes (%) en el SIC			
Año	Hidráulica	Térmica	Eólica
1999	47.6	52.4	0
2000	62.6	37.4	0
2001	68.4	31.6	0
2002	70.5	29.5	0
2003	63.8	36.2	0
2004	57.5	42.5	0
2005	66.98	33.02	0
2006	69.57	30.43	0
2007	52.86	47.13	0.01
2008	56.26	43.66	0.07

El consumo energético final ha crecido en un 2,8% promedio anual en los últimos 10 años, mientras que el consumo eléctrico ha aumentado en cerca de 6% promedio anual. La evolución de la demanda de energía ha seguido de cerca a la evolución del PIB.

La capacidad instalada eléctrica chilena bordea los 13 mil MW y la generación total bruta de electricidad supera los 55 mil GWh (año 2008). Con una capacidad instalada de 9.385 MW en el Sistema Interconectado Central (SIC).

Las principales tecnologías de generación son la hidroelectricidad, las plantas térmicas a carbón y las plantas térmicas “duales” (gas natural y diesel). Para hacer funcionar las plantas térmicas, Chile debe importar el 90% de los combustibles fósiles.

2.8.2 Proyecciones

Según la planificación de expansión entregada por el CDEC [44], la matriz eléctrica en Chile para el 2020 será la que presenta en la Figura 2.40 con un total de 18024 MW. Si se incluye el proyecto de Hidroaysen en la energía hidroeléctrica y se consideran los mismos valores para otros tipos de energía se obtiene la matriz de la Figura 2.41 con un total de 20774 MW.

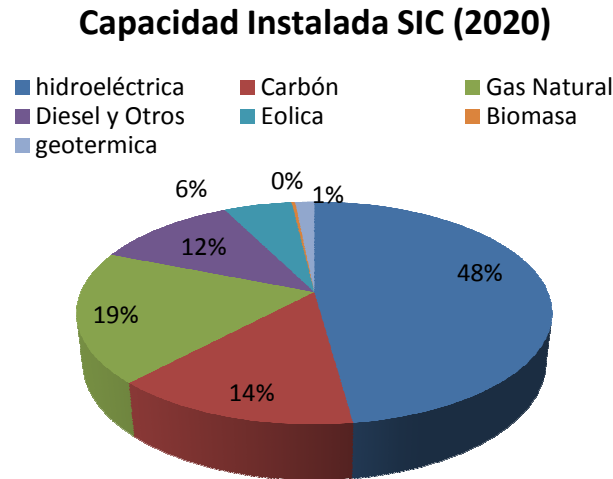


Figura 2.40: Capacidad Instalada SIC 2020. Fuente: Elaboración propia con datos de ref [44]

Capacidad Instalada SIC (2020), con Hidroaysen

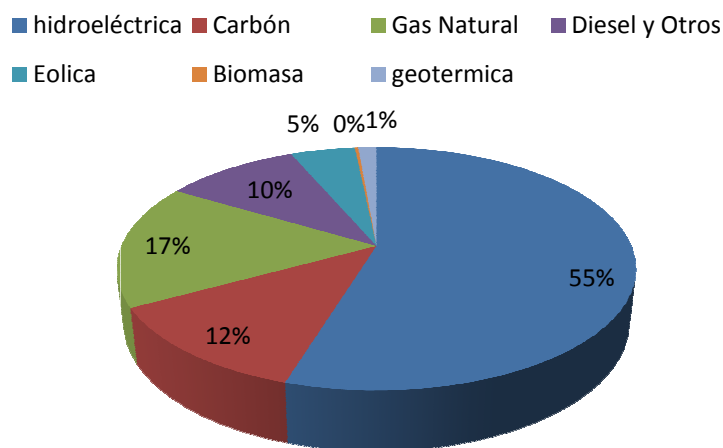


Figura 2.41: Capacidad Instalada SIC 2020 incluyendo Hidroaysen. Fuente: Elaboración propia con datos de ref [44]

A pesar de lo anterior, según el último comunicado [7] las ERNC representarán del orden de 20% de la matriz energética. Estableciéndose una configuración considerablemente distinta de la actual. La eficiencia energética será una parte muy importante de energía, disminuyendo los requerimientos adicionales de energía para el periodo 2008-2020. A los cambios presentados en el sector eléctrico se debe agregar el 10% de participación que podrían tener los biocombustibles en el mercado de los combustibles y el creciente rol que podrían desempeñar las instalaciones solares térmicas en calentamiento de agua en los hogares.

A continuación se muestra en la Figura 2.42 algunas proyecciones energéticas Mundiales y para Chile, obtenidas de diversos estudios.

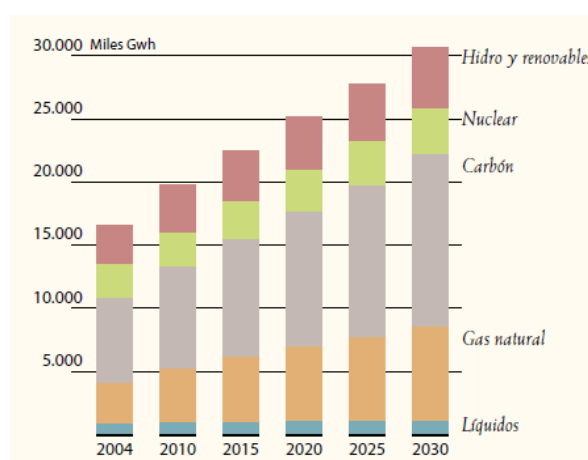


Figura 2.42: Proyección de Generación Eléctrica Mundial por Tipo de Fuente (2004-2030).
Fuente: EIA 2007, ref [28]

La proyección eléctrica mundial al 2030 sigue mostrando una fuerte participación de combustibles fósiles, representando aproximadamente 2/3 de la generación total. [28]

La Figura 2.43 muestra una comparación de matriz de generación eléctrica mundial hecha por la IEA donde se incluyen datos de 2003 y estimaciones del 2050.

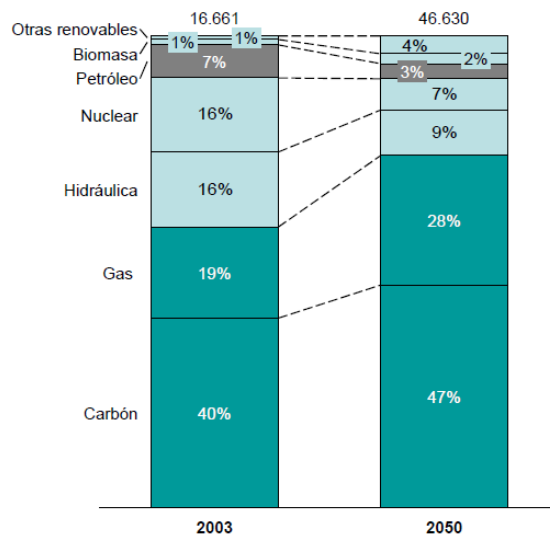


Figura 2.43: Generación de electricidad por fuente (TWh) año 2003 y 2050. Fuente: IEA, Energy Technology Perspectives 2006.

Según la IEA al año 2003 la participación del carbón y el gas en la matriz eléctrica mundial fué de un 59%, mientras que las proyecciones indican que este porcentaje, al 2050, se incrementará a un 75%, lo contrario ocurre con la energía hidroeléctrica ya que se observa una disminución de su participación pasando de un 16% a un 9%.

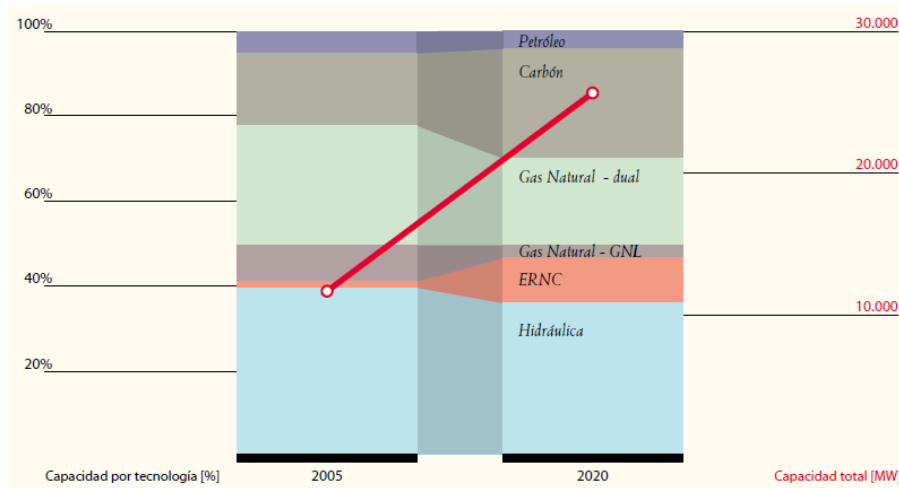


Figura 2.44: Proyección de la evolución de la matriz eléctrica en Chile (2005-2020). [28]

Según el estudio [43] la evolución de la matriz eléctrica en Chile para el año 2020 muestra un incremento en la participación del carbón y las energías renovables, y una disminución de los otros tipos de energía. Partiendo de la recomendación de expansión del parque generador de

la CNE (ITD, Abril 2009) el estudio simula la proyección de capacidad y energía de los recursos energéticos.

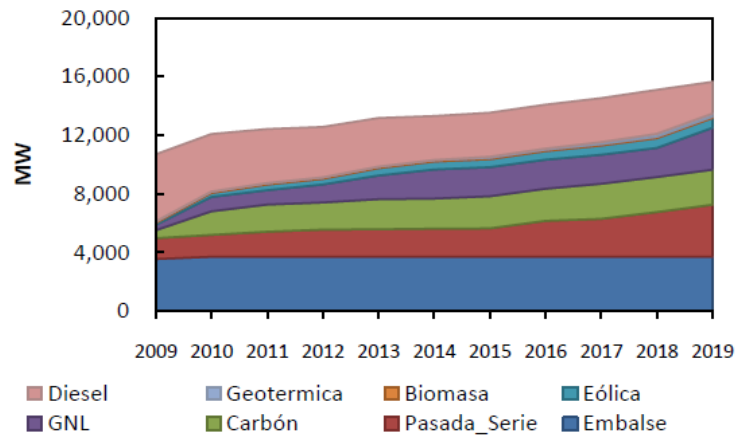


Figura 2.45: Proyección de Capacidad del SIC 2009-2019. [43]

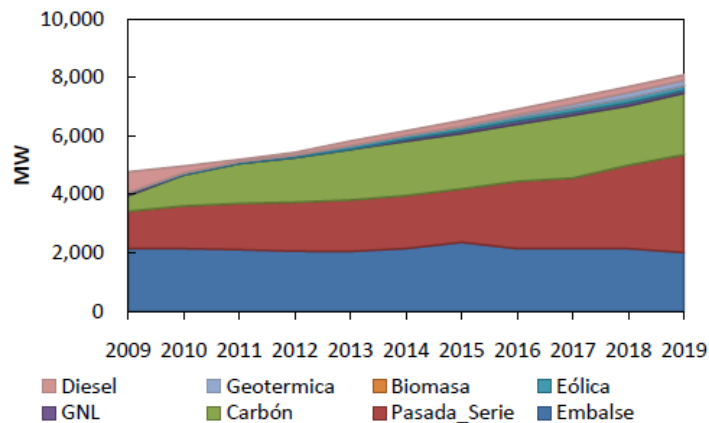


Figura 2.46: Proyección del Despacho Económico del SIC 2008-2019. [43]

A pesar del crecimiento de fuentes de generación renovables, en la matriz energética mundial seguirá predominando las fuentes convencionales, petróleo (transporte), carbón y gas (generación eléctrica). Como se dijo anteriormente las emisiones de GEI en Chile son mínimas en relación al contexto global, sin embargo, se proyecta que debido al incremento de las centrales de carbón al año 2050, las emisiones de CO₂ del sector electricidad (que aporta cerca de un 30% del total de las emisiones globales) se incrementen en Chile en un 130% (PROGEOA-UCH (2008 b)) [28].

Los planes de expansión consideran obras de centrales termoeléctricas de aproximadamente 1500 MW, (Ver Anexo E). El aumento de las instalaciones termoeléctricas basadas en carbón

puede implicar la multiplicación de las emisiones anuales del país (desde 70 millones de toneladas anuales en la actualidad hasta cerca de 300 millones al 2030) con lo cual las emisiones por unidad de producto serían superiores a las de Europa y otros países desarrollados.

En el estudio de la CEPAL sobre economía en Chile y el Cambio Climático [39,39], se muestra un conjunto de proyecciones suponiendo que la política energética permanece estable en todo el periodo. El objetivo de las proyecciones fue identificar la gama de posibles resultados que pueden darse dentro del marco de la política vigente en términos de emisiones

En el estudio [39] primero se presenta la situación al 2009 y después se plantean dos posibles escenarios a 2030. El escenario del medio (2030a) corresponde al escenario base en materia de emisiones ya mencionado, el segundo (2030b) corresponde al llamado escenario de referencia, donde se imponen restricciones mínimas al desarrollo de la energía hidráulica y de las ERNC y mayores tasas de eficiencia energética. El escenario identificado de mayor riesgo de emisión (2030a), también es el de mayor crecimiento de demanda y mayores restricciones a la instalación de proyectos hídricos y de ERNC. Este escenario no incorpora medidas para reducir la probabilidad de su ocurrencia, es decir, dentro de los escenarios que se evalúan es el que no toma en cuenta las acciones específicas de mitigación. La Figura 2.47 resume lo indicado anteriormente.

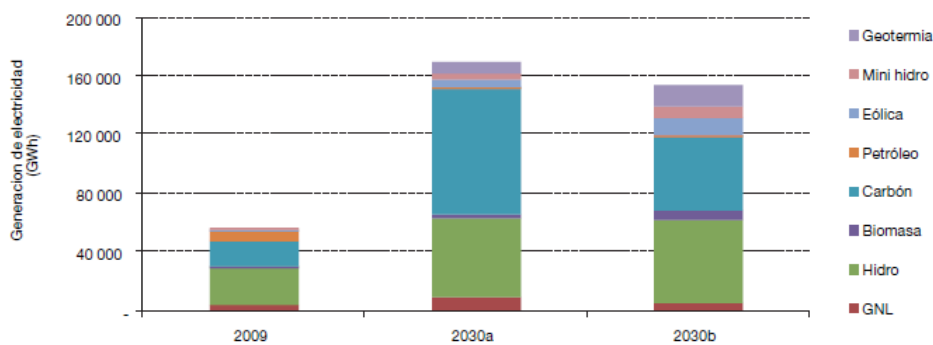


Figura 2.47: Cambios en la composición de la matriz de generación eléctrica en Chile para escenario A2 y B2 al 2030, periodo base, 2009. [39]

Todos los estudios de posibles configuraciones de matrices eléctricas ya sean a nivel mundial o nacional sirven para crear las matrices de los escenarios que se usan en este trabajo de memoria (BAU, Optimista y Pesimista).

2.9 Relación histórica demanda-temperatura en Santiago

De acuerdo al estudio de dependencia dinámica de la demanda con la temperatura [33], es importante definir el patrón de dependencia demanda-temperatura para poder determinar la demanda eléctrica futura por sistemas de climatización. En el estudio se analizan series de tiempo de demanda relacionadas a la temperatura. La idea de estimar un patrón de dependencia de temperatura es calcular un factor con unidades $\%/^{\circ}\text{C}$ indicando la variación porcentual de la demanda ante el aumento de 1°C .

El patrón de dependencia demanda-temperatura en Chile aún no está bien definido, ya que se espera que el comportamiento del consumo de las personas cambie debido a los incrementos de temperatura y del PIB per cápita. Sin embargo, con la información disponible se hace un análisis de los datos históricos de demanda (GWh) y de temperatura ($^{\circ}\text{C}$)¹. El periodo histórico considerado es del 1997 al 2009. Es importante indicar que la información utilizada corresponde a la demanda de Santiago según sector, y a las temperaturas medidas en Santiago.

Del INE se tiene la demanda de todo el país por sector a nivel mensual y anual y la de Santiago por sector a nivel anual, así se calcula el porcentaje que representa Santiago de total país según sector y con estos porcentajes se obtiene la demanda de Santiago a nivel mensual. [45]. En la Tabla 2.22 se resumen los porcentajes de la región metropolitana respecto al país. La RM representa un 28.92% del total de consumo país, mientras que del SIC corresponde al 42% aproximadamente.

Tabla 2.22: Porcentaje de Santiago respecto al consumo país.

	Promedio
RM [%total]	28.92%
RM [%Res]	48.89%
RM [%Comer]	56.31%
RM [%Minero]	6.26%
RM [%Agri]	24.47%
RM [%Ind]	30.83%

En cuanto a las temperaturas se tiene datos de temperaturas históricas de la DMC para las estaciones Cerro Calán, El Yeso, Mapocho, Melipilla, Pirque y Santiago, de estas se calcula el

¹ Los datos de demanda se obtienen de CNE, CDEC, INE y los datos de temperatura se obtienen de diferentes estaciones de la DMC Dirección Meteorológica de Chile

promedio mensual para cada año del periodo de análisis (1997-2009), luego para obtener la temperatura promedio de Santiago se calcula un promedio de todas las estaciones.

Se grafica los datos de diferentes tipos de demanda eléctrica con los valores de temperaturas mensuales, idealmente se esperaba contar también con datos horarios para observar la relación de curva de carga horaria y temperatura, sin embargo por falta de disponibilidad de información fue imposible lograr este objetivo.

En la Figura 2.48 se muestra en un gráfico de barras los valores de demanda promedio residencial mensual (periodo 1997-2009) y en una curva, los valores de temperatura promedio mensual (periodo 1997-2009). Se observa que la demanda eléctrica más alta se produce en julio, y en general en los meses de invierno sin embargo en el mes de enero y diciembre también se observa un aumento. Este comportamiento se justifica ya que en el periodo analizado (1997-2009) la tendencia es de mayor demanda eléctrica por calefacción que por sistemas de aire acondicionado, sin embargo se espera, de acuerdo al estudio [31], que la tendencia cambie debido al aumento de temperaturas y del PIB per cápita.

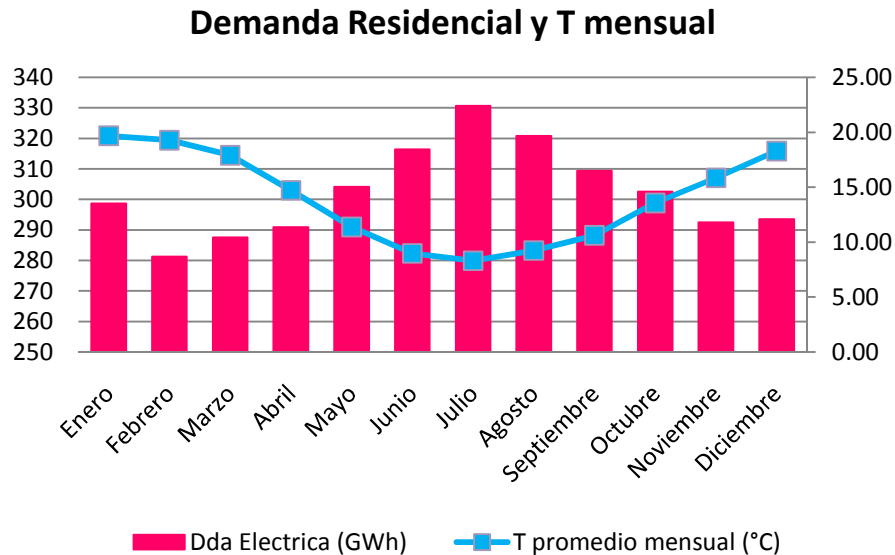


Figura 2.48: Demanda eléctrica residencial mensual y temperatura promedio mensual. Fuente: INE y DMC.

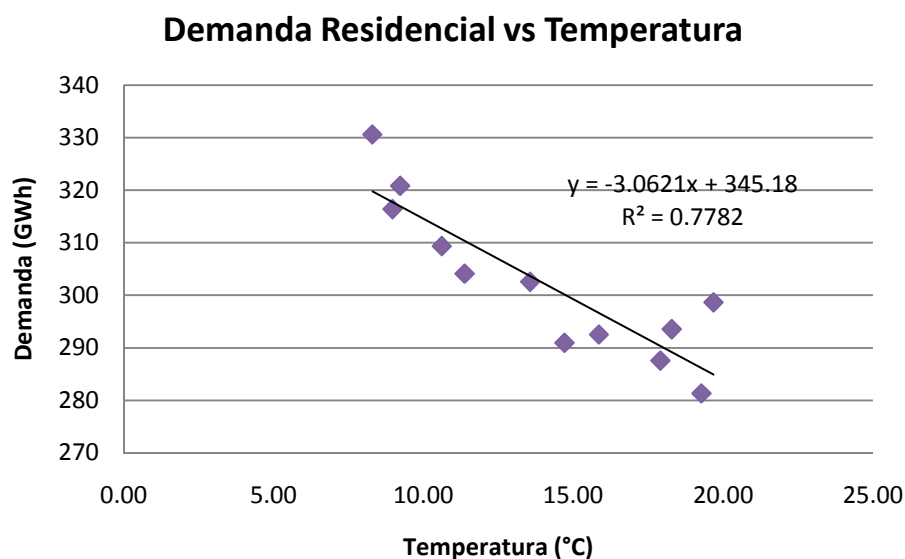


Figura 2.49: Demanda eléctrica residencial mensual vs temperatura promedio mensual. Fuente: INE y DMC.

Se observa en la Figura 2.49 la correlación entre los datos de demanda residencial y temperatura. La correlación es alta, de 0.77, pero la relación es inversa, menores temperaturas se asocian a mayores demandas.

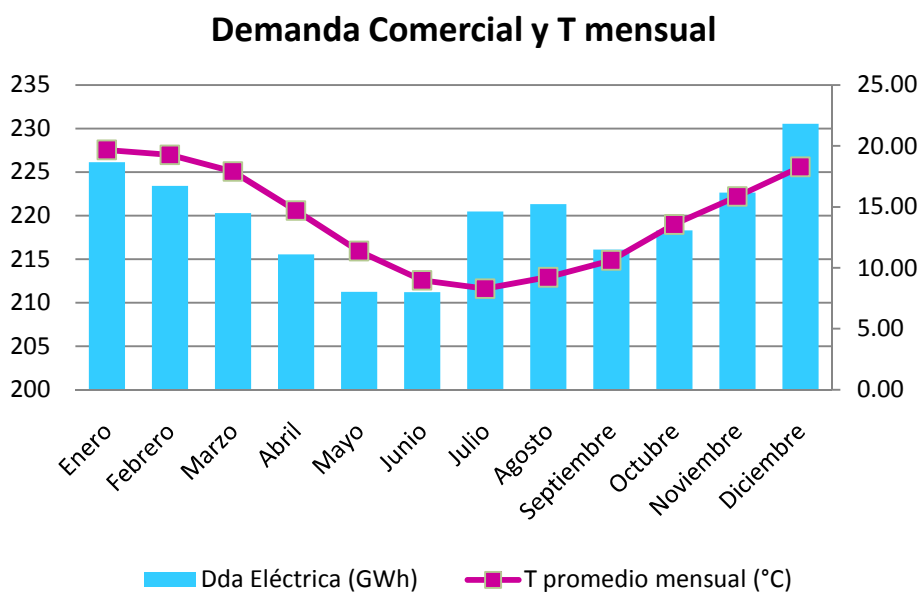


Figura 2.50: Demanda eléctrica comercial mensual y temperatura promedio mensual. Fuente: INE y DMC.

En la Figura 2.50 se muestra la relación entre la demanda comercial y la curva de temperatura, la demanda aumenta a medida que la temperatura es más extrema (máximas y mínimas), esto se debe a que en el sector comercial se usan intensamente los climatizadores, así se observa un alza en demanda eléctrica para los meses de julio, agosto (invierno) y enero y diciembre (verano), los otros usos eléctricos son prácticamente constantes durante el año, como por ejemplo, la iluminación, que se usa siempre independiente del mes. Es importante destacar que el consumo máximo es en verano, lo que coincide con los estudios que proyectan mayores aumentos de demanda eléctrica por sistemas de aire acondicionado que por sistemas de calefacción, como se muestra en la Figura 2.16. [31]

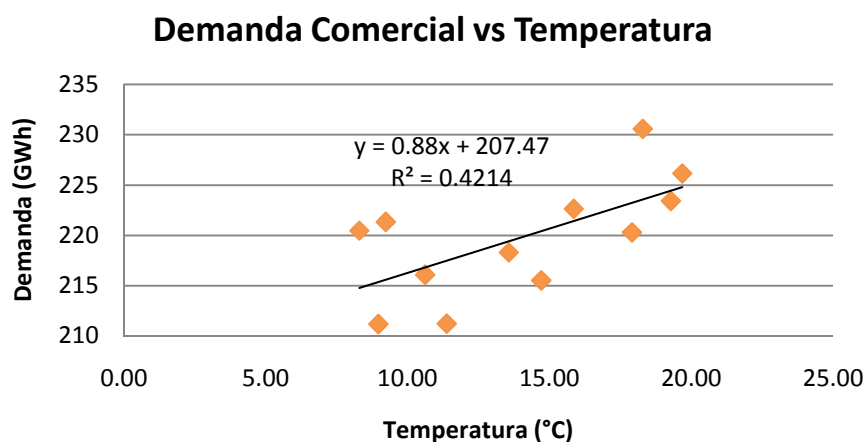


Figura 2.51: Demanda eléctrica comercial mensual vs temperatura promedio mensual. Fuente: INE y DMC.

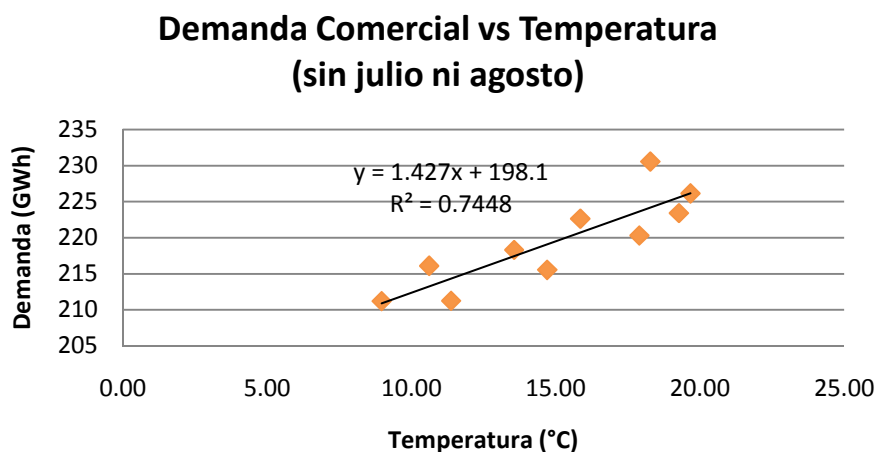


Figura 2.52: Demanda eléctrica comercial mensual vs temperatura promedio mensual (sin julio ni agosto). Fuente: INE y DMC.

Al observar la Figura 2.51y la Figura 2.52 se puede comparar las correlaciones de los datos al dejar fuera del análisis los meses de julio y agosto, al hacer esto la relación es directa y la correlación mejora de un 0.42 a un 0.74, se espera que en el futuro la tendencia sea más símil a la mostrada en la Figura 2.52.

En la Figura 2.53 se observa la gráfica de la demanda eléctrica agrícola y de la temperatura mensual, en esta situación se muestra que ambas gráficas están relacionadas directamente, y tiene forma similar, al aumentar las temperaturas aumenta el consumo. El consumo eléctrico en el sector agrícola es mayor en meses calurosos, esto se debe al uso de bombas de extracción, generalmente de agua. En verano el recurso hídrico disminuye se necesita más esfuerzo eléctrico para extraer el agua. Según el estudio [39] los recursos hídricos disminuirían debido al aumento de temperatura y de sequías, por lo que es probable que aumente el consumo eléctrico agrícola, al aumentar es esfuerzo de las bombas para extraer agua.

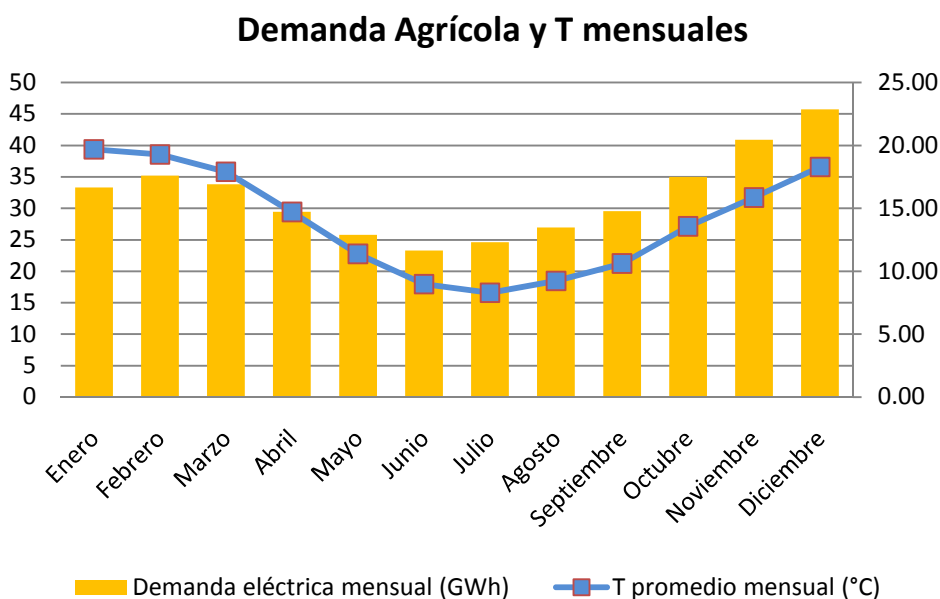


Figura 2.53: Demanda eléctrica agrícola mensual y temperatura promedio mensual. Fuente: INE y DMC.

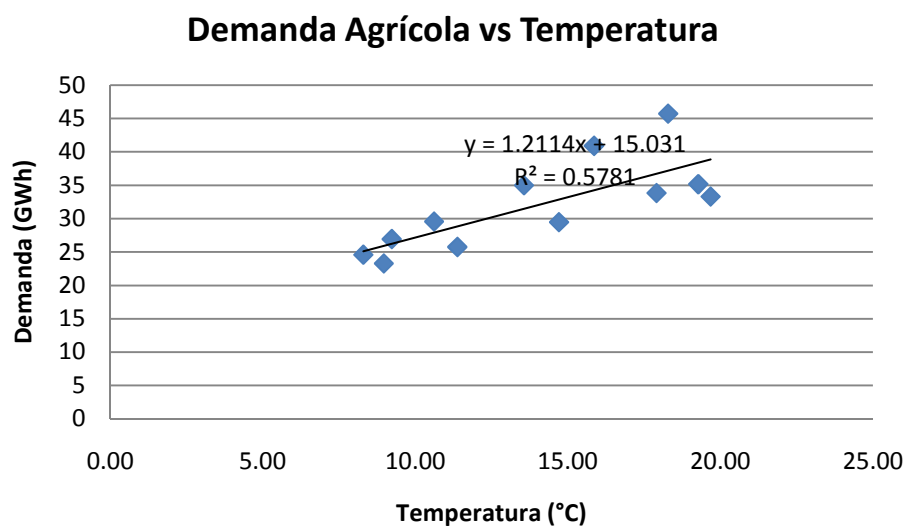


Figura 2.54: Demanda eléctrica agrícola mensual vs temperatura promedio mensual. Fuente: INE y DMC.

La correlación no es muy buena (0.5781), debido a que las curvas en promedio tienen el mismo patrón de comportamiento, pero a valores de temperaturas máximos y mínimos no se observa la demanda máxima y mínima respectivamente, en enero y febrero a pesar de presentar las mayores temperaturas el consumo es menor que en diciembre.

Capítulo 3

Metodología

En el presente capítulo se describirá la metodología usada para obtener los resultados. En primer lugar se deben definir los escenarios de estudio. Luego de terminar los escenarios se realiza la estimación de demanda de todos los energéticos para el país y de la demanda eléctrica máxima en el SIC, posteriormente, es necesario definir las matrices de generación eléctrica de cada escenario, con el objetivo de realizar un análisis estático de flujo de potencia del SIC para cada escenario. En la Figura 3.1 se resume la metodología descrita anteriormente.



Figura 3.1: Esquema de etapas para obtener los resultados.

3.1 Escenarios

Los escenarios pretenden mostrar imágenes alternativas del futuro y no proyectar tendencias del pasado. Se diseñan para explorar cambios en las tendencias, quiebre en el sistema y en el comportamiento humano, entre otros.

La evaluación de sistemas energéticos de largo plazo y de emisiones de GEI suele realizarse mediante la construcción de escenarios. Su construcción requiere integrar fenómenos al largo plazo (demográfico, tecnológico, tendencias de ecosistemas) con otros de corto plazo (inflación, precios del petróleo).

Se debe considerar un escenario base y escenarios alternativos. La elección de condiciones tecnológicas en cada escenario, en particular en el escenario base es crítica.

En base a escenarios climáticos se considerarán tres escenarios: Business as Usual, Optimista y Pesimista. Se intensifica cada escenario considerando que en el escenario optimista existe mayor responsabilidad colectiva y eficiencia energética, en el escenario Pesimista hay un mayor individualismo de mercado, y mayor densidad poblacional. Lo anterior se relaciona a los escenarios de emisiones definidos por la IPCC (Ver Anexo A). Como la evolución futura es desconocida la IPCC ha desarrollado diferentes escenarios de emisión. Cada escenario se relaciona a una historia diferente, denominadas A1, A2, B1 y B2. Cada historia representa diferente desarrollo social, económico, tecnológico y ambiental. Para este trabajo de memoria se usan dos escenarios: El escenario A2 (Altas emisiones) y el escenario B2 (Bajas emisiones). Se eligen estos escenarios ya que en el análisis de generación hidroeléctrica futura se analizan estos dos escenarios [39], además en PRECIS se tiene información de estos escenarios.

La principal característica de los escenarios B es un futuro con mayor conciencia ambiental y social, junto con un desarrollo global sustentable, que considera menor demografía. Hay cambios tecnológicos importantes y se transita a sistemas de energía alternativa.

Los escenarios A representan un mundo que tiene menor cooperación internacional. Las tasas de fertilidad disminuyen con menor velocidad que los escenarios B además los cambios tecnológicos son más lentos. En el escenario A las economías son regionales y tienen mayores disparidades en la productividad, ingreso, uso energético y crecimiento económico en general. Por lo tanto, las preocupaciones ambientales son relativamente débiles y las emisiones son mayores.

Una representación de las emisiones relacionadas a cada escenario se presenta en la Figura 3.2.

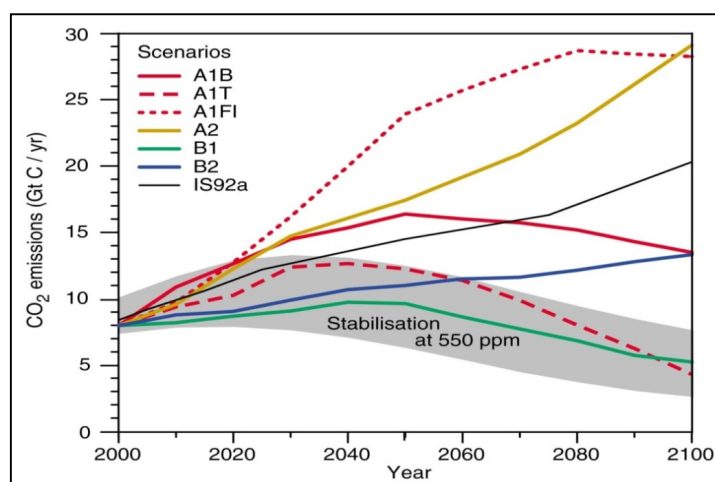


Figura 3.2: Escenarios de emisión de la IPCC.

Cabe destacar que las tendencias de las emisiones actuales están sobre el escenario Pesimista (A2), por lo cual, en el futuro los efectos del cambio climático podrían ser aún más intensos. La Figura 3.3 muestra diferentes tendencias de trayectorias de emisión según escenario. La curva negra con el marcado cuadrado negro y circular plomo representan las tendencias de emisiones globales observadas. Se observa como ya las emisiones tan sobre el escenario A2 y son más cercanas al escenario A1, el análisis no se hizo para este escenario por que la información disponible se relacionaba al escenario A2. Se aconseja que a futuro se determinen valores de pérdida de energía hidroeléctrica y mapas climáticos de tendencias futuras con el escenario A1.

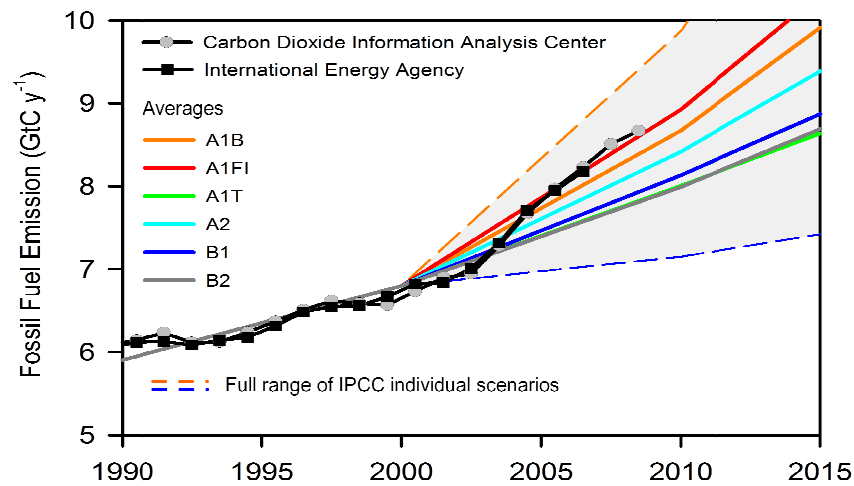


Figura 3.3: Emisiones y actuales y futuras.

Los escenarios de generación eléctrica se determinarán proponiendo matrices según porcentaje de participación de cada tipo de energía, entre las cuales se encuentra: Hidroeléctrica, Carbón, Diesel, Gas Natural, Eólica, Solar, Biomasa, Geotérmica. La matriz eléctrica será consecuente al escenario que esté asociada, por ejemplo, si la matriz eléctrica pertenece al escenario Optimista, ésta matriz deberá tener mayores porcentajes de energías renovables que de energías por combustibles fósiles.

3.2 Proyección de Demanda

Para hacer estimaciones de distintos tipos de consumo de energía, se emplea metodología multisectorial y subsectorial, fundamentada en funciones de producción para cada sector, lo que entrega una medida de la tendencia de los consumos a largo plazo.

3.2.1 Modelo de Estimación

A continuación se describirán los aspectos típicos que condicionan la demanda eléctrica y los métodos de estimación de la misma.

Entre los principales aspectos que condicionan la demanda se encuentra: estacionalidades presentes en el año, factores macroeconómicos y uso de suelo (comercial, residencial e industrial). Dos aspectos que influyen fuertemente son el horizonte temporal (corto a largo plazo) y el nivel de resolución espacial (global, zonal) [46].

Entre los modelos de estimación de demanda se encuentran: los modelos de regresión que representan un consumo causal dependiente de factores macroeconómicos, socioeconómicos y meteorológicos; modelos de series de tiempo que se basan en datos históricos. Dentro de las metodologías de desarrollo reciente las más importantes se asocian a la lógica difusa, sistemas expertos y redes neuronales.

Para la proyección de demanda de este trabajo de memoria se toma como referente el estudio de la referencia [27] publicado por la CNE. El objetivo del estudio es diseñar un modelo de proyección de demanda al largo plazo (2030) con una dimensión espacial y sectorial, que permita evaluar la evolución de la demanda y los impactos de modificaciones en variables económicas, sociales, ambientales, tecnológicas o de políticas aplicadas. Del informe se obtienen las categorías generales de distintos modelos energéticos que se usan para analizar el impacto de políticas energéticas y planificación energética de mediano y largo plazo, estas son: Clasificación según propósito/objetivo del modelo; Clasificación según cobertura espacial; Clasificación según enfoque de modelación; Clasificación “Bottom up” vs “top down”.

Los modelos que resultan de mayor utilidad son los de Uso final, Econométrico, Equilibrio General y Bottom up. El primero intenta capturar el impacto de patrones de consumo de distintos sistemas o artefactos, se enfocan en el uso que se le da a la electricidad por sectores,

por ejemplo, sector agrícola usa electricidad para riego, residencial (refrigeración, cocina, aire acondicionado), es un enfoque de alto nivel de detalle. El modelo Econométrico basa su análisis en regresión de datos históricos junto con una rigidez en la economía, proyectan la relación entre elementos del sistema, por ejemplo, las series de tiempo. Los Modelos de Equilibrio General Computable (CGE) consideran la interacción de todos los sectores, por lo cual observan efectos directos e indirecto, intentan simular la respuesta macroeconómica general ante cambios en las decisiones políticas. Los modelos de simulación Bottom up se utilizan para simular demanda eléctrica futura bajo diferentes escenarios climáticos, pero el inconveniente es que usan un gran número de coeficientes y hacen varios supuestos [47].

Finalmente, para pronósticos a largo plazo, lo más usado son las series de tiempo y econométricas, análisis de uso final, enfoques de dinámica de sistemas, enfoques híbridos y análisis de escenarios. Cada enfoque permite estimar consumos multi-energéticos de largo plazo (Craig et al, 2002) [27].

Los modelos econométricos suelen considerar variables como producto interno bruto, índices de actividad, ingresos familiares, precios de combustible y sustitutos, precios de equipos, datos demográficos, variables mudas etc.

Los modelos de análisis de uso final suelen requerir medidas de las intensidades energéticas de los usos (I) como también medidas de niveles de actividad (NA). De esta manera, la relación básica que estima el consumo energético es $E = I \cdot NA$. A modo de ejemplo, se define una relación típica de uso eléctrico final para un sector: $E = S \cdot N \cdot P \cdot H$. Donde E es consumo de energía del uso (en kCal, kWh, etc), S es el nivel de penetración del número de tales artefactos por consumidor, N el número de consumidores, P la potencia requerida por el artefacto, y H las horas de aplicación medias del artefacto por individuo.

Este análisis agregado por los distintos usos finales de un sector entrega la energía total demandada por el sector. El análisis también puede agregarse para todos los sectores y es posible desagregar o agregar distintos combustibles. Este tipo de métodos puede incorporar mejoras de eficiencia energética, tasa de utilización, sustitución de combustibles. En el proceso el enfoque captura implícitamente los precios, ingreso y otros efectos económicos y de política.

Finalmente el estudio [27] usa un modelo híbrido (Econométrico, Uso Final, Opinión Experta), el modelo usa datos históricos, conocimiento experto y condiciones ambientales. El

modelo debe estimar crecimiento energético y variaciones del perfil. Este mismo modelo híbrido es el que se usa en el trabajo de memoria para extender los años de proyección del escenario BAU, y obtener las proyecciones del escenario Optimista y Pesimista.

El modelo no debiese dejar fuera a variables que ilustren el comportamiento del consumo en el tiempo. Las variables usadas deben ser estimables para ser incorporadas en modelos econométricos, entre las variables se tienen el consumo de combustibles en el tiempo, producción sectorial, parque automotriz (para el sector transporte) y en algunos casos el PIB (asociado a industrias, minas varias, sector CPR) además se tiene que incorporar tasas de crecimiento.

Entre las consideraciones se tiene que no se incorporan precio de combustibles ni elasticidades de sustitución de energéticos por ser muy inciertas, tampoco se incluyen supuestos de cambios tecnológicos. No se incluyen variables que generen oscilaciones en el corto plazo como los precios, además es inviable obtener buenas estimaciones del precio del petróleo por ejemplo, al largo plazo. Tampoco se incluye tipo de cambio ni efecto de saturación del PIB.

En el estudio [27] se hace un análisis de consumo eléctrico considerando tres escenarios alternativos. El supuesto es que el escenario base es que el PIB crece un 5% promedio anual hasta 2015 y luego 4% hasta el 2030. En el escenario Optimista el crecimiento 6% promedio (al 2015) y 5% promedio (al 2030). Finalmente el escenario Pesimista considera un crecimiento 4% promedio (al 2015) y 3% promedio (al 2030). El resultado de consumo eléctrico en Tcal para el estudio [27] se muestra en la Figura 3.4.

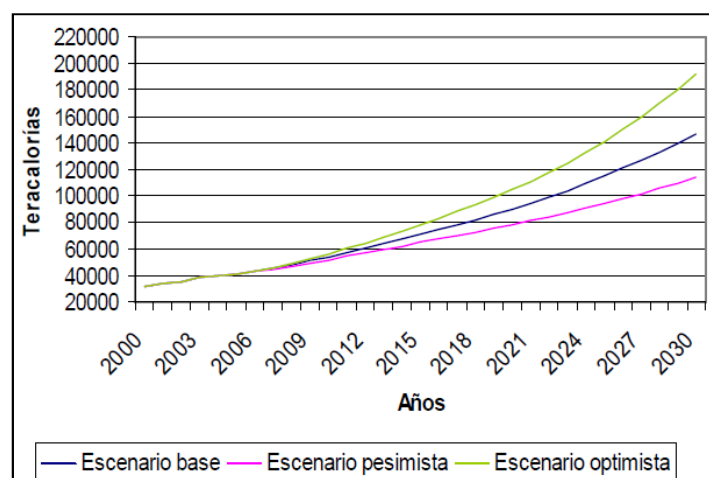


Figura 3.4: Consumo total de electricidad para escenario: Base, Pesimista, Optimista. [27].

En el estudio se concluye que el consumo eléctrico es muy sensible al PIB, al año 2030 escenario Optimista sobreestima en un 31% al escenario base, Pesimista subestima en un 22%.

3.3 Modelo Sistema Energético

Para modelar el sistema energético se usa el software MAED (Model for Analysis of Energy Demand). El modelo MAED es un modelo de uso final muy intensivo en datos de entrada, se divide en dos módulos MAED-D y MAED-EL, en el primero se determina la demanda energética total y en el segundo se analiza sólo la demanda eléctrica determinando las curvas de carga y de duración. El Modelo MAED considera los sectores que se muestran en la Figura 3.5. [48]

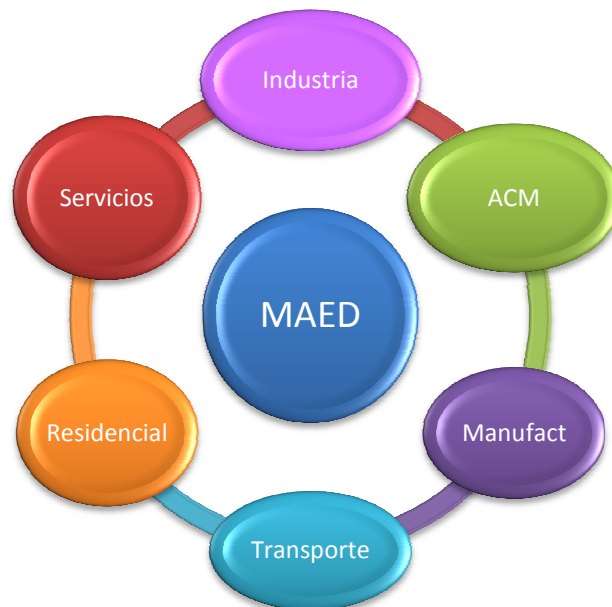


Figura 3.5: Esquema de los sectores del modelo MAED. Fuente: Elaboración propia con datos de [48]

- ACM (Agricultura, Construcción y Minería)
- Manufacturero (Papel y Celulosa, Siderurgia, Azúcar, Industrias Varias)
- Residencial (Urbano y Rural)

El modelo tiene como datos de entrada variables macroeconómicas y demográficas, variables energéticas como, intensidades energéticas, penetración de de cada tipo de energía según sector, porcentaje de energía para usos térmicos, para motores, para otros, etc.

Los pasos del modelo MAED son básicamente dos, el primer paso es definir patrón de consumo, año base y el segundo paso, definir escenarios específicos. La construcción de escenarios se logra al variar parámetros de entrada para años futuros.

La información existente en Chile presenta serios vacíos que dificultan la tarea de obtener la información de entrada del modelo. A continuación se destacan los supuestos, hechos por PORGEA, más relevantes para este trabajo de memoria.

Para proyectar la tasa de crecimiento del PIB, el estudio de PROGEA usa datos de Banco Central y comportamiento del PIB de otros países, examina las tasas de crecimiento reales de países como Estados Unidos, Suiza, Noruega y Portugal entre otros. La descomposición del PIB por sectores se obtiene con datos actuales del Banco Central, esta descomposición se asume constante para todo el siglo, los resultados se observan en

Tabla 3.1: Descomposición del PIB por sector. [49]

Ítem	Unidad	2005
	[mil millones	
PIB*	US\$]	95,98
PIB/cap	US\$	5900,07
Agricultura	[%]	5,08
Construcción	[%]	7,27
Minería	[%]	8,89
Manufactura	[%]	15,19
Servicios	[%]	61,48
Energía	[%]	2,09

Para proyectar el crecimiento demográfico, el estudio usa datos del INE y de la CELADE¹. Datos como habitantes por casa, fuerza laboral, población urbana y rural, se obtienen del INE, el CENSO y de referencias a encuestas CASEN.

Las variables energéticas se obtienen de Balances Energéticos Nacionales (CNE) y de balances de Perú. Participación porcentual de energéticos según usos (Térmico, Motor, Usos eléctricos específicos) se obtienen del Balance de Perú.

¹ Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía, de la CEPAL.

Los usos energéticos se expresan en términos de energía útil por combustible (Teracalorías), luego se convierte a unidades de (kWh) para después definir las intensidades energéticas en (kWh/USD\$).

El modelo MAED necesita que las eficiencias estén referidas respecto a la electricidad, por lo cual se supone una eficiencia de 100% para la electricidad; además se supone que las eficiencias asociadas a combustibles tradicionales están en torno al 20%, la de los combustibles fósiles al 60% y la de las biomasas modernas en torno al 50%.

Parques vehiculares se estiman de estudios de PROGEA y de datos del INE. Factores de carga o tasa de ocupación de vehículos se obtienen de SECTRA. En el caso del Metro, la tasa se calcula a partir del total de pasajeros por año y el número de trenes, los datos son proporcionados por la misma empresa.

En cuanto a los autos eléctricos, en E.E.U.U el estudio de vehículos eléctricos [35] estima que al 2030, el porcentaje de penetración de los vehículos híbridos será de 30% según modelos de Bass y que el porcentaje de vehículos PEV será de un 10%.

Para el cálculo de grados días, PROGEA utilizó el estudio de Sarmiento (1999) donde se calculan los grados días con base de 18° para diversas ciudades de Chile. Como resultado se obtuvieron 1700 grados día para la zona urbana y 1800 grados día para la zona rural.

Para proyectar los grados-día el estudio considera que al 2100 la temperatura media aumentaría en alrededor de 2°C, correspondiente al caso moderado del estudio “Variabilidad Climática en Chile: Evaluación, Interpretación y Proyecciones” preparado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile.

En cuanto al aire acondicionado, PROGEA estima que el número de viviendas que requieren aire acondicionado al año 2010 es el 2% de las viviendas urbanas, luego se hace el supuesto de que este porcentaje aumenta de acuerdo al crecimiento del PIB. Por otro lado, se supone que el aire acondicionado no tendrá peso en las viviendas rurales. Para el sector residencial urbano se obtienen los requerimientos de aire acondicionado [kWh/viv/año] utilizando datos de IIASA, calculados para Latinoamérica. Se extrapola linealmente la evolución de esta variable entre el 2000 y el 2030 y desde ese año se considera constante el consumo por vivienda.

El cálculo de los energéticos asociados a calefacción, calentamiento de agua y cocción fue desarrollado utilizando los valores y las proporciones de usos de energéticos obtenidos del

estudio “Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos” (2005) desarrollado por la CNE y la Universidad de Chile.

En la zona urbana se espera que aparezca calefacción centralizada y solar térmica a partir del año 2010. Mientras que en la zona rural se incrementará el uso de biomasas.

Se considera que el 100% del aire acondicionado es eléctrico durante todo el periodo de evaluación.

En el caso del auto eléctrico, se considera el rendimiento del HONDA EV Plus, vehículo eléctrico de baterías que HONDA fabricó hasta el año 2003. La eficiencias típicas oscilan entre 0.3 a 0.5 kWh por milla (0.2 a 0.3 kWh/km)¹. En el estudio se toma como referente el Honda EV Plus con batería Níquel Metal Híbrido. Algunos rendimientos típicos de baterías NiMH son al del Toyota RAV4 15 kWh/100km; el EPIC batería NiMH 23.11 kWh/100km y la Ford Ranger NiMH 19.57 kWh/100 km.

3.3.1 Consideraciones Modelo MAED-EL

El módulo 2 de MAED tiene como objetivo modelar la demanda eléctrica. Los valores de entrada corresponden a la proyección de demanda de energía eléctrica realizada en MAED-D, los cuales son la demanda de usuario final, por lo tanto no incluyen pérdidas por transmisión de electricidad.

Los supuestos considerados para la aplicación del módulo eléctrico de MAED consideran especificaciones a nivel calendario (días hábiles, feriados, períodos estacionales y determinación de días representativos por semana), composición estructural y de consumo (consumo de electricidad desde la red eléctrica y contribución de sectores y subsectores a la demanda de energía eléctrica), pérdidas y ajuste con la demanda de punta (estimación de las pérdidas en las redes de distribución y transmisión y ajuste con demanda de punta del sistema). Además es necesario definir los coeficientes de variación de carga, dichos coeficientes entregan patrones de consumo estacionales, semanales, diarios y horarios; estos valores fueron determinado por PROGEA, para esto se identifican barras eléctricas a las que

¹ http://www.speedace.info/electric_cars.htm

se conecta una única categoría de consumo, o se considera que ella es predominante, por ejemplo, consumo comercial, industrial o residencial; y de los datos del CDEC-SIC se obtienen perfiles de las demandas, también se toma en consideración los consumos en días típicos, estos son: lunes, trabajo, sábado y festivos.

Los resultados de consumo eléctrico del módulo 1 de MAED son a nivel país, por lo cual, es necesario separar la demanda por sistema interconectado. Para esto se usa los datos de las estadísticas de consumo de electricidad elaboradas por el INE, ésta estadística entrega información de consumo por sector y región geográfica, lo que permite (para el año 2005) considerar las regiones I y II como SING, las regiones III a X y RM al SIC, y las regiones XI y XII a los sistemas de Aysén y Magallanes. Los datos que se presentan en la Tabla 3.2 corresponden a los considerados por PROGEA.

Tabla 3.2: Distribución porcentual del SIC según sectores con respecto al total del país. Fuente: PROGEA.

Sector	%
Residencial	90.94
Servicios	86.11
Industria	67.94
Industria M	94.06
Industria ACM	46.04
Transporte	100

La Tabla 3.3 muestra los porcentajes del SIC respecto a Chile calculados con datos del INE. Se observa que el SIC corresponde aproximadamente a un 75% del total país, el SING representa un 23% aproximadamente.

Tabla 3.3: Distribución porcentual del SIC según sectores con respecto al total del país. Fuente: INE.

Sector	2005	2006	2007	2008	Promedio
Porcentaje del SIC respecto a Chile	75.01	75.25	75.33	75.05	75.16
Residencial	90.93	92.31	92.20	92.11	91.89
Comercial	90.73	92.96	93.52	93.08	92.57
Mínero	41.22	40.63	40.51	39.40	40.44
Agrícola	99.60	99.55	99.50	99.51	99.54
Industrial	94.06	93.75	94.03	94.22	94.02
Varios	81.32	84.26	83.31	86.81	83.93

Si se escribe los porcentajes sectoriales en términos equivalentes a los que utiliza MAED se tiene los resultados que despliega la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Distribución porcentual del SIC según sectores con respecto al total del país escrita en términos MAED.
Fuente: INE.

%	2005	2006	2007	2008	Promedio
Industria (ACM+M)	70.79	70.36	70.69	69.79	70.41
Transporte Eléctrico	-	-	-	-	-
Residencial	90.93	92.31	92.20	92.11	91.89
Servicios	81.32	84.26	83.31	88.63	84.38

Se considera que el transporte eléctrico se ubica 100% en el SIC.

Pérdidas

Las pérdidas a nivel de distribución se estiman equivalentes a 7%, De acuerdo a memorias de las empresas de distribución (Chilectra, Grupo Emel y Saesa). Éstas varían entre un 5% y un 8 %, estos valores coinciden con los mostrados en la Tabla 3.5

Tabla 3.5: Calculo perdida de distribuidoras del SIC (1997-2005). Fuente: Elaboración propia con datos de [50]

SIC	Compra	Venta	Perdida en DX	%
1997	32353.47	29577.40	2776.07	8.58
1998	17508.34	15868.00	1640.34	9.37
1999	14964.86	14036.65	928.21	6.20
2000	20552.28	19594.59	957.69	4.66
2001	17097.30	15956.31	1140.99	6.67
2002	17778.61	16525.59	1253.02	7.05
2003	20139.73	18647.86	1491.87	7.41
2004	21701.84	20121.19	1580.65	7.28
2005	27281.32	25171.19	2110.14	7.73
Total				7.22

El nivel de pérdidas promedio para la red de transmisión de estima en un 3%. A partir del año 2030 se reducen a 1.5% considerando el efecto del crecimiento del sistema de 500 kV.

Coefficientes de modulación de carga

Los coeficientes de modulación de carga se calculan para dar forma a la curva de carga, estos se obtienen de barras que tengan tipos de consumos específicos, así para cada tipo de uso PROGEA seleccionó una barra, algunas de estas son:

- Siderurgia: Barra Huachipato 154
- Minería: Barras Carrera Pinto y Cardones 220(mineras Mantos de Oro y Candelaria)
- Papel y Celulosa: Barra Inforsa 154 kV
- Agricultura: Barra Rapel 220
- Manufactura (Mezcla de actividades industriales):Barras Quillota, Polpaico y San Vicente
- ACM el perfil asociado se obtiene combinando los perfiles de las barras Rapel (Agricultura) y Carrera Pinto (Minería).
- En el caso del subsector de manufactura, el perfil asociado a este se construye combinando los perfiles de las barras San Vicente (Manufactura), Huachipato (Siderurgia) e Inforsa (Papel y Celulosa).
- Residencial: Se usa como referente la barra L. Compañías 110.
- En el caso del sector servicios no es posible identificar una barra que solamente sea identificable a este tipo de consumo. Por lo tanto los perfiles horarios se reconstruyen a partir de la información disponible, la información utilizada se obtiene de lecturas de la subestación Lord Cochrane (Chilectra) cuyos alimentadores dan suministro, en su mayoría, a oficinas gubernamentales del centro de Santiago
- Transporte: La fuente de información corresponde a lecturas de medición del consumo del Metro de Santiago.

Con los perfiles de consumo es posible determinar los coeficientes de modulación de carga de cada sector, estos serán útiles para distinguir de efecto semanal, diario y horario en la demanda eléctrica.

3.3.2 Escenarios de Evaluación

Como se indicó anteriormente, se consideran tres escenarios: BAU (Business as Usual), Optimista, y Pesimista. Estos escenarios se relacionan a los escenarios de la IPCC (Ver Anexo A), el escenario Optimista hace alusión a un mundo más ecológico y consciente, con un desarrollo orientado a tecnologías eficientes, mientras que el Pesimista considera un mundo más individualista e inconsciente con el medio ambiente.

Para hacer la estimación de demanda según escenario fue necesario ajustar parámetros del modelo MAED de acuerdo a cada escenario, a continuación se indican los parámetros utilizados.

BAU

- Se mantiene la mayoría de las consideraciones hechas por PROGEA y se proyectan a fin de siglo. Las únicas consideraciones de PROGEA que no se usan son: la participación del auto eléctrico y el PIB.
- Se considera los aumentos de temperatura asociados al escenario B1 de la IPCC, es decir, se incrementa 2°C a fin de siglo, este parámetro se usa en el cálculo de los grados-días.

Optimista

- Se incrementan las eficiencias en relación al escenario base.
- Se disminuyen las intensidades energéticas.
- Se disminuye los niveles de penetración de combustibles que generan emisiones de hidrocarburos.
- Se incrementa el uso de transporte público.
- Se incrementa el uso del auto eléctrico.
- Se disminuye la necesidad de calefacción en relación al escenario BAU debido a que se considera mejor aislación térmica en las casas.

Pesimista

- Se disminuye la eficiencia en relación al escenario base.
- Se aumentan las penetraciones de combustibles que emiten mayor cantidad de hidrocarburos.

- Se aumenta el uso de medios de transporte individuales y con combustibles fósiles.
- Los Grados-días se calculan considerando un aumento aproximado de 4°C a fin de siglo.
- Se incrementa el uso de aire acondicionado.

Como resulta poco práctico indicar que valores se usaron en cada ítem del modelo MAED se representa la descripción de cada escenario mostrando la tendencia del PIB per cápita y de la intensidad energética durante el siglo XXI según escenario, esto se presenta en las

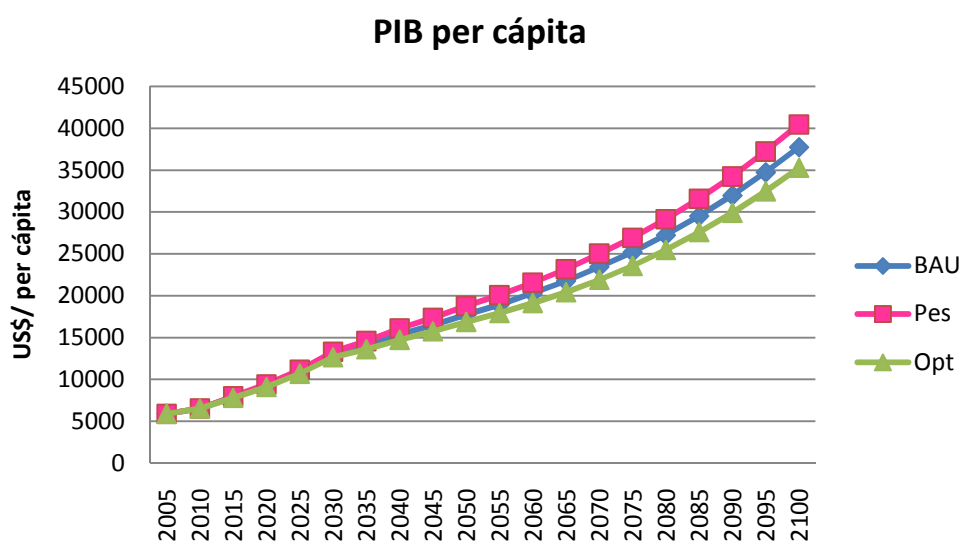


Figura 3.6: Tendencia del PIB per cápita durante el siglo XXI según escenario.

El PIB per cápita está calculado en dólares constantes del año 2000, es importante indicar que se consideró la misma población en los tres escenarios.

En la Figura 3.6 se muestra que el mayor PIB per cápita se tiene en el escenario Pesimista, esto se debe a que el escenario Pesimista, es un escenario que supone mayores emisiones debido a un mayor nivel de industrialización y globalización. Las curvas para los tres escenarios son parecidas a comienzo de siglo, pero empiezan a divergir desde 2030. A fin de siglo el PIB per cápita es 40.4; 37.3 y 35.2 miles de dólares para los escenarios Pesimista, BAU y Optimista, respectivamente. Además la población difiere en según escenario, el cambio considerado no es

bajo para mantener los valores cercanos a las proyecciones del INE. El escenario BAU mantiene la proyección del INE, así a fin de siglo considera una población de 17.04 millones, el escenario Pesimista considera que la población a fin de siglo es 17.11 millones, finalmente el escenario Optimista tiene una población de 16.89 millones.

En la Figura 3.7 se observa la intensidad energética o consumo por dólar de PIB, según escenario.

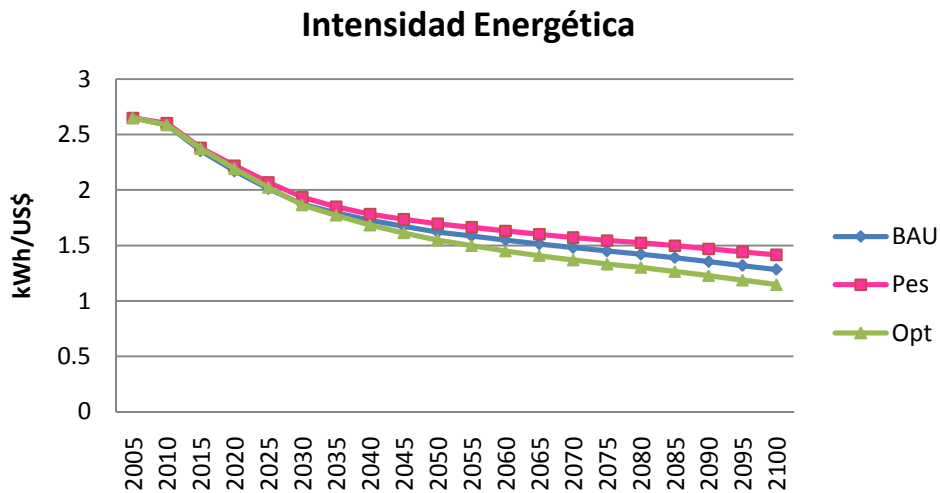


Figura 3.7: Tendencia de la intensidad energética durante siglo XXI, según escenario.

La intensidad energética indica cuanta energía usa un país para producir bienes o servicios. Cualquier cambio de intensidad energética que no resulte de medidas de eficiencia energética surge de cambios estructurales, los que pueden referirse a mantener el consumo energético o cambiar la participación de los sectores producción en el consumo total de energía. El escenario Optimista considera más eficiencia energética y conciencia mundial de emisiones por lo cual, se relaciona a una menor intensidad energética.

3.4 Análisis Sistema Eléctrico (SIC)

Para hacer el estudio de transmisión del SIC se utiliza el programa de cálculo y análisis, *PowerFactory*, creado por DIGSILENT ("DIGital SIMuLation and Electrical Network calculation program"). El programa es una herramienta de ingeniería para análisis de sistemas eléctricos de potencia, su diseño es interactivo y tiene como objetivo la planificación y optimización de la operación del sistema eléctrico. Las funciones del programa son las siguientes: Cálculo de flujos de carga; Cálculo de corto circuito; Funciones de estabilidad; Cálculo de armónicas; Análisis de protecciones; Tiempo de protecciones de sobre-corriente; Evaluación de confiabilidad; entre otras.

Para realizar el análisis del SIC fue necesario usar la versión reducida del sistema, esta versión cuenta con 50 barras, 56 máquinas síncronas y 27 consumos. Para ver en mayor detalle la composición del SIC reducido ver Anexo I.

Se crearon tres variaciones de modelos de red BAU, Optimista y Pesimista. Para cada variación se generaron cinco escenarios de operación, 2010, 2020, 2040, 2070 y 2100. Para cada escenario de operación se ajusta los valores de demanda en el caso de los consumos; la potencia generada por cada central respetando las matrices de generación eléctrica según escenario y los valores de capacidad de las líneas, en el caso de las líneas de transmisión.

3.4.1 Consideraciones

La expansión del sistema de transmisión es un problema muy complicado que tiene muchas consideraciones involucradas. Analizar en profundidad la expansión del sistema no es un objetivo de este trabajo, es por esto que para el análisis de flujo de potencia se realizan supuestos importantes:

- Todas las cargas crecen a la misma tasa. Esta tasa depende de la proyección de demanda total considerada por el año de estudio.
- La expansión del sistema se hace lentamente, a medida que se incrementa la demanda y la generación. Mientras se aumentan estos valores se debe procurar que los flujos de potencia convergen y que la confiabilidad del sistema se mantiene.
- El despacho económico se hace mediante el método de lista de merito. Los costos considerados se obtienen a partir de la información del CDEC.

- En el año 2020 se incorpora al sistema reducido del SIC, tres generadores genéricos que representan la energía solar, eólica y geotérmica.
- En el año 2040 se considerará la interconexión entre el SIC. El SING se representa como una carga de 300MW. Para los períodos siguientes (2070 y 2100) se considera que esta carga aumenta en 20% y 30%, respectivamente.

Determinación de Límites Térmicos

En cuanto al valor de la capacidad de las líneas, fue necesario relacionar el pronóstico de temperatura ambiente indicado en el estudio del departamento de geofísica de la universidad de Chile [1] y la información entregada por el CDEC-SIC sobre la capacidad de las líneas de transmisión a diversos niveles de temperatura [51]. Como en el software Power Factory se considera que las líneas operan a 20°C, se toma esta temperatura como temperatura base y sobre esta se suman los incrementos proyectados. En la Tabla 3.6 se muestran las proyecciones de temperatura consideradas.

Tabla 3.6: Proyección de temperaturas considerada para software análisis del SIC en software Power Factory.

Escenario	2010-2040	2040-2070	2070-2100
A2	21.5°C	22.5°C	24°C
B2	21°C	22°C	23°C

Los límites térmicos en el informe del CDEC se presentan en niveles de temperatura cada 2.5°C, es decir, se conocen los valores para: 20°C, 22.5°C, 25°C. Para obtener los valores faltantes, es decir, los límites térmicos para las temperaturas 21°C, 21.5°C, 22°C, 23°C y 24°C se realiza la interpolación lineal presentada en la expresión (3.1).

$$LT_t = \frac{LT_{20} - LT_{25}}{20^\circ C - 25^\circ C} \cdot (t - 20^\circ C) + LT_{20} \quad (3.1)$$

Donde,

LT_t : Límite Térmico a la temperatura t en kA.

En el software Power Factory se consideran corrientes nominales fijas y factores de ponderación (*Derating Factor*) de estas, para cambiar el valor de la corriente se debe ajustar el factor de ponderación.

Para calcular el *Derating Factor* (DF) se calcula la relación entre límite térmico a cierta temperatura y el límite térmico a 20°C (expresión 3.2).

$$DF = \frac{LT_t}{LT_{20}} \quad (3.2)$$

Este factor se calcula para cada línea, pero como el análisis se hace sobre un sistema reducido para facilitar cálculos se promedian todos los *Derating Factors* calculados para una misma temperatura, así se obtienen los resultados presentados en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7: *Derating Factor* promedio por temperatura calculados de informe empresas transmisoras del CDEC.

T(°C)	21	21.5	22	22.5	23	24
DF	0.98	0.97	0.96	0.95	0.94	0.92

En la Tabla 3.8 se muestran los *Derating Factors* por escenario y periodo de análisis. Estos valores son los que se usan en el análisis de flujos de potencia para el programa *Power Factory*. En la Tabla 9.13 Anexo H se muestra la corriente nominal de las líneas de la versión reducida del SIC.

Tabla 3.8: Resumen de los *Derating Factors* considerados por escenario y periodo de análisis.

Escenario	2040	2070	2100
Pes.	0.97	0.95	0.92
BAU y Opt.	0.98	0.96	0.94

Generación

Los valores de generación se estimaron de los valores demanda modelados en MAED, que al considera las pérdidas del sistema corresponden a los valores de generación más que a los valores de demanda. Lo consideración que se hizo es que el valor de potencia generada no difiera en más de un $\pm 3\%$ de la estimación de demanda hecha en MAED.

Además el sistema debe considerar que un porcentaje de la capacidad instalada corresponde a la reserva en giro, denominada reserva primaria, es la potencia destinada para efectuar la regulación primaria de frecuencia y de esta forma, restablecer el equilibrio entre la generación y la demanda eléctrica. El estudio del CDEC-SIC sobre control de frecuencia y estimación de reserva en giro [52] determina que la reserva para CPF (Control Primario de Frecuencia) relacionada con variaciones de la frecuencia producidas por fluctuaciones instantáneas de la demanda es de ± 56 MW, la que se debe asignar a la unidad reguladora piloto, que en el caso de el SIC reducido corresponde a la central en Toro. Además, para mantener la seguridad de servicio, el estudio recomienda que la reserva total, para control primario y secundario, en todo momento, sea superior a la potencia generada por la unidad con mayor despacho en servicio, la proyección a los años futuros respeta esta consideración,

Consumos

Se considera que todos los consumos del sistema reducido crecen a una misma tasa. Esta tasa o factor ponderador se calcula de forma que el valor de demanda total se acerque al valor de generación menos la pérdida eléctrica.

Los factores considerados se resumen en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9: Resumen de Factores Ponderadores de los Consumos.

	2010	2020	2040	2070	2100
BAU	1.15	1.92	3.55	5.1	5.5
Optimista	1.15	1.9	3.24	4.5	4.95
Pesimista	1.15	2	3.7	5.35	6.3

Precios de las Centrales

Para el análisis de flujo de potencia óptimo es necesario considerar el precio de las centrales y así obtener los despachos de potencia de cada una. Los precios considerados corresponden a tres tipos de hidrologías y la relación con los escenarios se muestra en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10: Tipos de hidrologías según escenarios analizados. Fuente: Elaboración Propia.

Escenario	Hidrología
BAU	Media
Óptimo	Húmeda
Pesimista	Seca

Los precios son entregados por el CDEC-SIC en el informe precio nudo con unidades (\$/MWh) [43], para las centrales termoeléctricas se usa el Costo Marginal directamente, para las centrales hidroeléctricas tipo embalse el cálculo del costo es más engorroso. El método para obtener el costo de centrales tipo embalse se conoce como Equivalente Térmico, corresponde al costo de oportunidad del agua embalsada y se calcula como el costo de generar con centrales termoeléctricas y no con hidroeléctricas debido a que se el agua de los embalses se ha sido utilizada, este cálculo se realiza al corto plazo por lo que resulta complicado realizar proyecciones. Por la dificultad del cálculo y a que realización de estos se escapa de los objetivos de este trabajo de memoria, se aproximó los costos de estas centrales al precio de la barra en que generan, precios que dependen del tipo de hidrología, se calculó los precios estacionales y se usó como referencia para las tres hidrologías la estación SON (septiembre, octubre, noviembre). Para el escenario Pesimista se usó los mayores costos, para el BAU los costos medios y para el escenario Optimista los menores costos asociados a la estación. En cuanto a las centrales de pasada, eólica, solar y geotérmica, cabe destacar que se usó costo cero. Para ver en detalle los costos de usos ver Anexo I.

Regulación de Tensión

Para el análisis se debe respetar los criterios de regulación de tensión, estos criterios se explicitan en norma técnica Chilena de seguridad y calidad de servicio y se resumen en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11: Magnitud de Tensión exigida por Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. [53]

Nivel de Tensión	Criterio
$V \geq 500 \text{ kV}$	$\pm 3\%$
$500 \text{ kV} > V \geq 200 \text{ kV}$	$\pm 5\%$
$200 \text{ kV} > V$	$\pm 7\%$

Se asocia un criterio según nivel de tensión de la barra, como ejemplo se muestra que si se tiene una barra de tensión mayor o igual a 500 kV el rango de error debe estar dentro de $\pm 3\%$.

Expansión

Para el año 2020 en los tres escenarios se incluyen las modificaciones proyectadas en la expansión del sistema troncal publicadas en [54], entre estas se destacan:

- Línea 2x500 Cardones-Maitencillo
- Línea 2x500 Maitencillo-Pan de Azúcar
- Línea 2x500 Pan de Azúcar-Polpaico
- Nueva Línea 2x500 Charrúa-Ancoa: tendido del primer circuito
- Nueva Línea Cardones– Diego de Almagro 2x220 kV: tendido del primer circuito
- Ancoa-Alto Jahuel 2x500 kV

Debido a que se está utilizando una versión reducida del SIC, no es posible incorporar en el sistema todas las expansiones consideradas en el informe [54]. Por ejemplo no se incluye: Nueva Línea 2x220 Ciruelos-Pichirropulli : tendido del primer circuito.

Se incorporan tres generadores genéricos, en el reducido del SIC de 50 barras, que representan la generación solar, eólica y geotérmica. En la Tabla 3.12 se indica la información técnica de los generadores que se incorporan el 2020:

Tabla 3.12: Resumen generadores renovables incluidos en reducido del SIC y barras de conexión.

Generador	S	Vnom	Pmín			Pmáx	Barra
	MVA	kV	f.p	MW	MW	Tipo Bus	
Solar	875	220	0.8	0	350	PQ	Diego de Almagro 220 kV
Eólicas	1250	220	0.8	0	250	PQ	Punto terminal a líneas Pan de Azúcar
Geotérmicas	350	220	0.8	0	140	PQ	Ancoa 220 kV

Para el año 2040 se proyecta la interconexión SIC-SING, el sistema SING se modela como una carga de 300 MW que se conecta en la barra Polpaico 220. La información de la interconexión se obtuvo de un seminario de minería sobre interconexión SIC-SING [55], las

preguntas sobre la interconexión no tienen respuesta definida, sólo supuestos, así que se elige el modelo adoptado por la empresa Gas Atacama, otras consultoras tomaron como supuesto que la conexión se produce en la barra Paposo 220, por estar ubicada más al norte, pero se prefirió la barra Polpaico 220 por ser más robusta ante una conexión de 300 MW. Durante el periodo de análisis 2070 y 2100 se estima que el consumo SING crece en un 20% y un 30%, es decir, es de 360 MW y de 390MW, respectivamente.

3.4.2 Metodología

En primer lugar se calculó el flujo de potencia óptimo para obtener los despachos de las centrales en cada escenario,

Finalmente, luego de obtener el despacho se realiza el análisis de flujo de potencia ajustando la cantidad de líneas y transformadores para evitar la saturación del sistema, así paulatinamente se va cambiando la cantidad de elementos hasta que converge el método de Newton Raphson.

Aumentar el número de elementos dependiendo de las necesidades del sistema es una metodología correcta si se considera la premisa de que el sistema de transmisión es el que se adapta al de generación y a los consumos y no al revés.

Para cumplir los criterios de la norma técnica se debe ir ajustando los valores de tensión en las barras PV, el de la potencia reactiva en las barras PQ, el valor de los reactores, el valor de los condensadores y el de los *taps* de los transformadores, cuando sea necesario.

En conclusión, cada escenario de operación considera valores de demanda, generación y capacidad de las líneas de dependiendo de cómo este escenario fue definido, por ejemplo, en el caso pesimista la capacidad de la línea será menor debido a que se considera mayores temperaturas; la demanda eléctrica también es más alta según los resultados obtenidos en el modelo MAED. El objetivo central de este análisis para el siglo XXI es poder realizar comparaciones de las modificaciones del SIC en los tres escenarios, considerando número de líneas, cantidad de potencia generada, demandada y pérdidas de transmisión. Es importante destacar que se trabaja con escenarios hipotéticos por lo cual los pronósticos no buscan la exactitud de las proyecciones sino que analizar el comportamiento del sistema en diferentes condiciones. En la Figura 3.8 se resume la metodología para expandir el sistema de transmisión.

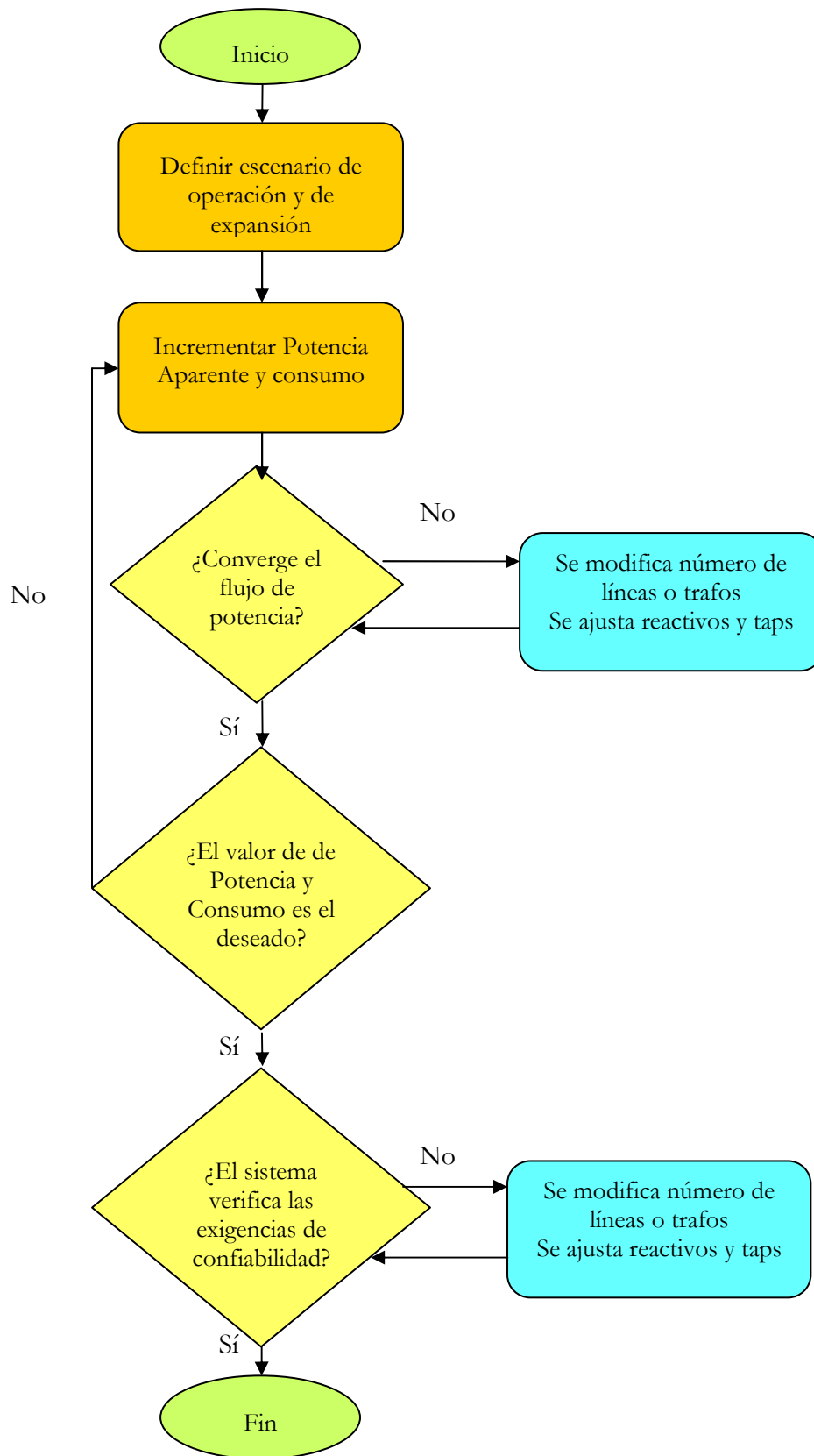


Figura 3.8: Diagrama descriptivo de metodología de expansión del sistema de transmisión.

Capítulo 4

Resultados de Proyecciones Climáticas

En este capítulo se muestran los resultados de las variables climatológicas. Para presentar los resultados se hacen mapas de todo el país y posteriormente se escogen ciertos puntos de los cuales se determinan los valores exactos de las variables temperatura, precipitación, velocidad de vientos y radiación. Los valores obtenidos se usarán para calcular los límites térmicos de ciertas líneas y para mostrar las tendencias climáticas de puntos de generación y consumo de gran relevancia en la configuración actual del SIC.

Los mapas se obtienen de los datos del modelo PRECIS. Es importante hacer hincapié de que los modelos climáticos realizan cálculos en una grilla que divide la superficie de la tierra. Cada grilla de docenas o incluso cientos de kilómetros de resolución y a cada celda se le asocia un valor específico para cada variable climática, lo cual provoca que los resultados no queden exentos de cierto nivel de incertidumbre.

Los mapas climatológicos muestran el comportamiento en el *baseline* (1960-1990) y la tendencia climática a fin de siglo (2070-2100). Los cálculos corresponden al promedio estacional de la variable. En esta sección se muestran los mapas correspondientes al trimestre donde se observa mayor intensidad de la variable analizada. Los trimestres se definen como DEF (Diciembre, Enero, Febrero), MAM (Marzo, Abril, Mayo), JJA (Junio, Julio, Agosto), SON (Septiembre, Octubre, Noviembre). Además se encierran en círculos la zona donde se muestran los mayores cambios a futuro. Para ver los mapas de los otros trimestres dirigirse a Anexo G.

4.1 Temperatura

A continuación se muestra el mapa de temperaturas en Chile del trimestre DEF, se elige este trimestre ya que se observan las mayores temperaturas en el año. Es necesario indicar que las temperaturas representadas corresponden al promedio de todas las temperaturas del trimestre DEF durante el periodo representado, es decir, la Figura 4.1(a) es el mapa de las temperaturas promedio del trimestre DEF para el periodo 1960-1990; la Figura 4.1(b) y Figura 4.1 (c) hacen lo mismo, pero para el periodo 2070-2100 en el escenario B2 y A2 respectivamente.

En la Figura 4.1, se observa que las temperaturas muestran un aumento a fin de siglo, el cual se encuentra en el rango de 2 °C a 4°C. El mayor aumento se produce en el escenario A2, por ser un escenario más intensivo en cuanto a las emisiones. Se destaca dentro de círculos la zona donde se observa un mayor aumento de temperaturas, que de acuerdo a la simbología del mapa, corresponde a colores rojos de mayor intensidad. La zona demarcada se encuentra entre 30°S y 37°S, zona centro-sur, en esta zona se ubica Santiago y un poco más al sur, se encuentra el mayor porcentaje de generación hidroeléctrica en Chile.

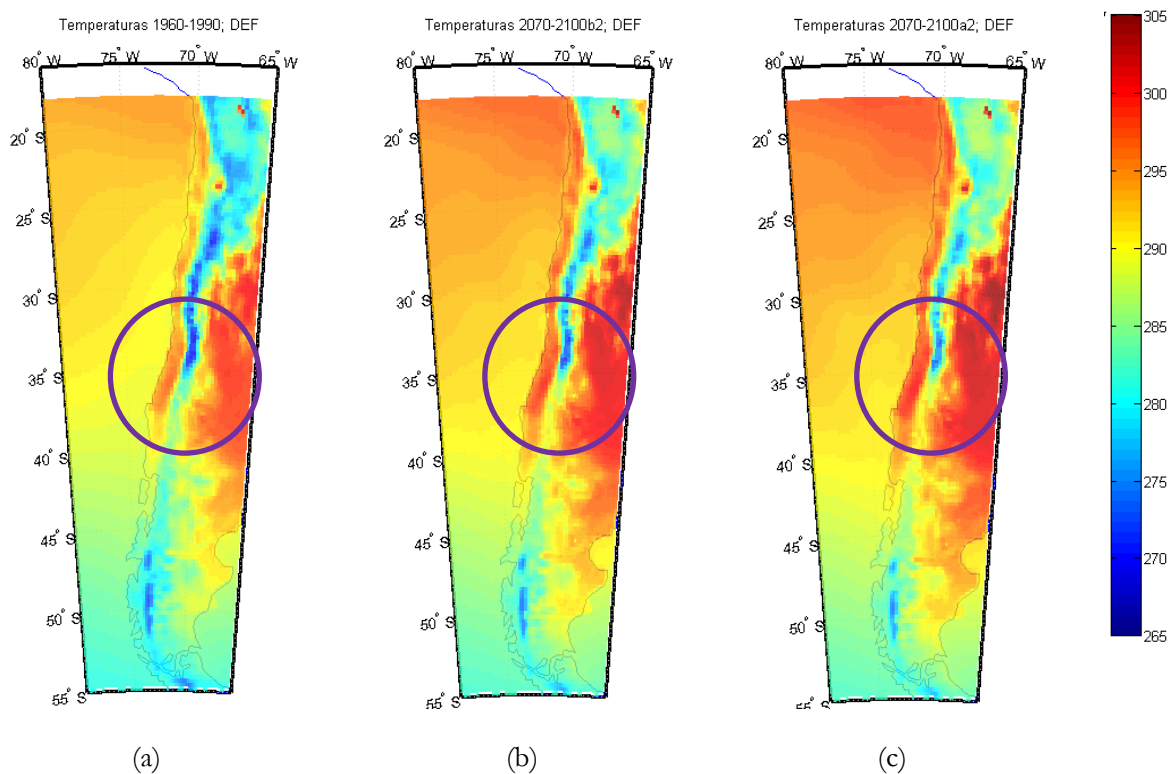


Figura 4.1: Temperaturas DEF (°K). (a) 1960-1990 (b) 2070-2100 B2 (c) 2070-2100 A2

El estudio desarrollado por el proyecto CAS [56] sobre proyección climática para Santiago durante el periodo 2045-2065 muestra el aumento de temperaturas en Santiago. El estudio analiza dos escenarios A2 y B1, es importante indicar que en el modelo PRECIS los escenarios analizados son A2 y B2. El escenario B1 es más intensivo en emisiones que el B2, sin embargo, en ambos casos el A2 es el de mayores emisiones y por ende el que presenta cambios climáticos más intensos. Los resultados de temperatura que se obtienen en el estudio son los promedios de temperaturas máximas y mínimas para ciertas estaciones de Santiago, en el periodo 2045-2065. Las estaciones analizadas entregan un gran espectro de Santiago ya que

se tienen estaciones en el centro urbano (Quinta Normal), estaciones de precordillera (Tobalaba y Florida) y estaciones de Santiago rural (Melipilla y Pirque). [56]

En la Tabla 4.1 se observan las temperaturas máximas promedio anuales para el periodo histórico y para los escenarios futuros A2 y B1, los resultados muestran un aumento en ambos escenarios.

Tabla 4.1: Temperaturas máximas promedio estaciones de Santiago, periodo 2045-2065. [56]

	Cerro Calán	Tobalaba	El Yeso	Florida	Melipilla	Pirque	Quinta Normal
Histórico	22.85	22.36	13.72	22.81	21.71	22.03	22.47
A2	24.65	23.73	15.45	24.78	23.27	23.73	24.45
B1	24.24	23.69	15.03	24.38	22.95	23.36	24.06

Así como las temperaturas máximas aumentan también lo hacen las mínimas, el aumento como era de esperar es mayor en el escenario A2, todo esto se muestra en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Temperaturas mínimas promedio estaciones de Santiago, periodo 2045-2065. [56]

	Cerro Calán	Tobalaba	El Yeso	Florida	Melipilla	Pirque	Quinta Normal
Histórico	9.89	8.55	3.6	8.79	8.14	5.96	8.47
A2	10.94	9.75	5.8	9.88	9.16	7.1	9.94
B1	10.87	9.68	6.02	9.67	9.23	6.75	9.88

En la Tabla 4.3 se observa el incremento en el número de días con temperaturas máximas sobre los 30°C para diferentes estaciones dentro de la cuenca de Santiago.

Tabla 4.3: Aumento en el número de días del año con temperaturas sobre los 30°C. [56]

Cerro Calán			Tobalaba			Quinta Normal		
	A2	B1		A2	B1		A2	B1
Anual	32.88	20.38	Anual	31.67	26.34	Anual	33.76	21.42
Florida			Melipilla			Pirque		
	A2	B1		A2	B1		A2	B1
Anual	45.04	32.50	Anual	23.10	19.00	Anual	41.22	31.17

Todas las estaciones climatológicas de Santiago presentan un aumento en el número de días al año con temperaturas mayores a 30°C, y en algunas el aumento es considerable. Por ejemplo en la estación Santiago (Quinta Normal) el aumento corresponde a más de un mes, al igual que Cerro Calan, Florida y Pirque, incluso para el escenario Optimista (B1) se observa un aumento significativo.

La Tabla 4.4 muestra la variación de la isoterma 0°C, en la sección de antecedentes se observa que la tendencia de la isoterma 0 será aumentar en altura debido a la disminución de la reserva nival por el aumento de temperaturas. El patrón también se muestra en Santiago para los escenarios A2 y B1 en el periodo 2046-2065. El aumento de la isoterma 0 calculado en el estudio de CAS alcanza valores de 200 m a 400 m en el escenario A2.

Tabla 4.4: Variación de Isoterma 0, escenarios A2 y B1 periodo 2046-2065. [56]

Altura Isoterma 0 (m.a.s.l)			
Mes	Histórico	A2	B1
Enero	4235	4576	4525
Febrero	4197	4627	4520
Marzo	4001	4442	4278
Abril	3322	3695	3527
Mayo	2673	2841	2777
Junio	2295	2413	2384
Julio	2153	2292	2278
Agosto	2241	2384	2340
Septiembre	2475	2671	2670
Octubre	2929	3106	3078
Noviembre	3514	3787	3741
Diciembre	3978	4276	4244
Año	3146	3398	3334

En resumen el mapa de temperaturas muestra incrementos de estas para ambos escenarios siendo mayores en el escenario A2 que en el B2, en cuanto a los resultados del proyecto CAS, en Santiago se observarán incrementos de las temperaturas máximas y mínimas, además habrán más días con temperaturas sobre los 30°C y la reserva de agua en forma de nieve disminuirá. Las consecuencias en el sector eléctrico se indican en la Sección Antecedentes, donde debido a aumentos de temperatura se observan efectos en la demanda, generación y transmisión. El principal efecto, por incrementos de temperatura, esperado en Santiago es un aumento de consumo eléctrico de aire acondicionado.

4.2 Precipitaciones

En cuanto a las precipitaciones, la Figura 4.2, muestra una disminución para fin de siglo en el escenario B2 y A2, Nuevamente se destaca la zona donde se ubica la generación hidroeléctrica, la cual se verá fuertemente afectada por las disminuciones de precipitaciones y el aumento de temperatura.

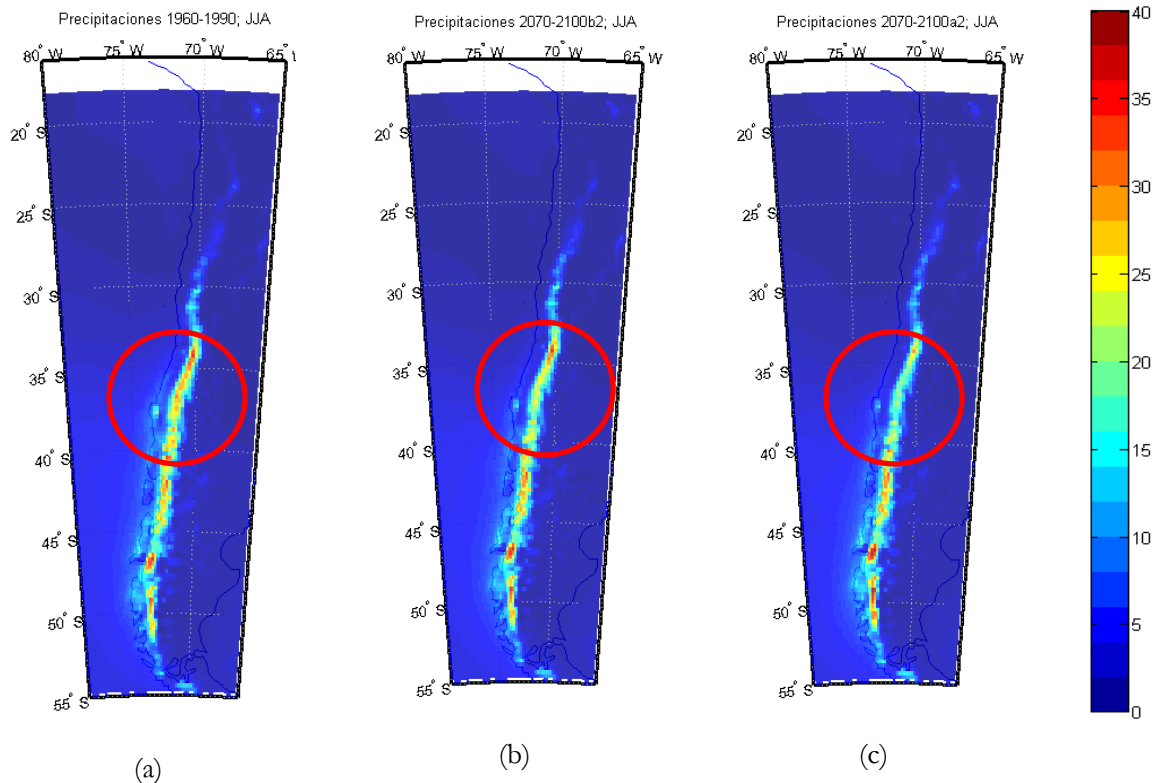


Figura 4.2: Precipitaciones JJA (mm/día). (a) 1960-1990 (b) 2070-2099 B2 (c) 2070-2099 A2

En la Tabla 4.5 muestra las precipitaciones promedio obtenidas para dos puntos de generación hidroeléctrica muy importantes del SIC como son el Sistema Laja y el Maule y el mayor punto de demanda del sistema, Santiago. La tabla compara el baseline con el fin de siglo, se muestra una reducción de las precipitaciones entre el 28% y el 38% para los tres puntos, los estudios muestran una disminución esperada entre 20% y el 30% en la zona Chile Centro-Sur. La diferencia se justifica en que para obtener los resultados del modelo PRECIS se determinan las variables en una coordenada específica y no en una zona, esto puede conducir a errores, sin embargo la tendencia a la disminución es clara.

Tabla 4.5: Tendencia precipitaciones promedio diarias modelo PRECIS, periodo 1960-1990 y 2070-2099 A2.

	1960-1990	2070-2099	Diferencia
	mm/día	mm/día	%
Hidroeléctricas Sistema Maule	8.87	5.54	-37.52%
Hidroeléctricas Sistema Laja	11.66	7.86	-32.59%
Santiago (Cerro Navia, Chena)	3.40	2.41	-29.22%

A continuación se analizan la velocidad del viento y la radiación. Estas variables se consideran como variables secundarias ya que el impacto diario es en formas menos evidentes que en variables como la temperatura y precipitaciones. La proyección de estas variables tienen mayor nivel de incertidumbre que las precipitaciones y las temperaturas, porque son más dependientes de condiciones locales, por lo tanto, la extrapolación regional de los datos observados pueden no representar con precisión las condiciones predominantes en todos los lugares. Por ejemplo, las mediciones de radiación están condicionadas a si la ubicación donde se encuentra la estación meteorológica es propensa a la formación de niebla y las medidas de velocidad de viento se modifican si hay colinas o edificios cerca de la estación. Como los GCMs no toman en cuenta todos estos factores, es probable que la proyección de variables secundarias hechas por los modelos no sea del todo representativa de todas las mediciones realizadas en un punto específico. [56]

4.3 Vientos

La medición de la velocidad viento se debe hacer indicando su magnitud, dirección y sentido. Se consideran dos direcciones, Sur-Norte, conocido como vientos Meridionales y Oeste-Este, conocido como vientos Zonales. Cuando el viento va en sentido contrario, toma valores negativos, sin embargo para hacer los mapas se promediaron sólo las magnitudes. Los valores corresponden a la velocidad del viento a una altura de 10 metros medida en m/s.

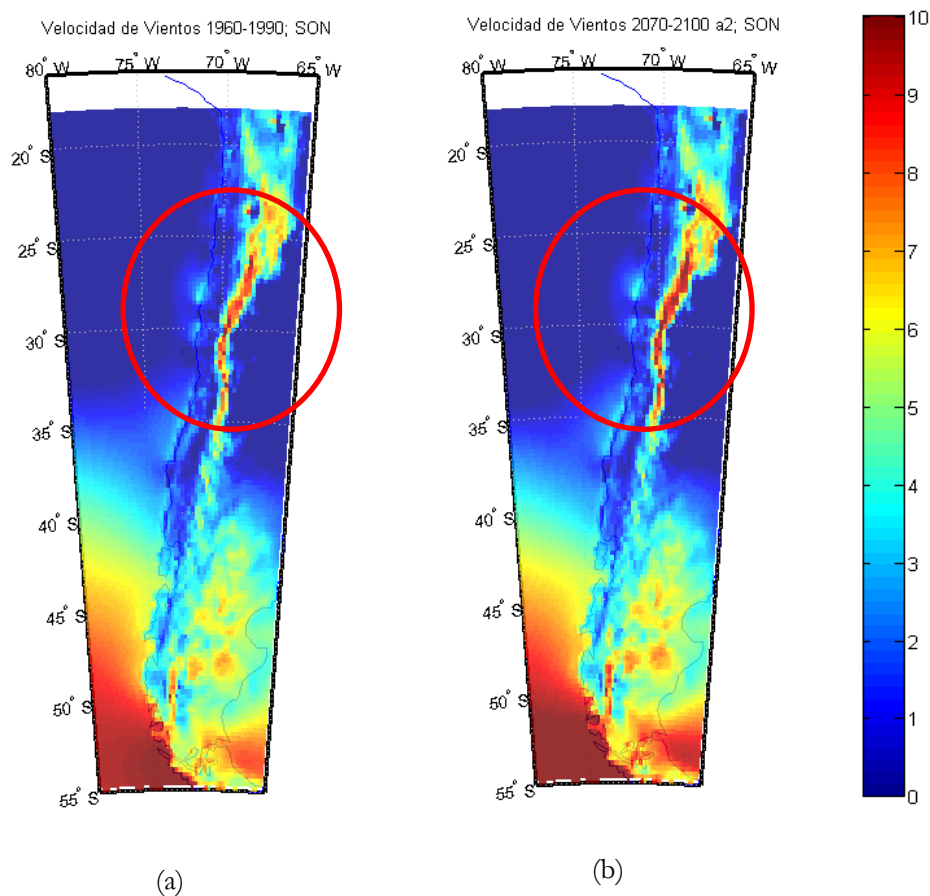


Figura 4.3: Vientos SON zonales (O-E) (m/s). (a) 1960-1990 (b) 2070-2100 A2.

La Figura 4.3 muestra el mapa de vientos zonales (O-E) para el trimestre SON (Septiembre, Octubre y Noviembre) para el *baseline* y para el periodo fin de siglo escenario A2. Nuevamente se presenta el mapa del trimestre con los valores más altos de la variable, además se encierra en círculo en sector donde se muestra una alta diferencia entre el periodo histórico y el futuro. Se observa un incremento de los vientos zonales en torno al meridiano 70° O y entre las latitudes 25°S y 35°S, a modo de ejemplo, Santiago presentará un aumento de vientos máximos de 20.38% respecto al promedio SON del periodo base, considerando todos los trimestres el incremento promedio de los vientos máximos será de 12.9%, en cuanto a las velocidades medias se observa un incremento de aproximadamente un 50%.

A diferencia de los vientos zonales, los vientos Meridionales, muestran en general una disminución a fin de siglo, estos vientos se concentran en las latitudes 25°S y 35°S. (Ver anexo G). Considerando que la generación eólica no depende solamente de las velocidades del viento sino que también depende de la superficie del terreno, al altura donde se ubica la turbina además de las normativas y restricciones vigentes del lugar donde se desea instalar, no es

posible determinar donde se ubicará generación eólica a futuro, sin embargo, las zonas donde se producen altos incrementos en la velocidad del viento pueden ser potenciales zonas de generación eólica.

4.4 Radiación

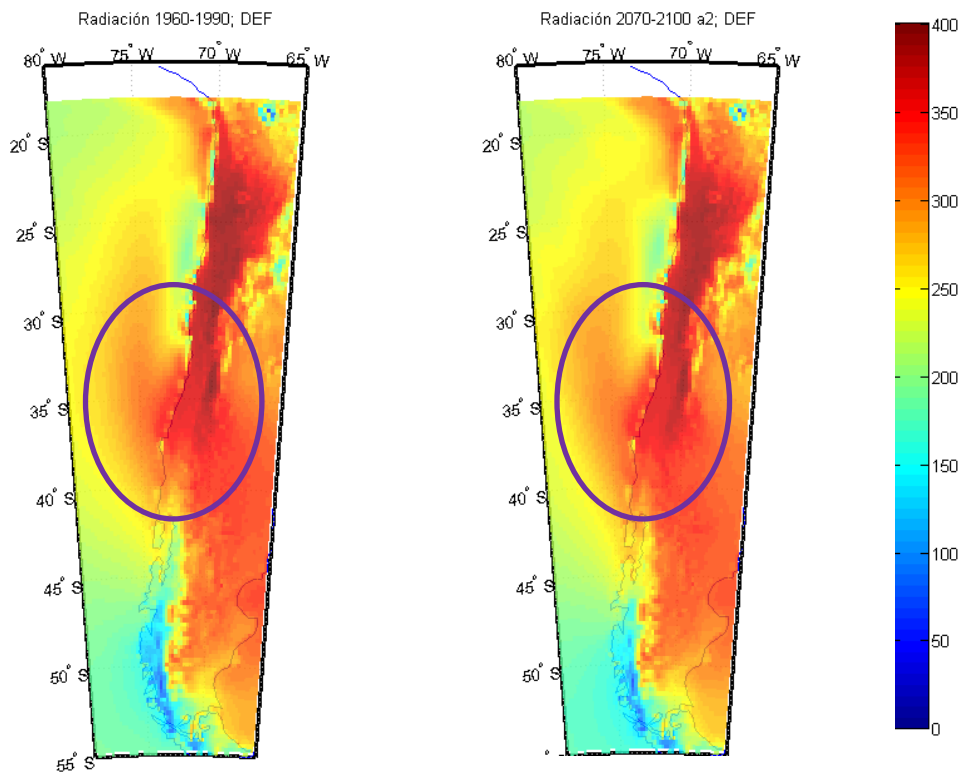


Figura 4.4: Mapa Radiación SON (W/m^2). (a) 1960-1990 (b) 2070-2100 A2

En cuanto a las radiaciones, los cambios son muy leves, las cifras indican que se produce una baja disminución de radiaciones en la zona norte, sin embargo en la zona centro-sur se produce un aumento, y aunque es leve, es perceptible en la zona destacada de la Figura 4.4.

Santiago tiene un aumento promedio de aproximadamente, 1.9%, la zona del sistema Maule tiene un aumento de 3.93%, y la del sistema Laja de 4.7%. Este aumento de radiaciones en Santiago puede ser útil para la generación distribuida que considera sistemas de calefacción solares. A pesar de los resultados la incertidumbre relacionada al cambio de radiación es muy alta aunque es probable que en el futuro la radiación aumente, ya que menos precipitaciones dan una señal de menor cobertura por nubes en la región.

4.5 Tendencia en principales puntos del SIC

En la presente sección se relaciona los datos obtenidos por el modelo PRECIS con elementos del SIC. A pesar de que estos valores no se incluyen en el análisis de flujos de potencia, sirve para entregar una tendencia que seguirán valores de generación y transmisión en ciertos puntos del SIC.

4.5.1 Puntos del SIC

Para el análisis de proyección climática futura se generan mapas climáticos y se determinan los valores máximos, promedio y mínimos para los escenarios A2 y B2 en ciertos puntos del SIC. Los puntos elegidos son los puntos más importantes de generación y consumo y los puntos críticos de transmisión. Entre los puntos de generación se encuentra la generación hidroeléctrica del sistema Laja y del Maule; Generación Termoeléctrica de la zona norte del SIC; generación eólica de la cuarta región. Se analiza Santiago como punto de consumo de mayor importancia.

Los puntos denominados críticos son los que el CDEC aconseja realizar obras de expansión. El CDEC debe realizar anualmente, sobre la base del Informe Técnico señalado en el Artículo 91 del DFL N° 4, una propuesta a la Comisión Nacional de Energía (CNE), de las obras de Transmisión Troncal que deban iniciarse o realizarse en el período siguiente, para posibilitar el abastecimiento de la demanda, considerando las exigencias de calidad y seguridad vigentes [57].

La evaluación de las restricciones en el sistema de transmisión contempla las limitaciones impuestas por las capacidades térmicas de las líneas y los elementos serie del sistema de transmisión; las limitaciones operacionales por estabilidad de tensión y estabilidad dinámica, que son propias de las condiciones de operación interconectada del SIC; y las restricciones supeditadas a las exigencias de seguridad y calidad de suministro establecidas en el capítulo 5 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) [57].

El CDEC determina los tramos del sistema troncal que superarían sus capacidades actuales de transferencia, en el futuro. Estos tramos, que pueden dificultar el abastecimiento de la demanda, se consideran como puntos críticos de Transmisión. El CDEC los determina calculado por medio de probabilidades de excedencia la posibilidad de que en estas líneas se

supere su límite térmico al 2015. Los resultados del estudio [57] muestra que los tramos con problemas de capacidad de transmisión son:

- Carrera Pinto – Cardones – Diego de Almagro 1x220 kV (baja congestión).
- Maitencillo – Cardones 3x220 kV.
- Pan de Azúcar – Punta Colorada – Maitencillo 2x220 kV (baja congestión).
- Las Palmas – Pan de Azúcar 2x220 kV.
- Nogales – Las Palmas 2x220 kV.
- Polpaico 500/220 kV.
- Ancoa – Alto Jahuel 3x500 kV.
- Ancoa 500/220 kV
- Charrúa – Ancoa 2x500 kV
- Charrúa 500/220 kV.
- Tinguiririca – Punta de Cortés 2x220 kV (energizado en 154 kV).
- Punta de Cortés – Tuniche 2x220 kV (energizado en 154 kV).
- Ciruelos – Cautín 2x220 kV (baja congestión).
- Valdivia – Ciruelos 2x220 kV.
- Barro Blanco – Valdivia 2x220 kV (baja congestión).
- Puerto Montt - Barro Blanco 2x220 kV (baja congestión).

Estos puntos críticos son los seleccionados en transmisión para analizar las condiciones climáticas proyectadas durante tres periodos de tiempo del siglo XXI (2010- 2040; 2040-2070; 2070-2099).

En primer lugar se obtienen las proyecciones climáticas en los puntos seleccionado, como el modelo PRECIS tiene solamente proyecciones a fin de siglo que se debe hacer una interpolación temporal para obtener las proyecciones para los periodos 2010- 2040; 2040-2070.

4.5.2 Resultados Límites Térmicos

En esta sección se muestran las proyecciones de los límites térmicos para los puntos críticos considerados anteriormente. Dado que se usa una versión reducida del sistema del SIC para el análisis de flujos de potencia, resulta más práctico usar los valores de ponderación de Límites Térmicos de la Tabla 3.7, sin embargo estos valores no son los valores reales de los conductores, son solamente una aproximación, esto se debe a que por ejemplo la temperatura promedio del lugar donde se ubica el conductor no es siempre 20°C y que tampoco la proyección de incremento es la misma para todos las líneas. A continuación se muestran los resultados obtenidos para los límites térmicos de los puntos críticos.

Tabla 4.6: Resultados de límites térmicos para temperaturas medias en el periodo tardío escenario A2.

Escenario A2	1960-1990		2070-2099		DF
	Tmax(°C)	I(kA)	Tmax (°C)	I (kA)	°/1
Carrera Pinto – Cardones – Diego de Almagro 1x220 kV (baja congestión).	16.1	0.63	19.9	0.59	0.93
Maitencillo – Cardones 3x220 kV.	16	0.63	19.4	0.59	0.93
Pan de Azúcar – Punta Colorada – Maitencillo 2x220 kV (baja congestión).	14.4	0.65	17.3	0.62	0.95
Polpaico 500/220 kV.	14.4	2.62	17.3	2.48	0.95
Alto Jahuel	16	1.51	19.4	1.47	0.97
Ancoa – Alto Jahuel 3x500 kV.	16	2.05	19.4	1.95	0.95
Ancoa 500/220 kV	12.5	1.39	15.8	1.35	0.97
Charrúa – Ancoa 2x500 kV	13.5	2.33	16.6	2.25	0.97
Charrúa 500/220 kV.	14.4	2.37	17.3	2.29	0.96
Punta de Cortés – Tuniche 2x220 kV (energizado en 154 kV).	14.4	0.43	17.6	0.41	0.97
Ciruelos – Cautín 2x220 kV (baja congestión).	14.4	0.64	17.3	0.60	0.95
Valdivia – Ciruelos 2x220 kV.	11.9	0.67	14.6	0.64	0.95
Barro Blanco – Valdivia 2x220 kV (baja congestión).	12.5	0.66	15.8	0.62	0.94
Puerto Montt - Barro Blanco 2x220 kV (baja congestión).	14.4	0.64	17.3	0.60	0.95

Tabla 4.7: Resultados de límites térmicos para temperaturas medias en el periodo tardío escenario B2.

Escenario B2	1960-1990		2070-2099		DF °/1
	Tmax(°C)	I(kA)	Tmax (°C)	I (kA)	
Carrera Pinto – Cardones – Diego de Almagro 1x220 kV (baja congestión).	16.1	0.63	19	0.60	0.94
Maitencillo – Cardones 3x220 kV.	16	0.63	18.4	0.60	0.95
Pan de Azúcar – Punta Colorada – Maitencillo 2x220 kV (baja congestión).	14.4	0.65	16.4	0.63	0.96
Polpaico 500/220 kV.	14.4	2.62	16.4	2.53	0.96
Alto Jahuel	16	1.51	18.4	1.48	0.98
Ancoa – Alto Jahuel 3x500 kV.	16	2.05	18.4	1.98	0.97
Ancoa 500/220 kV	12.5	1.39	14.9	1.36	0.98
Charrúa – Ancoa 2x500 kV	13.5	2.33	15.7	2.27	0.98
Charrúa 500/220 kV.	14.4	2.37	16.4	2.32	0.98
Punta de Cortés – Tuniche 2x220 kV (energizado en 154 kV).	14.4	0.43	16.7	0.42	0.98
Ciruelos – Cautín 2x220 kV (baja congestión).	14.4	0.64	16.4	0.61	0.96
Valdivia – Ciruelos 2x220 kV.	11.9	0.67	13.8	0.65	0.97
Barro Blanco – Valdivia 2x220 kV (baja congestión).	12.5	0.66	14.9	0.63	0.96
Puerto Montt - Barro Blanco 2x220 kV (baja congestión).	14.4	0.64	16.4	0.61	0.96

En las Tabla 4.6 y Tabla 4.7 se muestran los resultados de límites térmicos para temperaturas medias en el periodo base y tardío (2070-2099) para el escenario A2 y B2 respectivamente. Es necesario indicar que los valores de temperaturas medias corresponden al promedio de los valores medios estacionales para todo el periodo analizado, básicamente es el promedio anual para todo los años del periodo considerado, más importante que analizar los valores es analizar el incremento, en el escenario A2 el incremento aproximado se encuentra entre 3 a 4°C y en el escenario B2 entre 2 y 3°C. Los resultados asociados a temperaturas máximas se muestran en el Anexo H.

Además se incluye el factor ponderador (DF) para pasar del límite térmico del periodo base al periodo tardío, se muestra que el límite térmico en general disminuye más para el escenario A2 lo que era de esperarse debido a que el escenario A2 considera mayor aumento de temperaturas que el escenario B2. Si se toma un conductor en particular, por ejemplo Maitencillo – Cardones 3x220 kV, se observa que el DF es 0.93 para el escenario A2 y 0.95 para el escenario B2.

Los resultados no incluyen los valores para las líneas: Las Palmas – Pan de Azúcar 2x220 kV; Nogales – Las Palmas 2x220 kV y Tinguiririca – Punta de Cortés 2x220 kV (energizado en 154 kV) ya que estas líneas no se incluyen en el informe de transmisión del CDEC.

A pesar de que este cálculo se hace para cada conductor los resultados están sujetos a grandes incertezas. Para obtener los valores de temperatura del periodo histórico y futuro (2070-2100) se debe elegir una coordenada geográfica específica, generalmente en el punto medio del largo del conductor, sin embargo el conductor pasa por varios puntos geográficos cada uno con temperaturas asociadas. Otro factor que aumenta la incertidumbre es que los resultados para el periodo temprano (2010-2040) y medio (2040-2070) se obtienen al hacer una interpolación lineal temporal, calculo que incorpora error en los valores ya que no es exacto decir que el incremento de las temperaturas sigue un patrón de crecimiento lineal.

4.5.3 Tendencia en Puntos de Generación

En la Tabla 4.8 se muestra la diferencia entre la temperatura a fin de siglo y la de línea base en los puntos geográficos donde actualmente se ubican las centrales termoeléctricas de la zona norte y las de la zona centro.

Tabla 4.8: Diferencia temperaturas 2070-2100 respecto a 1960-1990 escenario A2, centrales termoeléctricas.

	T Máx A2	T Med A2	T Mín A2	Cambios	Result TMáx	Result T Med	Result T Mín
Termoeléctricas III Región (Guacolda, Huasco)	3.04	2.76	2.67	-0.6%deP/°C	-1.82%P	- 1.65%P	- 1.60%P
Termoeléctrica V Región	3.21	3.02	2.25	-0.6%deP/°C	-1.92%P	- 1.81%P	- 1.35%P

Si se considera el cambio proyectado en la potencia de salida por estudio Linnerud et al. (2009) [11] se observa que el cambio a fin de siglo será de una disminución entre 1.6% y 1.82% de la potencia de salida para las centrales termoeléctricas de la tercera región y entre un 1.35% y 1.92% para centrales termoeléctricas de las quinta región.

En el año 2009 la generación del SIC proveniente de centrales termoeléctrica fue 18285 GWh (43.67% de la generación total). Considerando las estimaciones de Linnerud [11] y Davcock [13] la disminución de la potencia causada por el aumento de un grado de temperatura es 109.71 GWh y 117.024 GWh, respectivamente.

Tabla 4.9: Diferencia velocidad vientos 2070-2100 respecto a 1960-1990, escenario A2, centrales eólicas.

	Viento Máximo Uas (m/s)	Viento Medio Uas (m/s)	Viento Máximo Vas (m/s)	Viento Medio Vas (m/s)
Eólico IV Región	17.87%	18.54%	-1.28%	12.44%

La Tabla 4.9 muestra un incremento a fin de siglo para la velocidad de vientos zonales (O-E) y el viento medio meridional (S-N) mientras que se observa una disminución para el viento máximo meridional. Este aumento puede ser beneficioso para la generación eólica de la zona, aunque los resultados sólo son útiles como una referencia y no como valores exactos ya que la generación eólica no depende solo de este factor y además como se dijo anteriormente los modelos de grilla consideran un valor de velocidad para toda la grilla, por lo cual, este valor puede no estar representando el real comportamiento de toda la zona.

La Tabla 4.10 muestra la diferencia entre la temperatura a fin de siglo y la de línea base para la zona de Santiago.

Tabla 4.10: Diferencia temperaturas 2070-2100 respecto a 1960-1990, escenario A2. Santiago.

	T Máx A2	T Med A2	T Mín A2	Cambios	Result TMáx	Resut T Med	Result T Min
Santiago (Cerro Navia, Chena)	3.70	3.45	3.14	-3% dda inv/°C	-11.10%P	-10.34%P	-9.41%P
				+1.17% dda verano/°C	4.33%P	4.033%P	3.67%P

En la Tabla 4.10 se muestra que el mayor incremento corresponde al de las temperaturas máximas, con 3.7°C más, además se analiza cuanto sería el cambio del consumo de invierno y de verano si se hacen las consideraciones del estudio [30]. Se observa en promedio una disminución del 10% de la demanda de invierno y un aumento del 4% en la de verano.

En cuanto a las precipitaciones, los resultados de precipitaciones máximas (modelo PRECIS) para los sistemas Maule y Laja se observan en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11: Diferencia precipitaciones 2070-2100 respecto a 1960-1990 escenario A2, Sistema Maule y Laja.

	Precipitación A2 (mm/día) Máxima	Cambios	Result. Pmax
Hidroeléctricas Sistema Maule	-10.85%	-1%P/-1%Pp	-10.84% P
Hidroeléctricas Sistema Laja	-28.04%	-1%P/-1%Pp	-28.03%P

La relación precipitación potencia se toma del estudio [8], donde se indica que la relación entre la disminución de precipitaciones y la disminución de la potencia de salida es un 1%. Los resultados mostrados en la Tabla 2.2, se observa que para la zona centro sur la disminución de precipitaciones a fin de siglo es de un 20% y un 30%, lo que coincide con el resultado obtenido.

Si se compran estos resultados con los mostrados en la sección de proyección de potencial hidroeléctrico con estos resultados se observa una reducción similar de potencia a fin de siglo para el sistema Maule, en torno a un 12%. Sin embargo para el sistema Laja defiere bastante ya que la estimada por los estudios es un 17% y propuesta en la Tabla 4.11 es un 28%. Este error se puede deber a que la relación uno es una entre la variación de precipitación y de potencia no se observe en Chile, otra razón se debe a que el estudio [39] analiza la relación caudal-generación hidroeléctrica, donde el caudal depende de más factores que las precipitaciones líquidas, finalmente existen otros factores de incertidumbre como la diferencia entre los modelos climatológicos usados.

Capítulo 5

Resultados Proyección de Demanda

A continuación se presentan los resultados del modelo MAED, en estos resultados se incluye los posibles efectos del cambio climático en la demanda energética, como los efectos en el consumo de aire acondicionado, además se considera un consumo futuro importante como será el uso del auto eléctrico. La estimación de demanda eléctrica se usará en el análisis de flujos de potencia de SIC.

Es necesario hacer hincapié en que los resultados del módulo energético, MAED-D, son para todos los energéticos y corresponden al consumo de todo el país, solo los resultados del módulo eléctrico MAED-EL corresponden a la demanda eléctrica en particular para el SIC.

5.1 BAU (Business as Usual)

Para este escenario se consideran las características climatológicas del escenario B2 pero mantiene tendencias similares a las consideradas actualmente (obtenidas de PROGEA). El año 2005 se considera como el año base, este escenario se analizó por PROGEA sólo hasta el 2070, para poder continuar la estimación a fin de siglo, fue necesario analizar las proyecciones hechas por PROGEA y prolongarlas.

5.1.1 Resultados año 2005

En primer lugar se verifican los resultados del año base 2005 del escenario BAU modelo MAED con los datos del Balance Nacional Energético BNE 2005 de la CNE [58].

Tabla 5.1: Comparación entre datos de BNE y MAED año base 2005 para sector industrial y minero.

Sector Industrial y Minero	Balance 2005	MAED 2005	Unidad
Consumo Total	78634	79092	Tcal
Participación Electricidad	35	35.5	%
Participación Combustibles Fósiles	47	46.8	%
Participación Combustibles Tradicionales (Leña)	14	14.7	%
Coque	3	2.8	%
Otros	1	0.2	%
Total Combustibles	100	100	%

En combustibles fósiles se incluyen todos los derivados de petróleo, gas natural, carbón y combustibles de motor. El modelo sobreestima el valor real en un 0.58%, esto se justifica debido a que algunos valores no son totalmente exactos debido a que ese estiman con datos de otros países.

Tabla 5.2: Comparación entre datos de BNE y MAED año base 2005 para sector comercial, público y residencial.

Sector CPR	Balance 2005	MAED 2005	Unidad
Consumo Total	58972	59073	Tcal
Participación Electricidad	22.41	22.13	%
Participación Combustibles Fósiles	27.93	28.66	%
Participación Combustibles Tradicionales (Leña)	49.29	48.8	%
Coque	-	-	%
Otros	0.358	0.02	%
Total Combustibles	100	100	%

Modelo sobreestima el valor real en un 0.17% para el consumo total, el rango de error es bajo y se considera aceptable.

Tabla 5.3: Resultados de MAED-EL para el año 2005 según sector de consumo.

2005	Total	ACM	Manufactura	Transporte	Residencial	Servicios
Demanda máxima (MW):	6177.0	1189.75	2112.71	46.14	1723.96	1316.81
Relación con peak anual	1	0.19	0.34	0.007	0.27	0.21
Energía (GWh):	40442.36	8534.34	14533.77	179.47	7678.01	6076.63
Factor de carga (%):	74.74	81.88	78.52	44.39	50.84	52.67

De acuerdo al CDEC, la generación del SIC para el año 2005 la demanda máxima fue 5763.9 MW (Tabla 2.19), el modelo sobreestima en un 7% la demanda máxima.

5.1.2 Resultados a fin de siglo

A continuación se muestra los resultados obtenidos en el modelo MAED para el escenario BAU durante el siglo XXI.

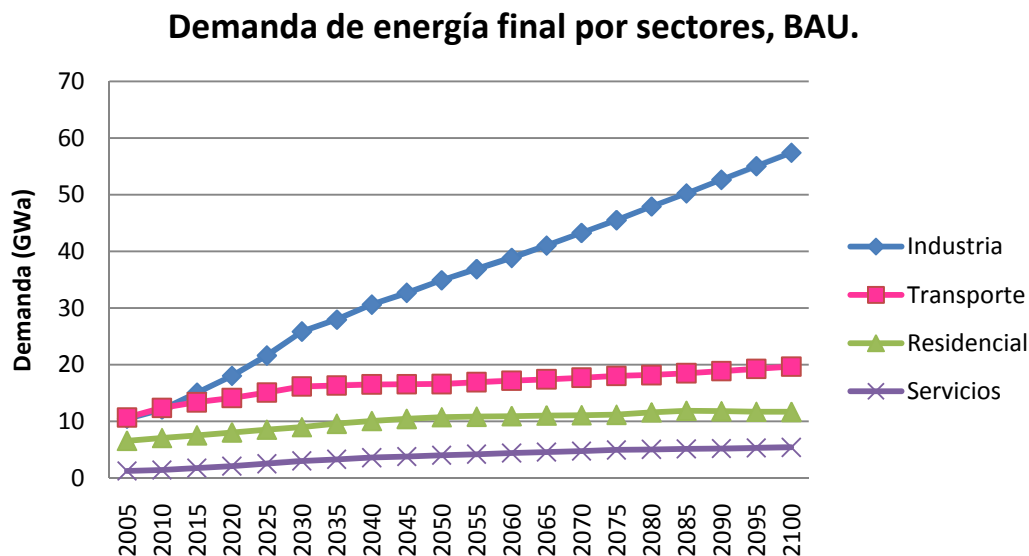


Figura 5.1: Demanda de energía final por sectores para escenario BAU, siglo XXI.

En la Figura 5.1 se muestra la demanda de energía total que para el escenario BAU, la unidad es GWh o GW consumidos en un año (aprox 365x 24 horas) porque resulta poco práctico usar la unidad GWh ya que se trabajaría con números muy grandes. Se observa que se produce un aumento de consumo energético de todos los sectores, lo cual es coherente con el aumento del PIB y el crecimiento de la población, en particular se destaca el sector de mayor aumento el que corresponde al sector de industrias.

Demanda de energía final por sectores BAU, 2005

■ Industria ■ Transporte ■ Residencial ■ Servicios

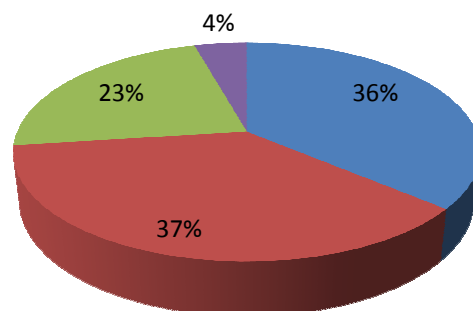


Figura 5.2: Demanda de energía final por sectores para escenario BAU, año 2005.

Demanda de energía final por sectores BAU, 2100

■ Industria ■ Transporte ■ Residencial ■ Servicios

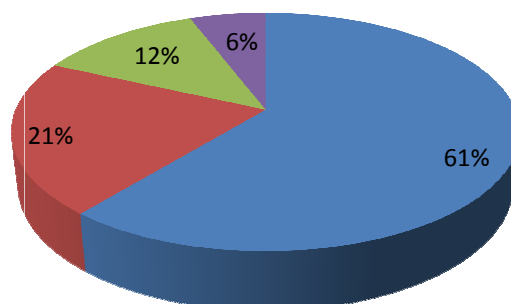


Figura 5.3: Demanda de energía final por sectores para escenario BAU, año 2100.

La Figura 5.2 y Figura 5.3 buscan mostrar el cambio de la distribución de la demanda energética sectorial de comienzo a final de siglo, donde se observa que el sector industria pasa de un 36% al 2005 a un 61% al 2100, disminuyendo el porcentaje del sector transporte y residencial, sin embargo el sector servicios presenta un leve incremento de un 4% a un 6%.

Demanda de energía por formas energéticas, BAU

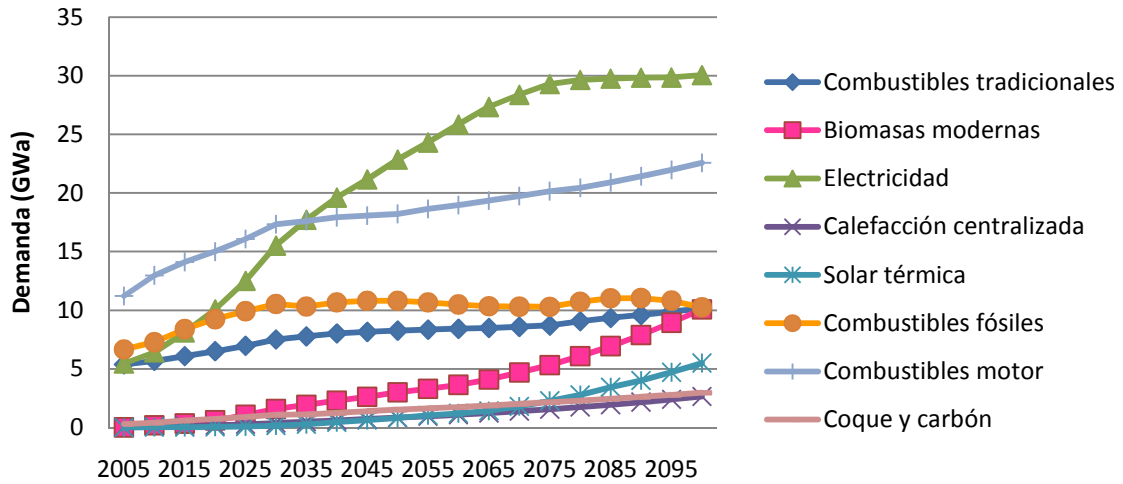


Figura 5.4: Demanda de energía por formas energéticas para escenario BAU, siglo XXI.

En el caso de la Figura 5.4, es posible observar que la forma energética que proporciona mayor energía a la matriz, para fin de siglo, es la electricidad, esto coincide con el aumento del PIB ya que la correlación de ambas curvas es muy alta, la siguiente forma energética de mayor penetración corresponde a combustibles de motor, esto se justifica por el fuerte consumo industrial. Se observa que la demanda eléctrica corresponde aproximadamente un 31% de la demanda total en el escenario BAU.

Dda Energía final por formas energéticas BAU, 2005

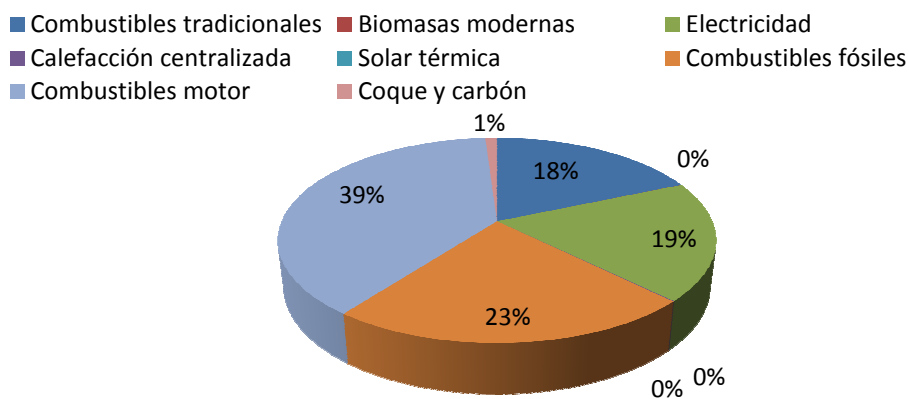


Figura 5.5: Demanda de energía por formas energéticas para escenario BAU, 2005.

Dda Energía final por formas energéticas BAU, 2100

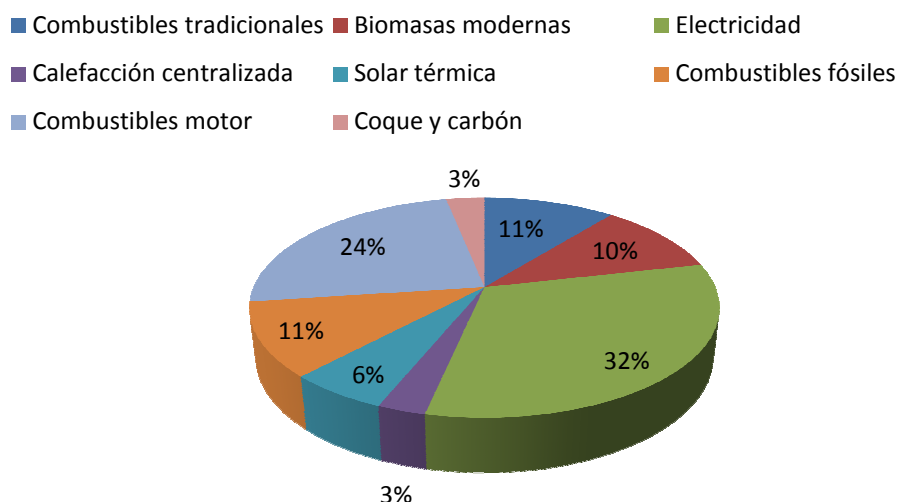


Figura 5.6: Demanda de energía por formas energéticas para escenario BAU, 2100.

En la Figura 5.5 se observa el gráfico de torta de la distribución porcentual de la matriz energética para el año 2005 y en la Figura 5.6 se muestra el equivalente para el año 2100. En las gráficas se observa que la electricidad aumenta de un 19% para el año 2005 a un 32% para el año 2100, mientras que los combustibles fósiles disminuyen de un 23% a un 11%.

En el modelo MAED resulta interesante analizar la demanda final per cápita y la Intensidad energética (demanda final por PIB). En la Tabla 5.4 se muestran ambos valores para 7 años diferentes durante el siglo XXI, se observa que se reduce intensidad energética y aumenta consumo de electricidad per cápita. La reducción de la intensidad tiene sentido debido a una mayor eficiencia en el uso energético, la reducción a fin de siglo es de un 51% respecto al periodo base. El crecimiento de la demanda final per cápita obedece a un aumento del PIB y de las necesidades energéticas de la población, fin de siglo el valor es tres veces mayor que al 2005.

Tabla 5.4: Demanda final per cápita e Intensidad energética escenario BAU, siglo XXI.

Ítem	Unidad	2005	2010	2020	2030	2050	2075	2100
Demanda final per cápita	[MWh/cap]	15.63	16.92	20.03	24.20	28.76	36.52	48.43
Demanda final por PIB	[kWh/US\$]	2.65	2.59	2.17	1.87	1.62	1.45	1.28

5.2 Escenarios de Evaluación

A continuación se muestran los gráficos comparativos elaborados con los datos obtenidos del modelo MAED.

5.2.1 Resultados Demanda Total de Energéticos

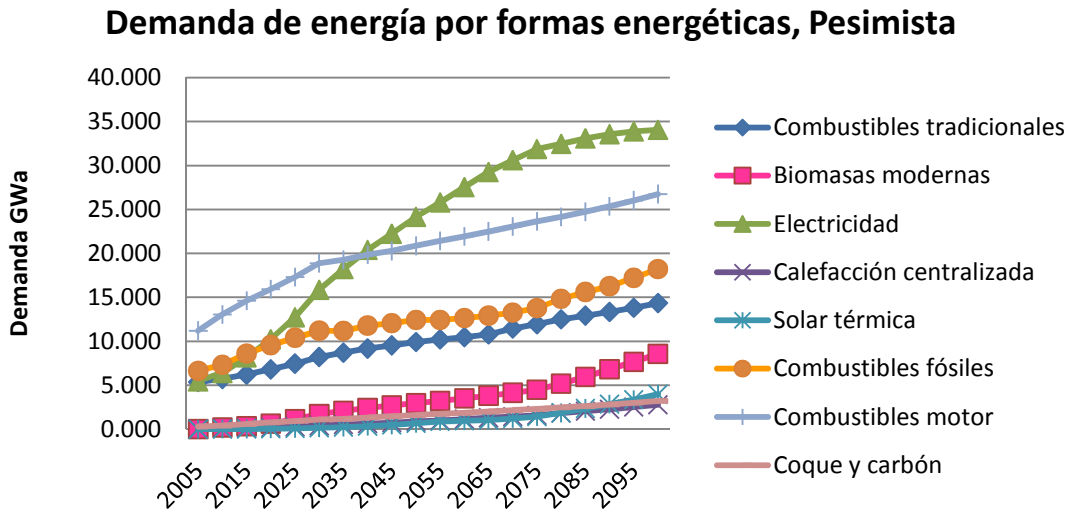


Figura 5.7: Demanda de energía por formas energéticas para escenario Pesimista, siglo XXI.

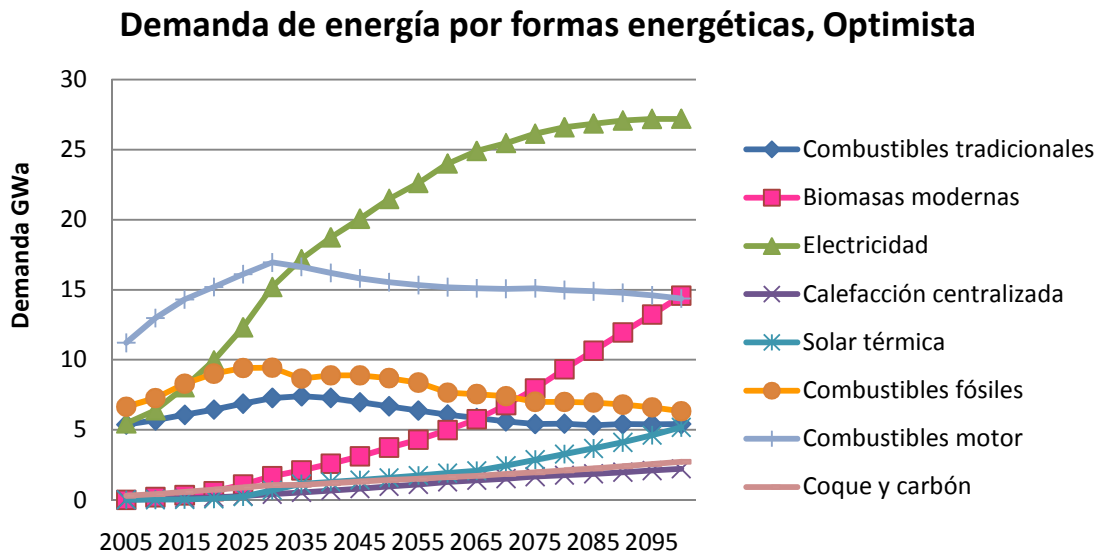


Figura 5.8: Demanda de energía por formas energéticas para escenario Optimista, siglo XXI.

Se incluyen los gráficos de la Figura 5.7 y la Figura 5.8 para mostrar cómo se definen los escenarios, como ya se ha indicado, el escenario Pesimista, es pesimista en el sentido de las altas emisiones de GEI y de la baja consciencia de restricción de emisión de los contaminantes. Por el contrario, el escenario Optimista representa un mundo más concientizado y preocupado por el medio ambiente. Lo anterior se refleja en sus respectivas matrices energéticas, en ambos casos la electricidad será el energético principal (la diferencia radica en la estructura de la matriz eléctrica por escenario) para el escenario Optimista la electricidad representa un 35% a fin de siglo mientras que para el Pesimista es de un 30%.

Se observa como en el caso Pesimista los combustibles de motor tienen un crecimiento sostenido (24% a fin de siglo), mientras que en el Optimista decrece desde el 2030 aproximadamente (18% a fin de siglo). En el escenario Optimista se destaca el crecimiento de las biomazas modernas (19% a fin de siglo) y de la energía solar térmica (7% a fin de siglo). En cuanto a los combustibles fósiles, para el escenario Pesimista se observa que aumentan durante todo el siglo (16% a fin de siglo), mientras que para el escenario Optimista se observa una disminución desde el año 2030 (8% a fin de siglo).

Demanda sector Industria

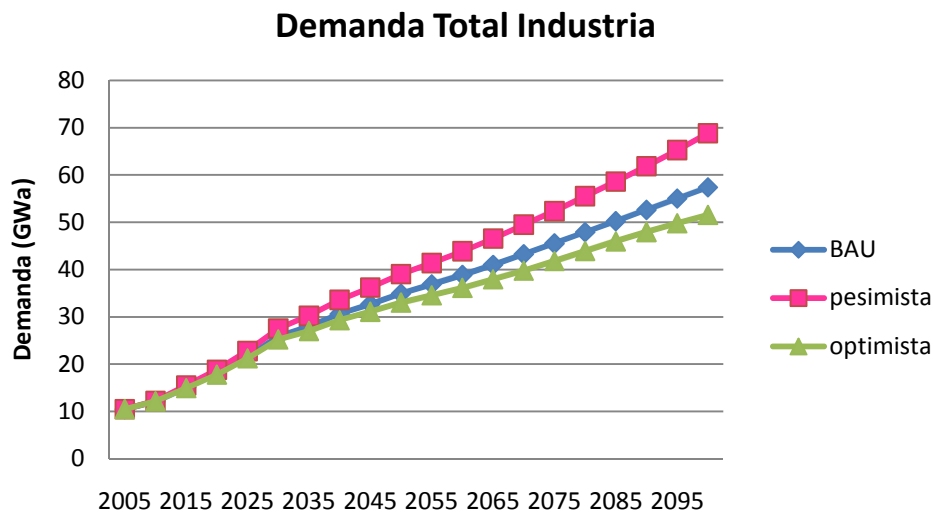


Figura 5.9: Demanda total del sector industrias, escenarios BAU, Optimista y Pesimista en el siglo XXI.

En cuanto a la demanda total energética del sector industrias se observa en la Figura 5.9 que el mayor crecimiento lo tiene el escenario Pesimista lo que concuerda con la definición de este

escenario y el nivel de emisiones de GEI asociado a este. A fin de siglo el escenario Pesimista alcanza el valor de 69 GWa; este valor es un 19% y un 33% mayor que el escenario BAU y Optimista respectivamente. El escenario Optimista es el de menor consumo esto se debe a que en este escenario los equipos tienen mejores rendimientos por lo cual consumen menos por unidad producida, junto a este argumento se suma que el PIB es menor en este escenario.

El sector industrias considera al sector de manufactura y el sector ACM. En general en los tres escenarios el sector manufactura al 2005 representa aproximadamente un 40% este porcentaje de participación disminuye a fin de siglo a un 8%, por el crecimiento del sector ACM, principalmente de la minería.

Demanda Sector Transporte

La Figura 5.10 muestra que la demanda energética total del sector transporte.

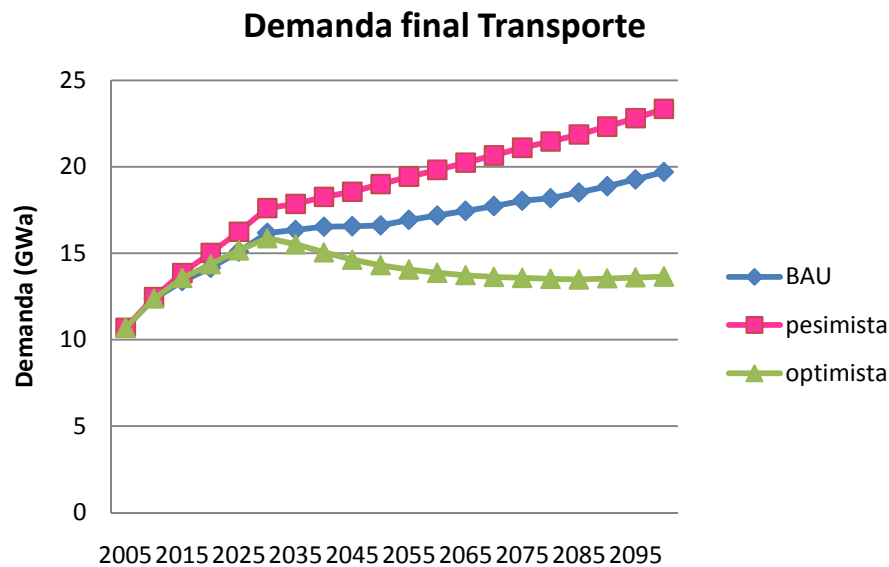


Figura 5.10: Demanda total del sector Transporte, escenarios BAU, Optimista y Pesimista en el siglo XXI.

Se observa de la Figura 5.10 que la demanda en el sector transporte crece para el escenario BAU y Pesimista, pero disminuye en el año 2025 para el Optimista y luego se mantiene constante. La mayor demanda es del escenario Pesimista, sin embargo la demanda eléctrica, en particular, es mayor para el escenario Optimista, esta diferencia en la demanda total se debe a que la participación de la electricidad en la energía total para este sector es baja, representa en

promedio un 0.8%, 1.6% y 3.2% para el escenario Pesimista, BAU y Optimista respectivamente.

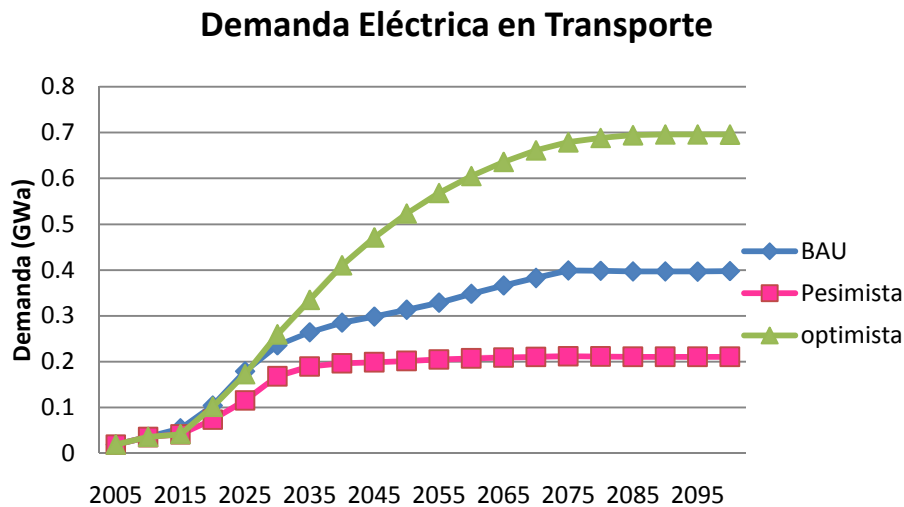


Figura 5.11: Demanda eléctrica del sector Transporte, escenarios BAU, Optimista y Pesimista en el siglo XXI.

La demanda eléctrica en transporte incluye el uso de metro y de autos eléctricos. Se modificaron los porcentajes de uso de tipos de transporte según el escenario. En el escenario Optimista se incrementó el porcentaje de uso del auto eléctrico y de transporte público (metro y buses) ya que este escenario hace alusión a un mundo más consciente y preocupado por la cantidad de emisiones de los GEI, es por esto que en la Figura 5.11 se observa que es el escenario de mayor consumo eléctrico por transporte. En el escenario Pesimista, en cambio, se intensifica el uso de los autos particulares más que los medios de transporte público, ya que es un escenario de baja preocupación sobre los contaminantes generados; el transporte público en este escenario se encuentra mayoritariamente representado por buses diesel. El escenario BAU considera cifras intermedias entre ambos escenarios. La demanda eléctrica es a fin de siglo, aproximadamente 0.7 GWh para el escenario Optimista, 0.4 GWh para el escenario BAU y 0.2 GWh para el escenario Pesimista. En la Tabla 5.5 se muestran las estimaciones de porcentajes de participación del metro para los tres escenarios.

Tabla 5.5: Porcentaje uso del Metro respecto al total de modos de transporte. Fuente. Elaboración propia con datos MAED.

%	BAU	Optimista	Pesimista
2020	5.28%	6.03%	5.28%
2050	13.24%	18.01%	6.88%
2070	19.39%	37.35%	8.06%
2100	22.42%	41.91%	8.64%

Demanda Auto Eléctrico

En la Tabla 5.6 se observan los porcentajes de auto eléctrico (el auto eléctrico que se considera en MAED es el BEV) considerados respecto a la matriz de transporte total de pasajeros intraurbanos (además considera auto gasolina; auto diesel; bus diesel; metro; trolebús) se observa que los mayores porcentajes corresponden al escenario Optimista.

Al 2020 el escenario Optimista considera un 3.5% de el uso de autos particulares; el escenario BAU considera un 3% y el Pesimista un 2.1%. Si se compara estos resultados con los de la Tabla 2.7 se observa que para el escenario Optimista y BAU consideran una situación de urgencia, mientras que el escenario Pesimista considera una situación de mínima gravedad.

Tabla 5.6: Porcentaje uso auto eléctrico respecto al total de modos de transporte.
Fuente. Elaboración propia con datos MAED.

%	BAU	Optimista	Pesimista
2020	2%	2.5%	1.6%
2050	9.7%	13.87%	6.84%
2070	15.57%	22.19%	10.57%
2100	19.48%	28.30%	13.48%

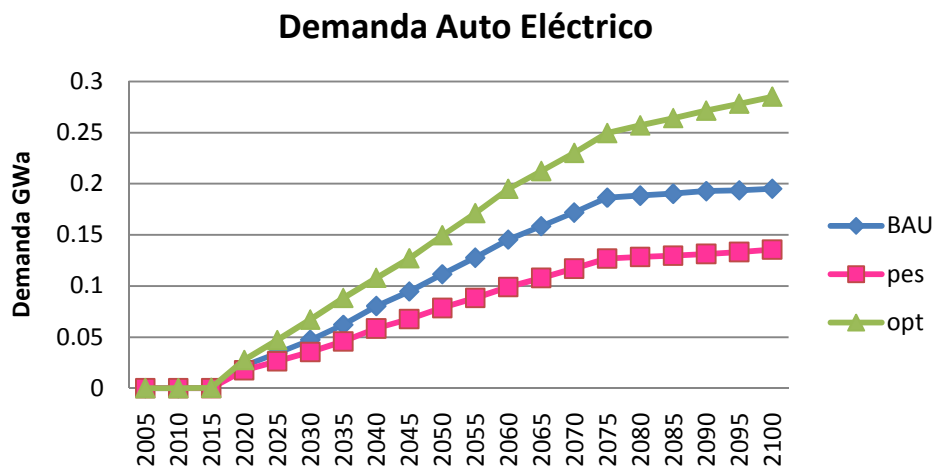


Figura 5.12: Demanda eléctrica por uso del auto eléctrico, escenarios BAU, Optimista y Pesimista en el siglo XXI.

La Figura 5.12 muestra la demanda por el uso del auto eléctrico en los tres escenarios. Para el escenario optimista la demanda a fin de siglo es 0.28GWha mientras que para el escenario Pesimista es un 0.13 GWha. Para calcular la energía eléctrica asociada al uso del auto eléctrico el modelo MAED usa la expresión (5.1):

$$D = Tx_{pasajero} \cdot I \cdot fc \quad (5.1)$$

Donde,

D: Consumo energía eléctrica por auto eléctrico (GWh)

Tx_{pasajero}: Transporte de pasajeros (pkm, pasajeros por km)

I: Intensidad Energética unidades de energía (kWh/pkm)

fc: Factor de conversión de TWh a GWh; 0.1141.

Tabla 5.7: Tendencia de Transporte de pasajeros auto eléctrico, escenarios BAU, Optimista y Pesimista.

		2020	2050	2070	2100
BAU	[10 ⁹ pkm]	1.6	9.4	14.54	16.51
Pesimista	[10 ⁹ pkm]	1.29	6.64	9.9	11.48
Optimista	[10 ⁹ pkm]	2.09	13.39	20.61	28.3

Para calcular la intensidad energética con unidades de energía se debe considerar la intensidad con unidades físicas y el número de personas por auto.

$$I = \frac{I_f}{100 \cdot f_{carga}} \quad (5.2)$$

Donde,

I_f: Intensidad Energética unidades físicas (kWh/100km)

f_{carga}: Factor de carga (personas/auto)

Dentro de las consideraciones en la evaluación hecha por PROGEA se tiene que el número de personas por auto eléctrico es 1.7 pers/auto, mientras que el número de personas por auto de combustibles tradicionales es 1.775 pers/auto.

Tabla 5.8: Tendencia de Intensidad Energética auto eléctrico y Metro, todos los escenarios.

Tipo Transporte	Unidades	2020	2050	2070
Auto - electricidad	[kWh/100km]	20.24	17.6	17.6
Metro - electricidad	[kWh/100km]	3266.87	2893.93	2893.94

Demanda Sector Servicios

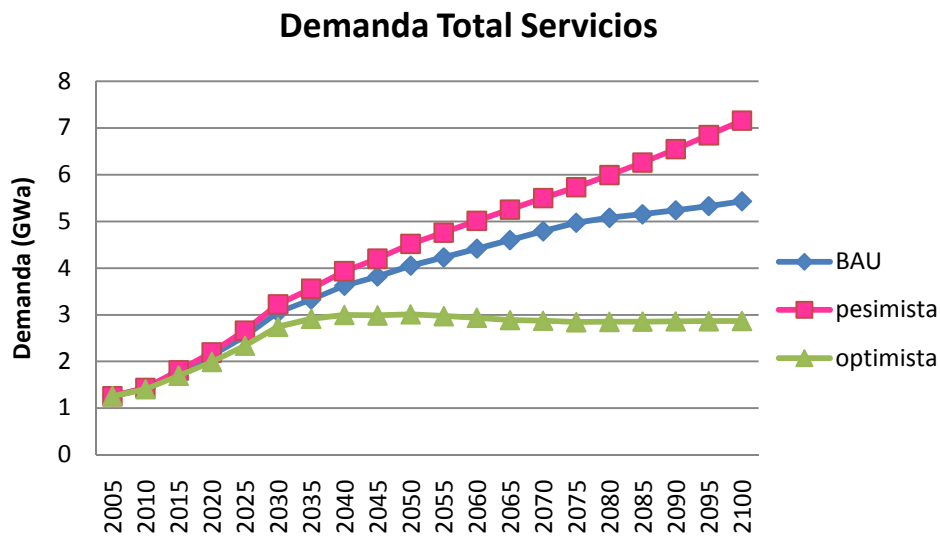


Figura 5.13: Demanda total del sector Servicio, escenarios BAU, Optimista y Pesimista en el siglo XXI.

La Figura 5.13 muestra el consumo energético total del sector servicios, se observa que desde 2025 las curvas de los tres escenarios comienzan a divergir, el consumo del escenario Pesimista y BAU crece hasta fin de siglo, mientras que el escenario Optimista se reduce levemente desde el 2035. A fin de siglo el consumo en el escenario Pesimista alcanza el valor de 7.16 GWa aproximadamente, mientras que en el escenario Optimista es de 2.9 GWa.

El consumo de este sector depende principalmente del consumo por Usos Específicos Eléctricos, luego le sigue el consumo por climatizadores (Calefacción centralizada en los escenarios BAU y Optimista y Aire Acondicionado en el escenario Pesimista). El consumo por otros usos eléctricos representa aproximadamente un 55% del total de consumo del sector servicio en los escenarios BAU y Pesimista, para el escenario Optimista este porcentaje es mayor (60%) ya que considera menor participación de combustibles fósiles. En el caso de mayor relevancia (escenario Pesimista) el consumo por aire acondicionado es en promedio un 4.4% del total del consumo energético del sector.

La Figura 5.14 muestra la demanda por Aire Acondicionado en el sector de servicios.

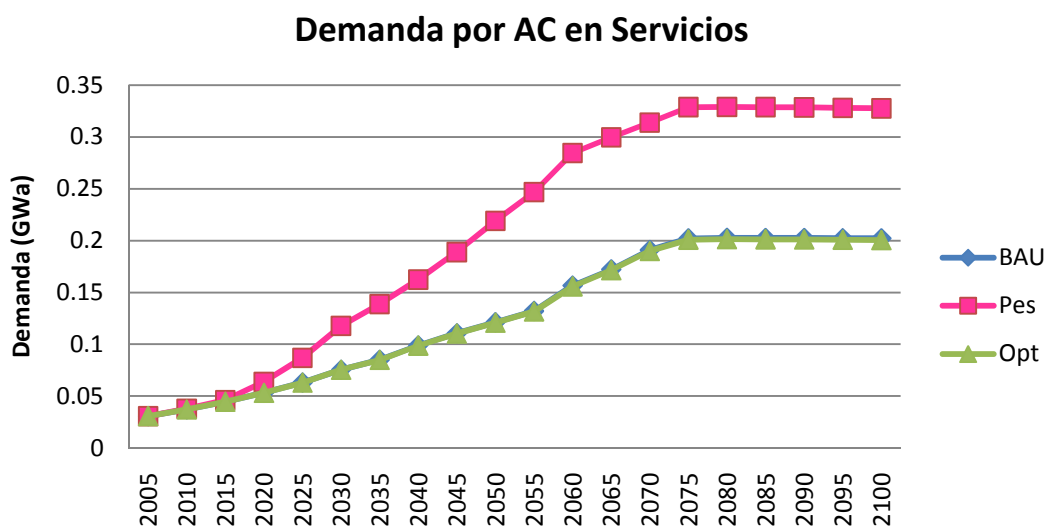


Figura 5.14: Demanda sector Servicios por Aire Acondicionado, escenarios BAU, Optimista y Pesimista. Siglo XXI.

Las curvas del escenario Optimista y BAU son similares ya que se usa la misma necesidad de aire acondicionado, el escenario Pesimista muestra el mismo comportamiento pero con valores mayores llegando a tener 1.2 Gwa más que los otros dos escenarios. Las curvas crecen hasta el 2075 y luego se saturan, esta saturación se relaciona a la disminución del la tasa de crecimiento del PIB y de la cantidad de población.

El modelo MAED calcula la demanda por Aire Acondicionado en el sector de Servicios con la expresión (5.3):

$$Dda AC = AreaPiso_{serv} \cdot Area_{AC} \cdot ReqAC_{serv} \quad (5.3)$$

Donde:

Dda AC: Demanda por Aire Acondicionado [Gwa]

AreaPiso_{serv}: Área del piso sector serv [mill m²].

Area_{AC}: Área del piso con Aire Acondicionado [%]

ReqAC_{serv}: Requerimiento específico de Aire Acondicionado en el sector servicios [kWh/m²/año].

Tabla 5.9: Tendencia parámetros de cálculo de consumo de Aire Acondicionado en el sector servicios.

Escenarios	Parámetro	Unidad	2020	2040	2070	2100
Optimista	Área de piso con aire acondicionado	[%]	12.17	22.41	50	55.97
	Área de piso serv	Mill m ²	59.93	76.27	79.6	75.55
BAU	Área de piso con aire acondicionado	[%]	12.17	22.41	50	55.97
	Área de piso serv	Mill m ²	59.96	76.46	80.04	76.19
Pesimista	Área de piso con aire acondicionado	[%]	13.75	33.47	70.27	77.02
	Área de piso serv	Mill m ²	59.98	76.55	80.26	76.52
Todos	Requer. específicos de aire acondicionado	[kWh/m ² /a]	250.00	250.00	250.00	250.00

De la Tabla 5.9 se destaca como los parámetros Área de piso con aire acondicionado y Área de piso en el sector servicios difieren. El área de piso para el sector se relaciona con el PIB y la cantidad de población es por esto que cambia según escenario, aunque el cambio es leve. En cuanto al área de piso con aire acondicionado, este parámetro se aumenta en el escenario Pesimista ya que este escenario considera mayor aumento de temperaturas. El requerimiento específico o consumo eléctrico por metro cuadrado se considera igual en los tres escenarios.

Se debe destacar que el modelo MAED no usa el parámetro grados-día para el cálculo de consumo de aire acondicionado, sino que considera los datos indicados anteriormente.

Demanda Sector Residencial

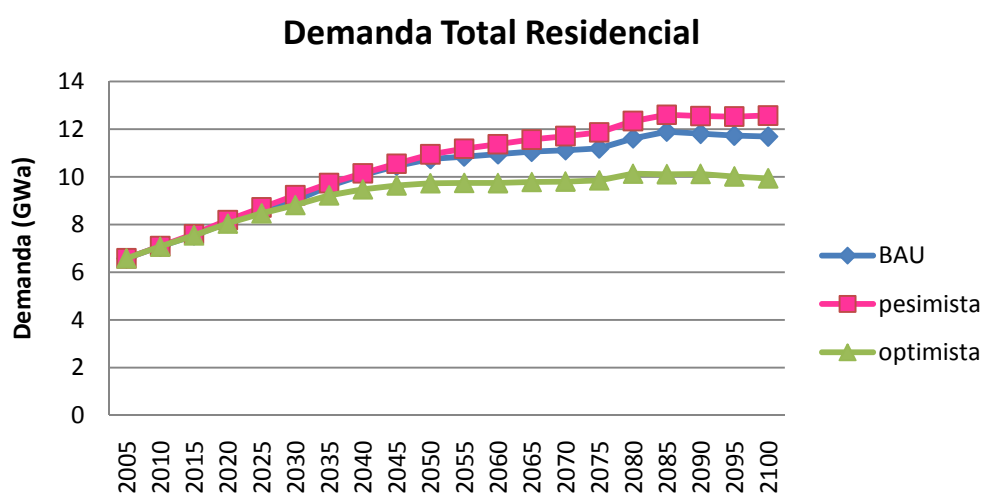


Figura 5.15: Demanda total del sector Residencial, escenarios BAU, Optimista y Pesimista en el siglo XXI.

La Figura 5.15 se presenta la demanda total del sector residencial. Se observa un crecimiento aproximadamente lineal hasta el año 2035, similar para los tres escenarios, luego de ese año las curvas divergen siendo mayor el crecimiento en el caso Pesimista, luego en el BAU y posteriormente en el Optimista. Luego del 2080 las curvas se saturan y los valores se mantienen.

La demanda del sector residencial se descompone en: cocción, calentamiento de agua, calefacción y aire acondicionado.

La demanda total residencial considera el sector residencial urbano y el rural. En el sector rural hay una alta penetración de combustibles tradicionales, fósiles y biomásas (como por ejemplo maderas), el principal uso es en calefacción y cocción. En el sector urbano las principales penetraciones son de electricidad y combustibles fósiles (principalmente gas natural).

Para el caso de la demanda eléctrica residencial, Figura 5.16, se muestra que el mayor consumo se produce por escenario.

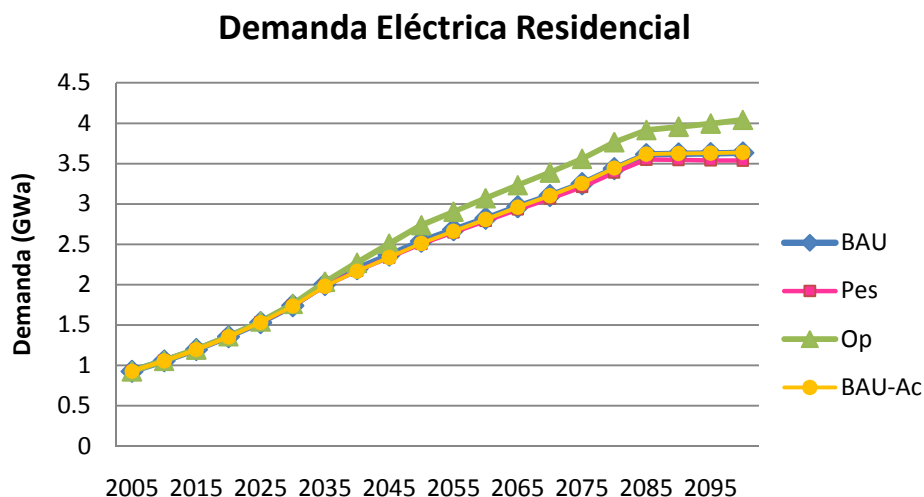


Figura 5.16: Demanda eléctrica del sector Residencial, escenarios BAU (sin/con AC), Optimista y Pesimista en el siglo XXI.

Para todas las curvas luego del año 2085 se observa una saturación, esto se argumenta por la disminución de la población, y el menor crecimiento del PIB, además de acuerdo a Figura 2.14 los equipos de aire acondicionado tienen un patrón de saturación. En el escenario Optimista se produce la mayor demanda, este escenario considera mayor consumo eléctrico que el de otro tipo de combustibles ya que es un escenario de menores emisiones. El consumo eléctrico

en los otros escenarios no difiere en mayor medida, el menor consumo se observa en el escenario Pesimista ya que considera mayor participación de otros tipos de combustibles.

En el gráfico se incluye un nuevo escenario, BAU-AC, este escenario mantiene las características del escenario BAU, pero considera el aumento de temperaturas; el área con calefacción; el área con aire acondicionado y el requerimiento de aire acondicionado del escenario Pesimista. A pesar de todas estas consideraciones el consumo eléctrico total de este escenario en este sector es más similar al escenario BAU que la Pesimista, esto radica en que los mayores consumos eléctricos son por Equipos residenciales y por cocción, después sigue para el escenario Pesimista el consumo por aire acondicionado y para el BAU y Optimista el consumo eléctrico por calefacción.

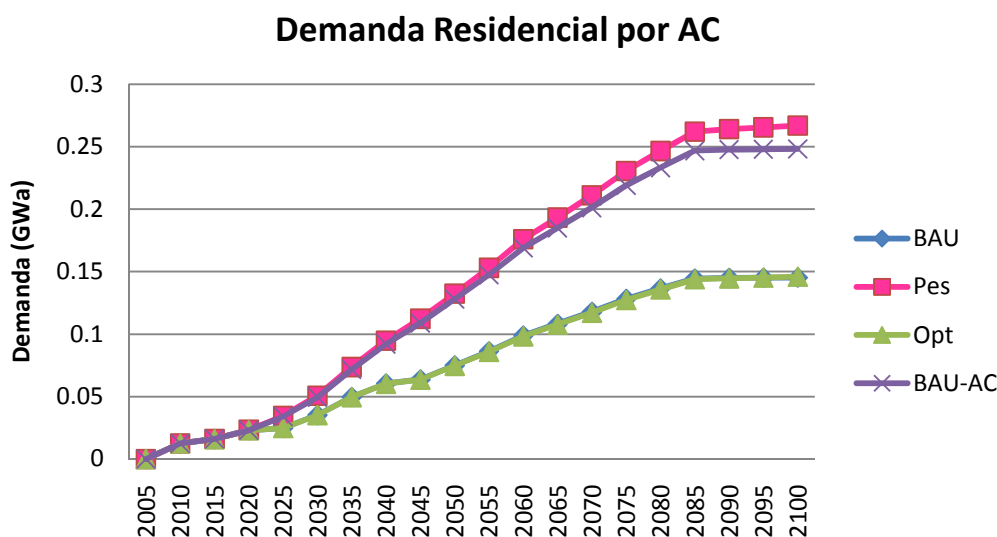


Figura 5.17: Demanda sector Residencial por Aire Acondicionado, escenarios BAU (sin/con AC), Optimista y Pesimista en el siglo XXI.

En la Figura 5.17 se muestra el consumo residencial por Aire Acondicionado (GWa), en el modelo PROGEA considera que el consumo rural por Aire Acondicionado es cero, este supuesto se mantiene en los tres escenarios de análisis.

Las curvas para los cuatro casos son similares hasta el 2020, año en el cual empiezan a diferenciarse, esto se debe al mayor uso proyectado de equipos de aire acondicionado. Los escenarios Pesimista y BAU-AC tienen un consumo similar, con una demanda de 0.27 y 0.25

GWa a fin de siglo respectivamente. La diferencia probablemente se debe a la eficiencia de los equipos de aire acondicionado, o el COP (*Coefficient of Performance*). Por otro lado los escenarios Optimista y BAU presentan el mismo consumo de 0.14 GWa. El escenario BAU-AC tiene un consumo 1.7 veces mayor a fin de siglo que el BAU.

En la Tabla 5.10 se muestra que el porcentaje de consumo por Aire Acondicionado. El escenario BAU y Optimista se mantiene bajo alcanzado a fin de siglo un 1.24% y un 1.47% del total de consumo residencial, esto se contrasta con un 2.3% del escenario Pesimista. En relación al porcentaje respecto al consumo eléctrico, a fin de siglo, el escenario Pesimista tiene un 7.5%, el escenario Optimista tiene un 3% y el BAU un 4%, en este caso el porcentaje BAU es mayor que con respecto a la demanda total debido a que el mayor consumo eléctrico entre ambos escenarios es el del escenario Optimista, pero el mayor consumo total residencial es en el BAU.

Tabla 5.10: Porcentajes de de consumo AC del total de energía consumida en el sector residencial. Fuente: elaboración propia con datos MAED.

	Optimista	BAU	Pesimista
2020	0.29%	0.29%	0.29%
2050	0.77%	0.70%	1.21%
2070	1.19%	1.06%	1.80%
2100	1.47%	1.24%	2.13%

El modelo MAED calcula la demanda Residencial por Aire Acondicionado mediante la expresión (5.4)

$$Dda AC = Viv \cdot (\%Depto \cdot \%VivAC_{depto} \cdot ReqAC_{depto} + \%Casas \cdot \%VivAC_{casas} \cdot ReqAC_{casas}) \quad (5.4)$$

Donde:

Dda AC: Demanda por Aire Acondicionado [GWa].

Viv: Número de viviendas [millón].

%Depto: Porcentaje del numero total de viviendas que corresponde a departamentos [%].

%VivAC_{depto}: Porcentaje de departamentos con Aire Acondicionado [%].

ReqAC_{depto}: Requerimiento específico de Aire Acondicionado por departamento [kWh/viv/año].

%Casas: Porcentaje del numero total de viviendas que corresponde a casas [%].

%VivAC_{casas}: Porcentaje de casas con Aire Acondicionado [%].

ReqAC_{casas}: Requerimiento específico de Aire Acondicionado por casas [kWh/viv/año].

Tabla 5.11: Tendencia parámetros de cálculo de consumo de Aire Acondicionado en el sector residencial.

		%AC_depto	%AC_casa	ReqAC_depto	ReqAC_casas
BAU y Op	2020	3.24	4.35	2895.14	2895.14
	2040	6.69	7.66	3547.00	3547.00
	2070	10.51	12.04	3547.00	3547.00
	2100	11.60	13.28	3547.00	3547.00
Pesimista	2020	3.24	4.35	2895.14	2895.14
	2040	9.17	10.50	3938.80	3938.80
	2070	16.17	18.52	3938.80	3938.80
	2100	17.85	20.43	3938.80	3938.80

La Tabla 5.11 muestra los parámetros utilizados para el cálculo de consumo de aire acondicionado residencial en MAED, se observa que el requerimiento de Aire Acondicionado en el escenario Pesimista es mayor que en el caso de los otros dos escenarios llegando a ser 1.11 veces mayor a fin de siglo.

El porcentaje de departamentos y casas para el escenario BAU y Optimista se considera igual que el determinado por PROGEA, que un 88.41% de las viviendas corresponden a casas y un 11.59% a departamentos.

En el caso del escenario Pesimista este parámetro se ajusta, aumentando el porcentaje de departamentos durante el siglo XXI, esto se debe a que el escenario Pesimista es un escenario individualista y de menor conciencia de consumo, esto se observa en la Tabla 5.12.

Tabla 5.12: Tendencia porcentaje de Apartamentos y Casas durante siglo XXI, escenario Pesimista.

Pesimista		2020	2040	2070	2100
Por ciento de: Apartamentos	[%]	12.42	14.52	18.38	19.11
Por ciento de: Casas	[%]	87.58	85.48	81.62	80.89

La Figura 5.18 muestra la demanda por calefacción en el sector residencial. Las curvas se asemejan al patrón mostrado en Figura 2.16, donde se muestra que luego de alcanzar un valor máximo el consumo empieza a decrecer. El mayor consumo es para el escenario Optimista, a pesar de que tenga el mismo requerimiento que el escenario BAU, en este último escenario el tipo de energía predominante en calefacción no es la eléctrica, son los combustibles fósiles (parafinas, gas). Los escenarios Pesimista y BAU-AC tienen el menor consumo por los bajos requerimientos de calefacción en comparación a los requerimientos de aire acondicionado. El

consumo por calefacción en el escenario BAU-AC es un 63% del consumo por calefacción en el BAU.

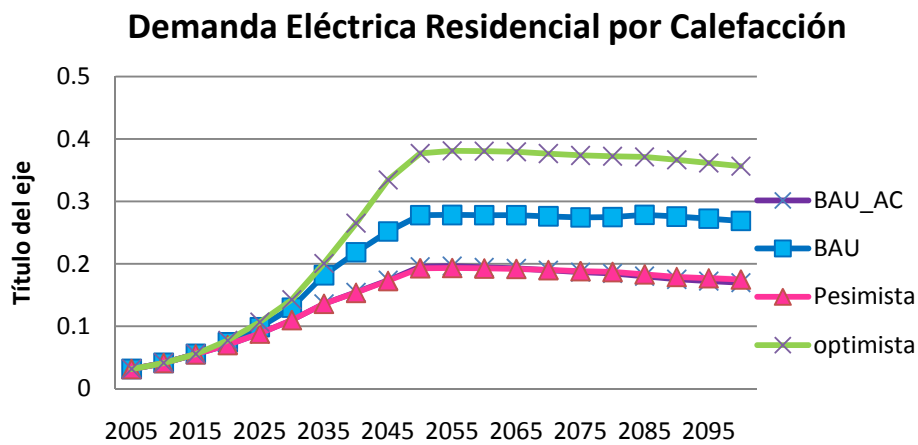


Figura 5.18: Demanda eléctrica Residencial por sistemas de Calefacción.

Demanda Total

En la Figura 5.19 se muestra la demanda total por escenario durante todo el siglo XXI.

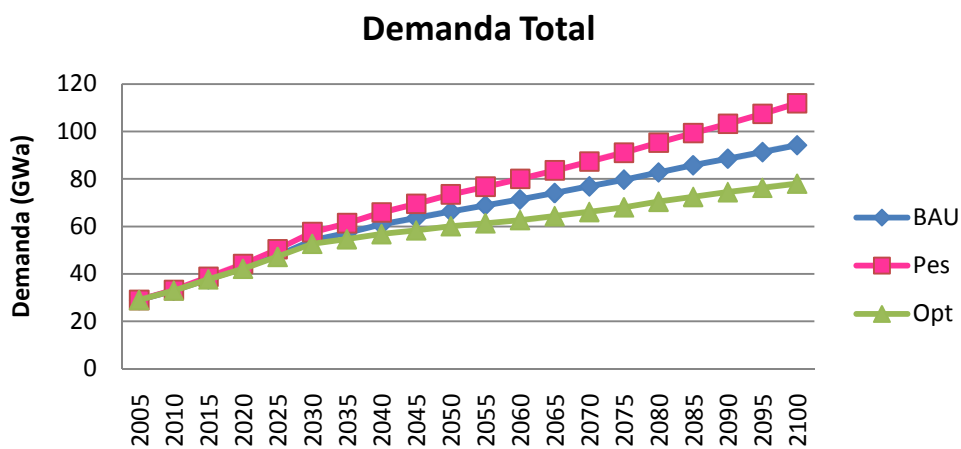


Figura 5.19: Demanda Total, escenarios BAU (sin/con AC), Optimista y Pesimista en el siglo XXI.

En la demanda total se incluyen todos los tipos de energías: combustibles fósiles y tradicionales, electricidad, biomasas, energía solar térmica, calefacción central entre otros y todos los sectores Industria (ACM y manufactura), Transporte, Residencial, Servicios. El mayor consumo a fin de siglo, aproximadamente 112 GWa, corresponde al escenario Pesimista mientras que el menor consumo a fin de siglo es de 78 GWa, asociado al escenario Optimista. En cuanto al escenario BAU, el consumo es de 94 GWa.

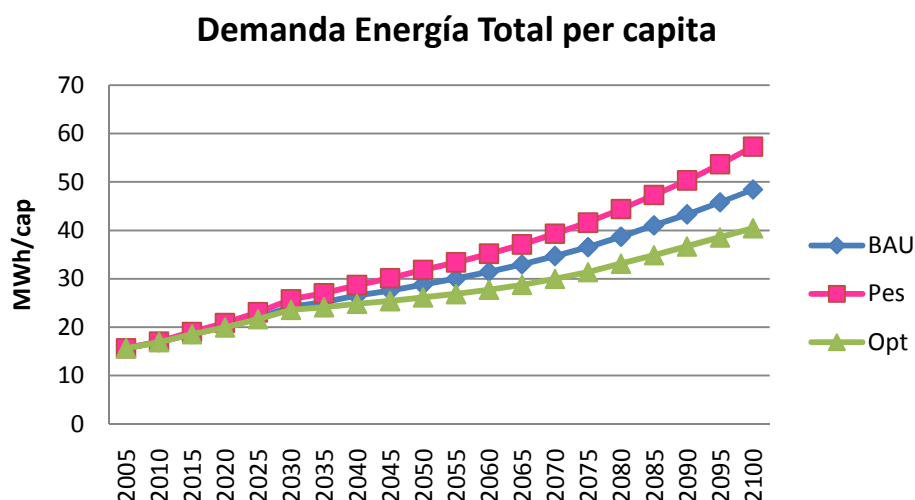


Figura 5.20: Demanda energía total per cápita, escenarios BAU, Optimista y Pesimista en el siglo XXI.

En la Figura 5.20 se observa la demanda energía total per cápita esta sigue el mismo patrón que la demanda total, también el mayor valor corresponde al escenario Pesimista con 57 MWh/cap. Esta demanda corresponde a todos los energéticos pero se escribe en unidad de MWh.

En la Figura 5.21 se muestra la demanda eléctrica total para todos los escenarios.

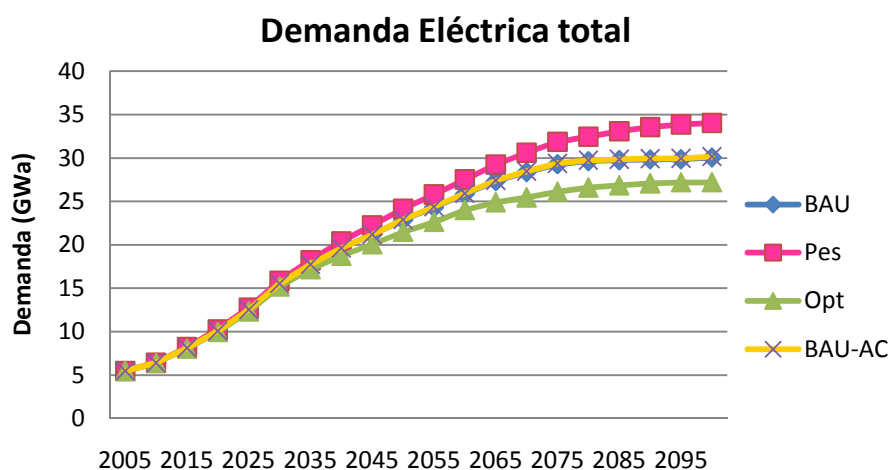


Figura 5.21: Demanda eléctrica total, escenarios BAU (sin/con AC), Optimista y Pesimista en el siglo XXI.

Se observa un crecimiento similar en todos los escenarios hasta el 2035, luego las curvas empiezan a divergir. El consumo Pesimista es el mayor, luego sigue el BAU y finalmente el Optimista, se debe aclarar que el escenario optimista, al representar un mundo más consciente

en el uso de energías, tiene equipos con mejor rendimiento, lo cual ayuda en el control de demanda. Luego del 2075 las curvas empiezan a saturarse siguiendo el patrón de la Figura 2.24.

Dentro de los escenarios se incluye el BAU-AC donde se muestra que el consumo eléctrico es 0.11 GWa mayor que en el caso BAU, este valor se debe solamente al uso de equipos de Aire Acondicionado, lo anterior coincide con los estudios [32] [33] [12] que prevén un aumento en el consumo de aire acondicionado. A fin de siglo los valores alcanzados son 34 GWa; 30.17 GWa; 30.06 GWa y 27 GWa para los escenarios Pesimista, BAU-AC, BAU y Optimista respectivamente.

A continuación se grafica una relación útil para validar los resultados. La Figura 5.22 muestra el consumo eléctrico per cápita versus el PIB per cápita.

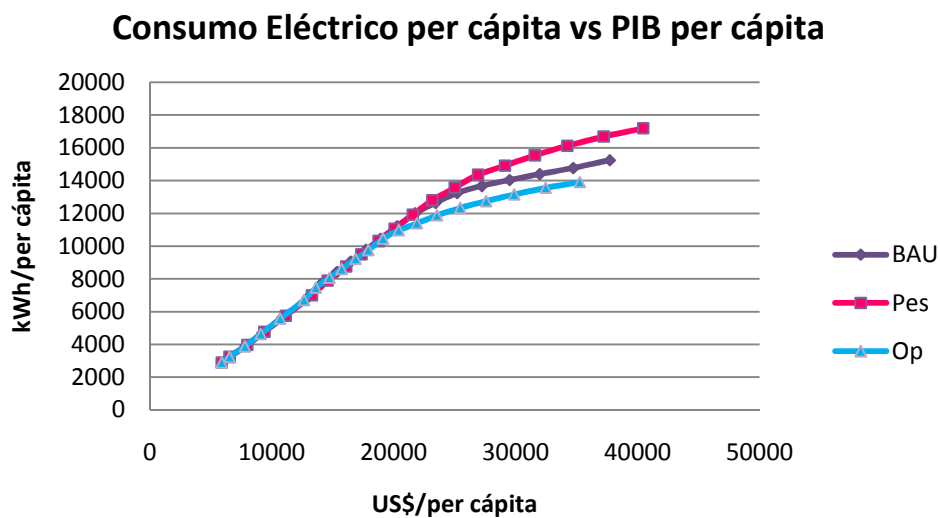


Figura 5.22: Consumo Eléctrico per cápita vs PIB per cápita.

En las curvas se observa un patrón análogo al de la Figura 2.24, donde el consumo eléctrico per cápita crece con el PIB hasta cierto punto donde el PIB per cápita alcanza valores elevados (entre 20 y 30 miles US\$ per cápita; este valor depende de los dólares constantes considerados). Según la Figura 2.24 Chile sigue tendencia similares a la curva media en torno a los 14000 kWh/per cápita, esto a su vez se observa e los resultados obtenidos en la Figura 5.22.

La Figura 5.23 muestra la saturación del consumo eléctrico por Aire Acondicionado versus el PIB per cápita para el escenario BAU en los sectores residencial y comercial.

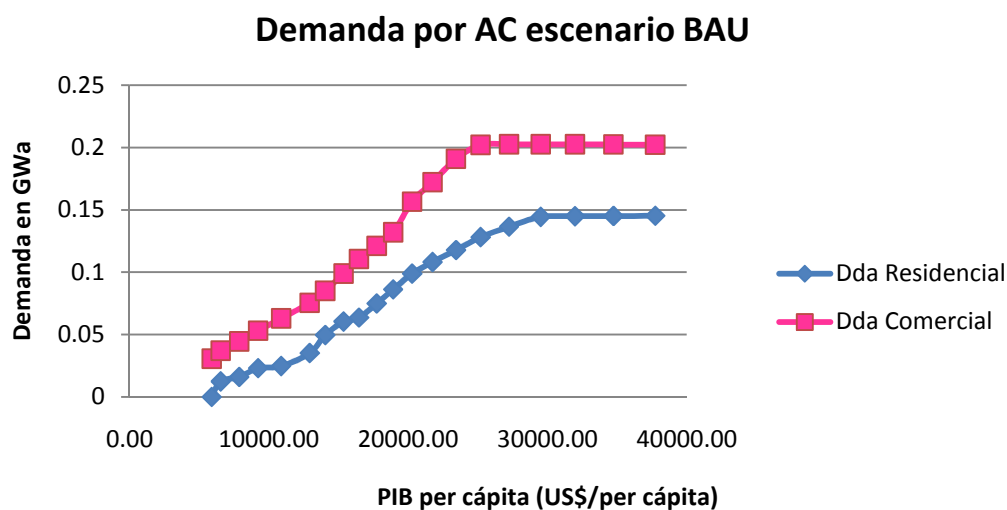


Figura 5.23: Demanda por Aire Acondicionado escenario BAU.

Esta saturación es consecuente con la Figura 2.14, donde se observa que la saturación se produce entre los 20000 y 30000 USD de 1995, esto en el caso de Chile se produciría aproximadamente en el año 2070 aproximadamente. No se incluye la curva del escenario Optimista ya que el patrón es similar al del escenario BAU.

Este patrón también se observa en la Figura 5.24, pero en este escenario Pesimista. Se observa que el consumo por Aire Acondicionado es aproximadamente 1.8 veces mayor en el sector residencial y 1.6 veces mayor en el comercial.

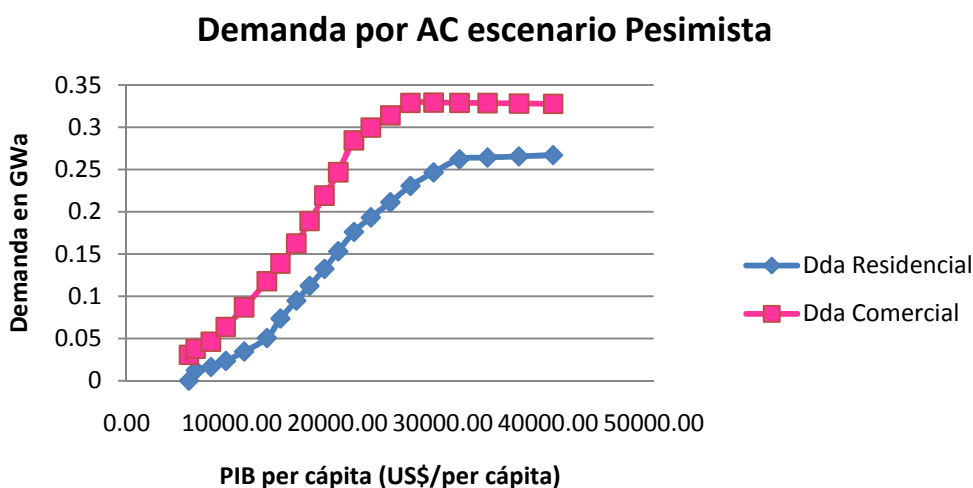


Figura 5.24: Demanda por Aire Acondicionado escenario Pesimista.

Los patrones de crecimiento del consumo eléctrico de Aire Acondicionado por el incremento de 1°C, no se cumplen a comienzo de siglo debido a que el consumo muestra un crecimiento rápido hasta el 2070 aproximadamente. Luego de estos años se verifica lo indicado por Rosenthal et al. 1995 [59], se muestra un crecimiento aproximado de un 20% por + 1°C s en el sector residencial y un crecimiento de 15%/1°C en el sector comercial. El crecimiento por consumo eléctrico de aire acondicionado residencial en el año 2100 referente al año 2070 es de 23% y 26% en los escenarios BAU y Pesimista respectivamente, en ambos escenarios se estima un incremento de 1°C del periodo intermedio al tardío. Se debe tener en cuenta que el consumo de aire acondicionado no depende solamente de la temperatura, también depende del nivel de confort humano (PIB per cápita). Que el patrón no se presente a comienzo de siglo es porque el país está en pleno crecimiento, recién el 2050 se tiene valores de PIB de país desarrollado.

5.2.2 Resultados Demanda Eléctrica del SIC

Curvas de Carga

Se realizaron ajustes a las curvas de cargas definidas por PROGEA, ya que se considera el ingreso de mayor número de autos eléctricos, lo que afecta en la curva de carga residencial, y además se considera un uso más intensivo de equipos de aire acondicionado para el escenario pesimista, lo que también produce cambios en la curva.

De acuerdo a la Figura 2.17 si no hay una forma controlada de cargar los autos eléctricos la mayoría de los usuarios de este tipo de vehículos cargarían el auto antes y después del trabajo lo que incrementaría el *peak* de demanda residencial, lo que implica una variación en la curva de carga residencial.

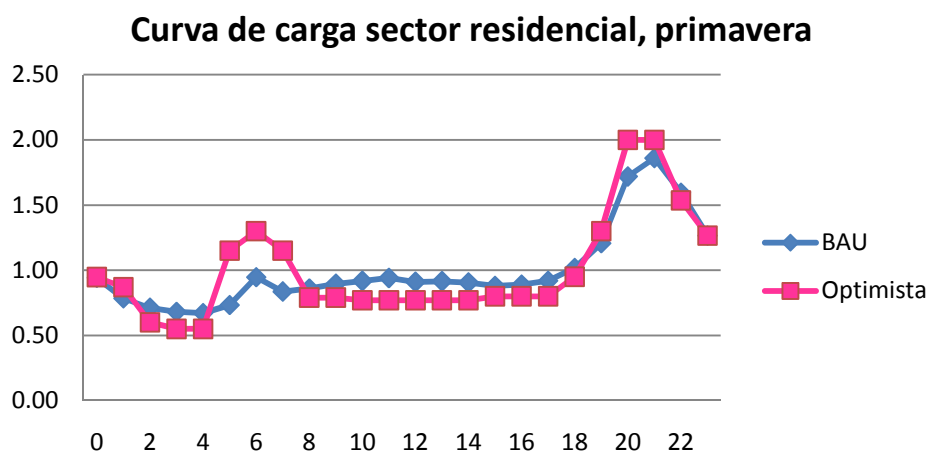


Figura 5.25: Curva de carga Residencial para primavera, escenarios BAU y Optimista.

Se incrementan los *peak* de demanda antes y después del horario de trabajo debido a la inclusión de los autos eléctricos, el *peak* es mayor para el escenario optimista ya que se consideran más vehículos eléctricos en este escenario que en los otros. Para el escenario pesimista, en particular en la estación de verano, se incorpora el *peak* de demanda por sistemas de Aire Acondicionado. En la Figura 5.25 se muestra un ejemplo de ajuste de la curva de carga. En el eje de las abscisas están las horas del día y en el eje de las ordenadas el ponderador que distribuye el valor total de la demanda, la suma de los ponderadores durante todo el día debe ser 24 según la convención del modelo MAED. Se toma a modo de ejemplo el semestre de primavera y el escenario optimista y se observa que el *peak* de las 6 am crece de 0.95 a 1.30 y el de las 21 pm crece de 1.86 a 2, ambos incrementos se deben a las cargas residenciales de autos eléctricos.

Curvas de carga residencial, escenarios

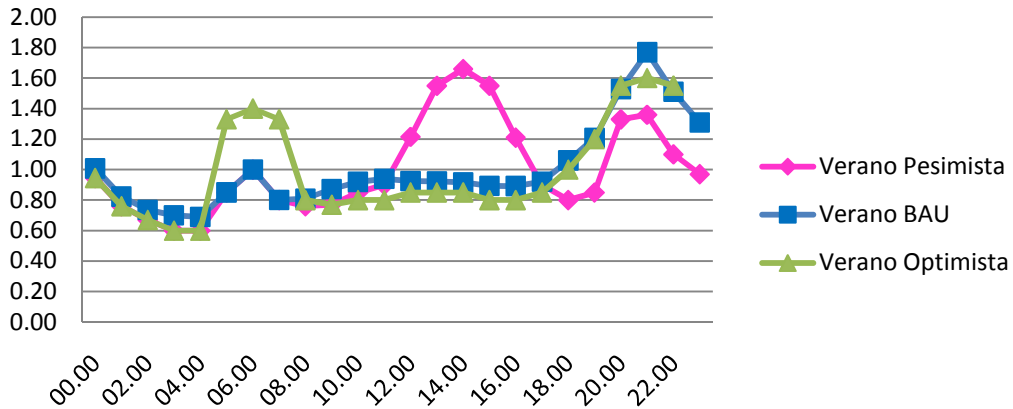


Figura 5.26: Curva de carga Residencial para verano, escenarios BAU, Optimista y Pesimista.

La Figura 5.26 muestra las curvas de carga residencial para todos los escenarios en verano, la curva que más cambio respecto a los otros periodos del año es la del escenario Pesimista ya que debe incluir el *peak* de demanda asociado al consumo por aire acondicionado, este se produce entre 12 y 16 horas, este es el *peak* de consumo pronosticado y este aumento sumado a la disminución del límite térmico de las líneas es lo que se prevé producirá riesgos en la seguridad del suministro.

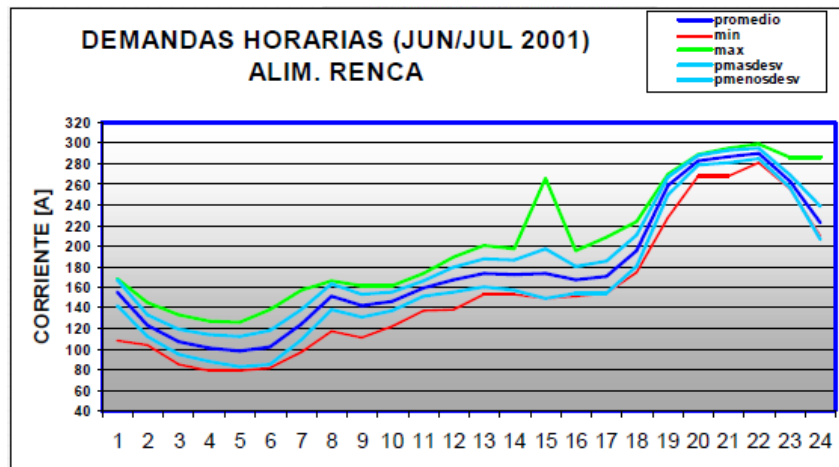


Figura 5.27: Curva de carga residencial, demanda horaria alimentador Renca (Jun/Jul 2001). Fuente: Apuntes Clases EL67F-1 primavera 2009.

En la Figura 5.27 se muestra la típica curva de carga de un consumo residencial, se ejemplifica con el alimentador Renca, la curva es baja de 1 a 7 am debido a que esas horas se duerme,

luego de 7 a 8 se amanece por lo que se produce un aumento en el consumo, luego la demanda crece hasta las 13 horas donde se produce un *peak* de demanda, a esa hora se almuerza y generalmente se ve tele, luego la demanda crece levemente hasta que se produce otro *peak* de 18 a 23 hr, periodo en el cual las personas retornan a sus casas desde el trabajo y hacen mayor uso de los dispositivos eléctricos.

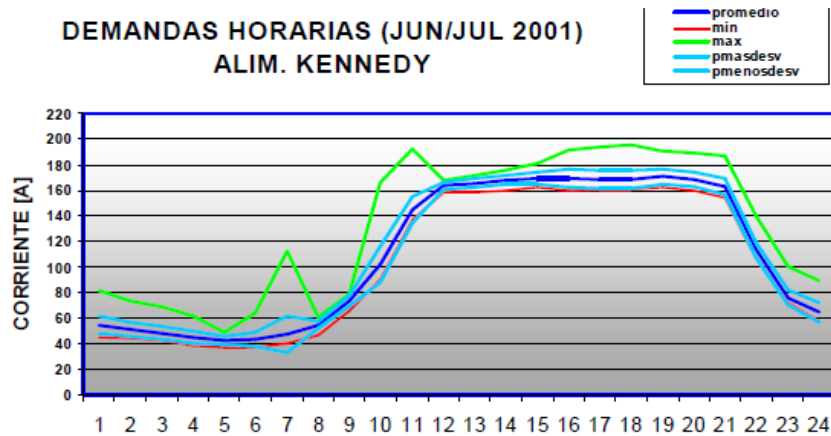


Figura 5.28: Curva de carga comercial, demanda horaria alimentador Kennedy (Jun/Jul 2001). Fuente: Apuntes Clases EL67F-1 primavera 2009.

En cuanto al consumo tipo comercial, la Figura 5.28, muestra el consumo del alimentador Kennedy, donde se ubica el centro comercial Parque Arauco. La curva comercial típica tiene un consumo prácticamente constante desde las 10 am a las 21 pm.

Curvas de carga comercial, todas las estaciones.

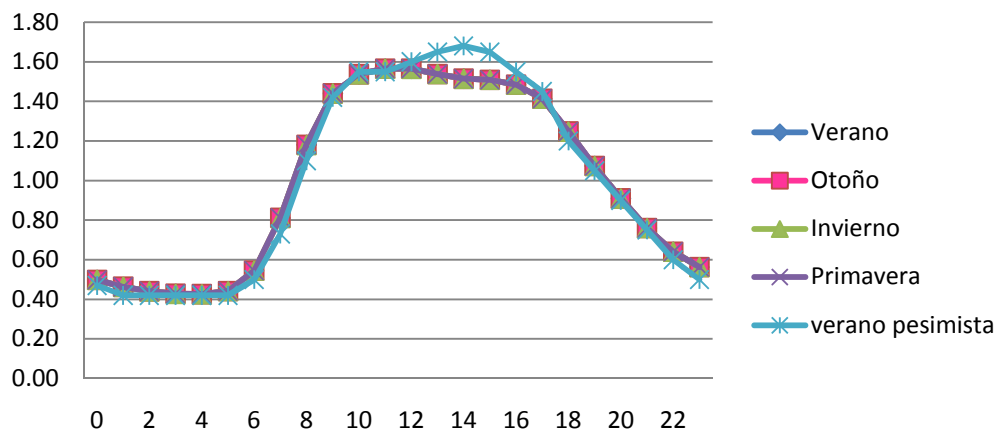


Figura 5.29: Curva de carga comercial para todas las estaciones.

La Figura 5.29 es una gráfica de las curvas de carga comercial de todas las estaciones, donde se observa que se tiene la misma curva, sin embargo se hace un leve cambio para la curva de verano pesimista, donde se incrementó el consumo entre las 12 pm y 15pm debido al mayor consumo proyectado por aire acondicionado.

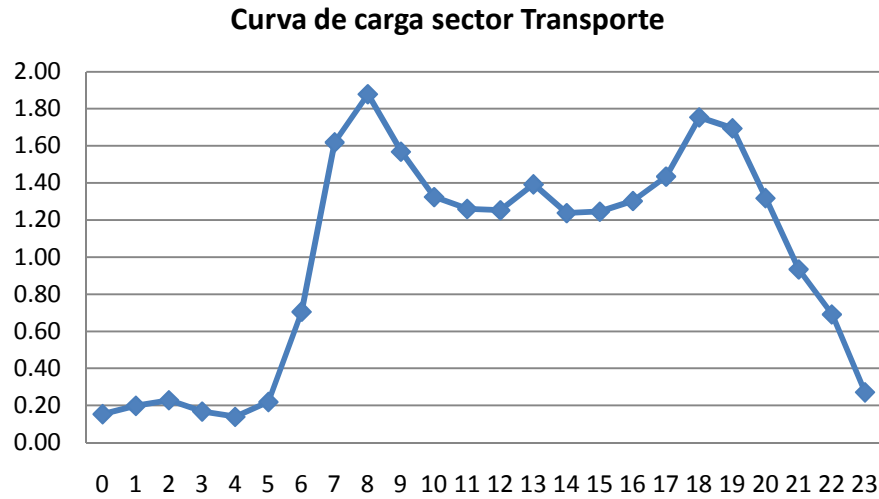


Figura 5.30: Curva de carga Transporte eléctrico.

Se mantiene la curva de carga de transporte eléctrico de PROGEA, Figura 5.30, esta curva es genérica para todas las estaciones y se define por la información entregada por la empresa Metro, las curvas originales se muestran en la Figura 5.31.

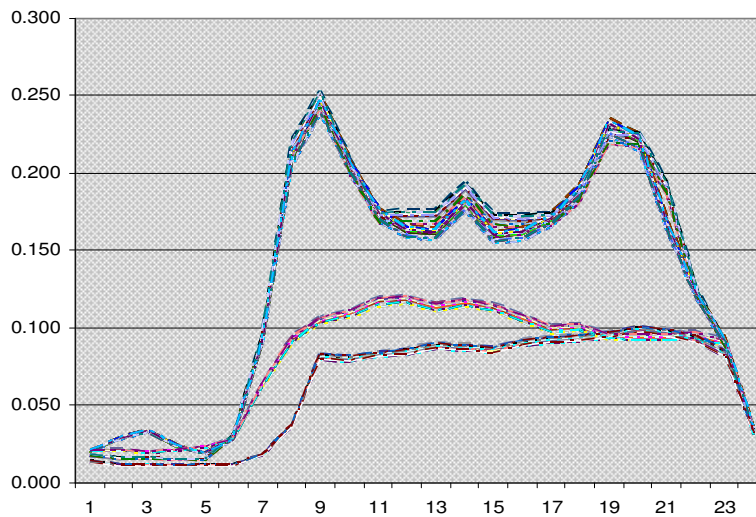


Figura 5.31: Perfil horario de sector transporte SIC. Fuente: PROGEA.

Resultados

A continuación se presentan los resultados obtenidos en de MAED eléctrico, estos corresponden a proyecciones de consumos de potencia y energía durante el siglo XXI.

Tabla 5.13: Tabla comparativa resultados demanda por potencia. Escenarios BAU, Optimista y Pesimista.

Año/Dda (MW)	BAU	Pesimista	Optimista
2010	7248	7251	7247
2020	11028	11152	10902
2040	20673	21441	19985
2070	29973	32167	27396
2100	33075	37241	30394

Tabla 5.14: Tabla comparativa resultados demanda por energía. Escenarios BAU, Optimista y Pesimista.

Año/GWh	BAU	Pesimista	Optimista
2010	47418	47441	47412
2020	73433	74528	72550
2040	138464	145104	132698
2070	199916	216822	179884
2100	213161	242941	192840

La demanda por potencia (Tabla 5.13) y energía (Tabla 5.14) se mantiene mayor para el caso Pesimista, seguido por el BAU y finalmente el Optimista. A fin de siglo en el escenario Pesimista se alcanza una demanda de 37241MW, lo que corresponde a 5 veces el valor actual de demanda por potencia. En el caso Optimista la demanda fin de siglo es 4.1 veces mayor y en el caso BAU es 4.6 veces mayor al valor actual. La proyección de consumo energético de la CNE [49] pronostica al 2020 un consumo entre 77749 GWh y 94534 GWh en el SIC. Los porcentajes de error respecto a la proyección obtenida son: 0.065 para escenario Optimista, 1.28% para el escenario BAU y 2.79% para escenario Pesimista. La razón de que el modelo difiera con las proyecciones realizadas es que no todos los datos de entrada son exactos, muchos son estimaciones, datos usados de otros países en el caso de falta de información y en algunos casos consideraciones hechas por expertos. Otro factor a considerar es que los valores estimados por MAED incluyen una aproximación a las pérdidas del sistema. A pesar de la variación porcentual, el rango de error para los resultados MAED en comparación con los de CNE- en el año 2020 es menor al $\pm 3\%$ en los tres escenarios.

5.3 Matrices de Generación Eléctrica

Considerando todos los estudios de proyección de evolución de la matriz eléctrica y las políticas públicas adoptadas en el ámbito, se formularon tres matrices una para cada escenario de evaluación, BAU, Optimista y Pesimista.

Tabla 5.15: Matriz de capacidad instalada en generación eléctrica escenario BAU.

BAU	Hidro	Termo	Eólica	Solares	Geotérmica
2009	47.41%	51.85%	0.73%	0.00%	0.00%
2020	47.84%	32.51%	10.00%	7.65%	2.00%
2030	45.45%	30.56%	11.00%	10.40%	2.60%
2050	40.90%	29.31%	12.10%	14.31%	3.38%
2060	40.50%	25.92%	12.71%	16.48%	4.39%
2080	35.24%	28.82%	13.34%	16.90%	5.71%
2100	35.00%	27.18%	14.01%	16.39%	7.43%

Tabla 5.16: Matriz de capacidad instalada generación eléctrica escenario Pesimista.

Pes	Hidro	Termo	Eólica	Solares	Geotérmica
2009	47.41%	51.85%	0.73%	0.00%	0.00%
2020	39.35%	40.65%	9.00%	8.00%	3.00%
2030	35.00%	42.00%	9.45%	10.25%	3.30%
2050	30.80%	44.20%	9.92%	11.45%	3.63%
2060	30.80%	43.20%	10.42%	11.59%	3.99%
2080	25.26%	47.17%	10.94%	12.25%	4.39%
2100	25.15%	45.19%	11.49%	13.34%	4.83%

Tabla 5.17: Matriz de capacidad instalada generación eléctrica escenario Optimista.

Op	Hidro	Termo	Eólica	Solares	Geotérmica
2009	47.41%	51.85%	0.73%	0.00%	0.00%
2020	50.00%	30.00%	10.00%	7.00%	3.00%
2030	44.00%	26.00%	16.00%	10.00%	4.00%
2050	42.75%	22.35%	18.00%	12.10%	4.80%
2060	42.55%	17.45%	19.00%	14.76%	6.24%
2080	37.02%	8.98%	20.00%	25.26%	8.74%
2100	37.10%	5.90%	21.90%	25.10%	10.00%

En las tres matrices se considera que al 2020 el 20% de la capacidad instalada en Chile debe ser de origen renovable [7]. En el escenario optimista se observa un mayor aumento de la generación renovable, a fin de siglo llega a aproximadamente un 60% de la matriz, en los otros dos escenarios la tasa de crecimiento es menor. En cuanto a la energía hidroeléctrica, se considera las proyecciones del [39], donde se pronostica que por efectos del cambio climático ocurrirá una disminución de este tipo de energías. En la Tabla 5.18 se resumen los resultados.

Tabla 5.18: Resumen variación porcentual de generación hidroeléctrica escenario para escenarios B2 (Optimista y BAU) y A2 (Pesimista). [39]

Periodo	B2	A2
2011-2040	-5%	-6%
2040-2070	-10%	-12%
2070-2100	-13%	-18%

Capítulo 6

Resultados Análisis del SIC

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en el análisis de flujos de potencia del SIC, para los tres escenarios estudiados en este trabajo de memoria para distintos años de evaluación durante el siglo XXI. El objetivo principal es analizar el comportamiento del sistema en los diferentes escenarios, estudiar de donde proviene, principalmente, la generación en cada caso, donde se necesita mayor expansión, entre otros.

Para realizar el estudio del SIC se usa una versión reducida del sistema, los elementos que incluye el sistema reducido se muestran en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1: Resumen de Elementos SIC Reducido.

Elementos	2010	2020 en adelante
Transformadores (2W)	16	22
Líneas	68	78
Barras	50	57
Generadores	56	59
Consumos	27	27(2020) y 28

En la Tabla 6.1 se observa un aumento en el número de elementos desde el 2020 en adelante esto se debe a la incorporación de las centrales genéricas que representa las energías renovables. Además desde el 2040 se considera la interconexión SIC-SING. La interconexión entre ambos sistemas se analiza en el seminario de minería [55] donde algunas consultoras sostienen que el SING sería un carga para el SIC, debido al incremento del consumo minero.

6.1 Año 2010

Se usa el año 2010 como año base en los tres escenarios, el resultado del flujo de potencia es diferente para cada uno debido a que se consideran diferentes costos de centrales.

Del resultado del flujo de potencia se observan centrales que no generan, estas se consideran fuera de servicio, por lo que la capacidad instalada y la reserva en giro cambian por cada

escenario, a continuación se presentan las centrales fuera de servicio y las líneas cargadas a más del 90% de su capacidad, según escenario.

En la Tabla 6.2 se observa que para el escenario Pesimista, quedan fuera de servicio dos centrales hidroeléctricas importantes como son Colbún y Machicura, debido a sus costos. En el escenario BAU sólo una central hidroeléctrica queda fuera de servicio, Ralco, finalmente en el escenario Optimista no queda ninguna central hidroeléctrica fuera ya que se consideran costos de hidrología húmeda, por lo cual, no es costosa la generación de este tipo. En cuanto a la congestión de las líneas, siempre están más cargadas las líneas que llevan potencia desde las termoeléctricas de la zona centro a Santiago, otra línea que se encuentra cargada por sobre el 90% en los tres escenarios es Charrúa - Concepción 154kV que trae la potencia de las centrales del sur; se observa que en el escenario Optimista además se carga Charrúa - Concepción 220kV, por traer más generación de las hidroeléctricas. El escenario BAU es el que presenta menor cantidad de líneas cargadas porque la hidrología es media, por ende, la matriz de generación es más diversa entre termoeléctricas e hidroeléctricas.

Tabla 6.2: Centrales fuera de servicio y líneas cargadas con más del 90% por escenario, año 2010.

	Centrales Fuera de Servicio	Tipo	Líneas con carga >90%
BAU	Capullo	termo	Charrúa - Concepción 154kV
	Horcones	termo	Rapel-Cerro Navia 220kV L1
	Huasco TG	termo	Rapel-Cerro Navia 220kV L2
	Huasco TV	termo	San Luis - Quillota 200 kV L1
	Laguna Verde	termo	San Luis - Quillota 220kV L2
	Los Vientos	termo	
	Nehuenco III 9B	termo	
	PSEG	termo	
	Ralco	hidro	
Pes	Antihue	termo	Alto Jahuel - Los Almendros 220kV (2)
	Candelaria	termo	Charrúa - Concepción 154kV
	Capullo	termo	Rapel-Cerro Navia 220kV L1
	Colbun	hidro	Rapel-Cerro Navia 220kV L2
	Horcones	termo	San Luis - Quillota 200 kV L1
	Huasco TG	termo	San Luis - Quillota 220kV L2
	Huasco TV	termo	
	Laguna Verde	termo	
	Machicura	hidro	
	Nehuenco III 9B	termo	
	PSEG	termo	

Opt	CELCO Arauco	termo	A. Jahuel-Chena 1 220kV
	CELCO Valdivia	termo	A. Jahuel-Chena 2 220kV
	Nueva Aldea 1	termo	Cardones - Maitencillo L1 220kV
	Nueva Aldea 2	termo	Cardones - Maitencillo L2 220kV
	PSEG	termo	Charrúa - Concepción 154kV
			Charrúa - Concepción 220kV
			Rapel-Cerro Navia 220kV L1
			Rapel-Cerro Navia 220kV L2
			San Luis - Quillota 200 kV L1
		San Luis - Quillota 220kV L2	

En la Tabla 6.3 se muestra el resultado porcentual de despacho según tipo de energía por escenario.

Tabla 6.3: Porcentajes según tipo de generación año 2010, todos los escenarios.

	BAU	Pes	Op
Termo	41.63%	43.87%	39.56%
Hidro	42.08%	39.84%	46.71%
Pasada	16.29%	16.29%	13.74%

Se verifica que el escenario Optimista tiene el mayor porcentaje de generación por centrales de embalse, con un 46.71% y el menor porcentaje de generación por termoeléctricas, 39.56%, esto se contrasta con el escenario pesimista que tiene un 39.84% y un 43.87% respectivamente.

En la Tabla 6.4 se presentan los resultados del flujo de potencia para el año 2010.

Tabla 6.4: Resultado Flujo de Potencia año 2010, todos los escenarios.

	Generación	Consumo	Pérdida	Capacidad Instalada	Reserva en giro	Capacidad en Trafos	Largo líneas
	MW	MW	MW	MW	MW	MVA	km
Optimista	6529.94	6272.85	257.09	8204.21	1674.27	11044.2	6126.71
BAU	6470.72	6272.85	197.86	7243.61	772.9	11044.2	6126.71
Pesimista	6444.64	6259.18	185.46	7178.5	733.86	11044.2	6126.71

Inicialmente se considera que todos los escenarios consumen y generan lo mismo, pero luego de hacer el despacho y ajustar los parámetros para cumplir con los límites de potencia activa y reactiva, el resultado cae en ciertas diferencias. Las pérdidas en el caso BAU y pesimista son similares, pero en el caso optimista se observa un incremento, este se debe a que la mayor

parte de la potencia de este escenario se genera en las centrales hidroeléctricas ubicadas en la zona sur del SIC y que los consumos principales se ubican en la zona centro, por lo que el punto de generación se encuentra más alejado del centro de carga que en los otros dos escenarios, así aumentan las pérdidas, ya que la distancia es proporcional a las pérdidas de potencia.

En el caso de la capacidad instalada, nuevamente se observa que es mayor para el escenario Optimista, pero esto se justifica por que se despachan más centrales que en los otros escenarios, así aumenta la capacidad instalada y al reserva en giro. La capacidad de transformadores y los kilómetros de las líneas son iguales en los tres escenarios porque no se incorporaron más elementos.

6.2 Año 2020

En el año 2020 se incorporan las centrales genéricas que representan la generación Solar, Eólica y Geotérmica. Las centrales solar y geotérmica se conectan directo a una barra a diferencia de la eólica que se conecta a través de líneas a las líneas Pan de Azúcar-Quillota 220, se decide esta conexión imitando el modelo de SIC completo. Se considera generación por fuentes renovables tienen costo cero, al igual que las centrales de pasada.

Tabla 6.5: Resultado Flujo de Potencia año 2020, todos los escenarios.

	Generación	Consumo	Pérdida	Capacidad Instalada	Reserva en giro	Largo líneas
	MW	MW	MW	MW	MW	km
Optimista	10857.54	10363.84	526.55	11941.46	1083.91	9397.35
BAU	10993.72	10472.94	520.79	12149	1155.17	9220.55
Pesimista	11324.72	10909.31	415.41	12668.52	1343.8	8537.97

La Tabla 6.5 muestra los resultados del flujo de potencia para el año 2020, se observa que los resultados de generación son cercanos a los proyectados por MAED, ya que se como restricción se respeta que la diferencia sea menor de un 3%.

El escenario Pesimista tiene menores pérdidas y menos kilómetros de línea debido a que el 51% de la generación termoeléctrica se ubica en el litoral central, cerca del mayor consumo del SIC, Santiago. Por otro lado el escenario Optimista es el que tiene los valores más altos en estos dos ámbitos, lo que refuerza el argumento anterior ya que los puntos de generación del escenario Optimista se ubican más lejos de los consumos, como las hidroeléctricas del sur y las generadoras solar, eólica y geotérmica.

La Tabla 6.6 muestra la matriz porcentual de generación, es importante aclarar que esta es la matriz de generación y no la de capacidad instalada, por esto difieren de las presentadas en las Tabla 5.15 a Tabla 5.17.

Tabla 6.6: Porcentajes según tipo de generación año 2020, todos los escenarios.

2020	Op	BAU	Pes
Termo	27.94%	30.96%	43.34%
Hidro	39.34%	37.53%	33.51%
Pasada	12.31%	11.43%	9.97%
Eólica	9.35%	10.69%	3.95%
Solar	7.66%	7.16%	5.77%
Geotérmica	3.40%	2.23%	3.46%

Los resultados mostrados hacen justicia a la definición de los escenarios, se observa que en el escenario Optimista y el BAU el mayor porcentaje es de generación hidroeléctrica mientras que en el escenario Pesimista el mayor porcentaje es por termoeléctricas. En la matriz se muestra el aumento de las energías renovables que en el caso Optimista y BAU suman casi un 20% de la generación total, mientras que en el Pesimista es aproximadamente un 13%.

La Tabla 6.7 muestra algunas líneas y transformadores para los tres escenarios en el año 2020. Las líneas y transformadores presentados se relacionan a puntos de generación específicos, por ejemplo, por las líneas Anoca-Alto Jahuel así como por el transformador Alto Jahuel pasa la energía proveniente del sur hacia Santiago. Por Colbún-A.Jahuel pasa la potencia de las centrales Colbún y Machicura hacia Santiago. Por el transformador Ancoa pasa la energía de Pehuenche, Loma Alta y central genérica geotérmica. A través del transformador el Toro pasa la energía de la central reguladora del mismo nombre en dirección a la barra Charrúa. La línea Polpaico-Quillota lleva la energía desde el norte a Santiago. La línea Diego de Almagro lleva la energía de las centrales térmicas Tal Tal y de la central genérica solar. El resto de las líneas y transformadores se relacionan a centrales termoeléctricas de la zona central.

Tabla 6.7: Líneas y Transformadores para los diferentes escenarios. Año 2020.

Líneas	Opt	BAU	Pes
Ancoa - Alto Jahuel 1 500 kV	2	1	1
Ancoa - Alto Jahuel 2 500 kV	1	1	1
Colbun-A. Jahuel 220kV	1	1	1
D. Almagro Cardones 220	4	4	3
Polpaico - Quillota 220kV L1	1	1	1
Polpaico - Quillota 220kV L2	1	1	1
San Luis - Quillota 200 kV L1	2	2	2
San Luis - Quillota 200 kV L2	1	1	2
San Pedro - Las Vegas 110kV L1	1	1	1
San Pedro - Las Vegas 110kV L2	1	1	1
Transformadores	Opt	BAU	Pes
Alto Jahuel 500/220	4	3	3
Ancoa 500/220 kV	2	2	2
Nehuenco 220/13.8kV	4	4	5
San Isidro 220/13.8kV	2	2	2
Toro 220/13.8kV	4	4	4

Los valores que se muestran en la Tabla 6.7 son factores que representa por cuanto debería ponderarse la capacidad base de la línea o transformador indicado (Ver Anexo I), para evitar la saturación en ese punto del sistema. En el escenario Optimista se observa que se necesita más capacidad en la línea Ancoa-Alto Jahuel, en el transformador Ancoa-Alto Jahuel y en las líneas Diego de Almagro, primordialmente por la generación hidroeléctrica, geotérmica y solar. El escenario Pesimista, en cambio, necesita mayor capacidad en San Luis Quillota (Centrales termoeléctricas Nehuenco y San Isidro) y en el transformador de Nehuenco. El escenario BAU al tener su matriz más diversificada no muestra mayor necesidad de capacidad que otros escenarios en ningún punto en particular.

6.3 Año 2040

En el año 2040 se incluyen los efectos del cambio climático en el sector de transmisión reduciendo los límites térmicos de las líneas, no se incluyen efectos térmicos en equipos, como transformadores. Es en este año que se simula la interconexión SING-SIC, considerando al SING como un consumo de 300MW.

Para analizar el efecto de cambiar los límites térmicos en el sistema, se realiza primero el flujo de potencia considerando la demanda y generación estimada para el escenario en el año proyectado luego de ajustar los parámetros para un correcto funcionamiento del sistema, se cambia el valor de los límites térmicos, de esta forma se puede observar cuales son los puntos afectados sólo por el parámetro de límite térmico.

A continuación se muestra el SIC reducido luego de cambiar el límite térmico para cada escenario.

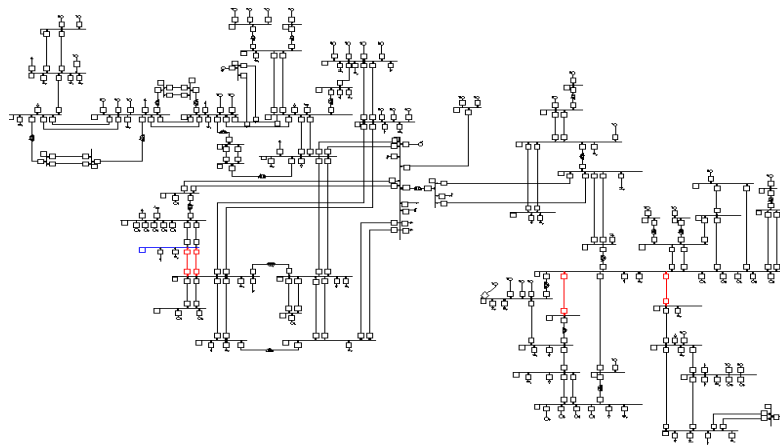


Figura 6.1: Efecto de cambiar límite térmico en las líneas (DF: 1 a 0.98), escenario Optimista 2040.

En el general la Figura 6.1 muestra que se saturan pocas líneas en el escenario Optimista, las principales son las líneas conectadas a la barra Charrúa, barra a la cual llega la energía de las centrales hidroeléctricas del sistema Laja.

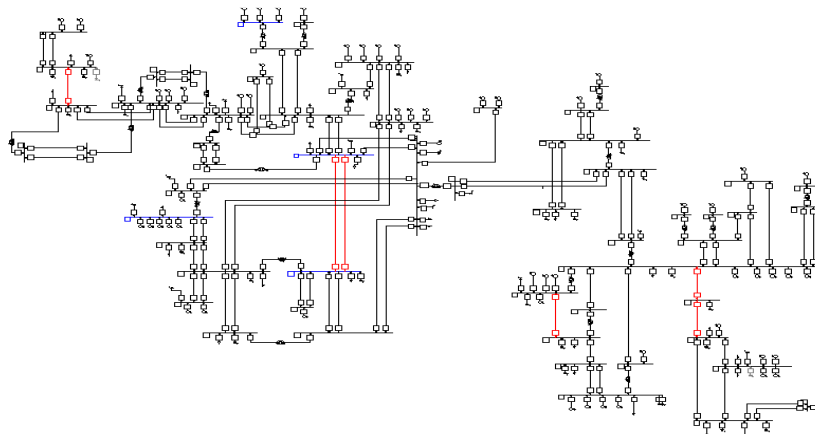


Figura 6.2: Efecto de cambiar límite térmico en las líneas (DF: 1 a 0.98), escenario BAU 2040.

En la Figura 6.2 se observa que al igual que en el caso Optimista, se saturan líneas conectadas a la barra Charrúa, pero además se satura la línea Diego de Almagro (trae energía de centrales

Tal Tal y Solares) y la línea que conecta Polpaico con Cerro Navia que trae la energía del norte hasta Santiago. Lo anterior demuestre mayor participación de energía termoeléctrica que en el escenario Optimista.

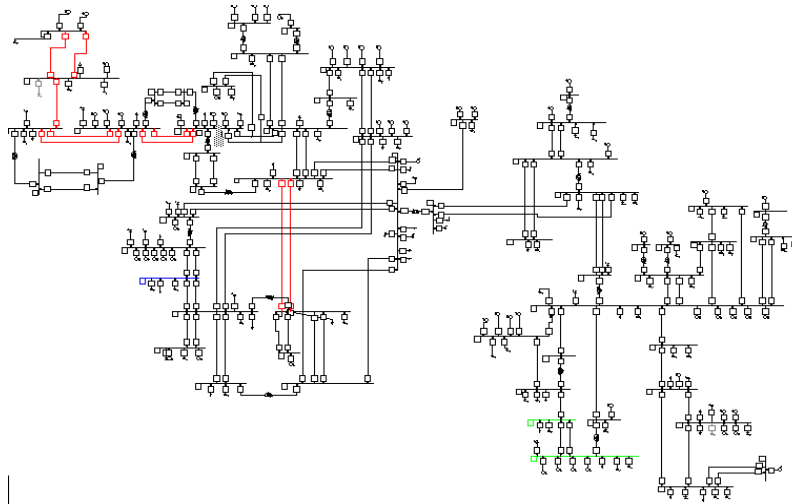


Figura 6.3: Efecto de cambiar límite térmico en las líneas (DF: 1 a 0.97), escenario BAU 2040.

En la Figura 6.3 se muestra que luego de cambiar el límite térmico en el escenario Pesimista, varias líneas se sobrecargan, por ejemplo las líneas que llevan potencia de las centrales Tal Tal, Huasco, Guacolda, Maitencillo y la Central Solar, a los consumos, estas líneas son Cardones-Maitencillo y Pan de Azúcar-Maitencillo. Además se satura la línea Cerro Navia Polpaico que trae la energía del norte hacia Santiago. En general se saturan las líneas que conectan centrales termoeléctricas con sus respectivos consumos.

Tabla 6.8: Resultado Flujo de Potencia año 2040, todos los escenarios.

	Generación	Consumo	Pérdida	Capacidad Instalada	Reserva en giro	% incremento	Largo líneas
	MW	MW	MW	MW	MW	%	km
Optimista	20006.87	18845.82	1140	22119	2133	0.62%	29542.2
BAU	20945.27	19664.02	1281.25	23047	2102	2.62%	39097.4
Pesimista	21539.92	20482.22	1167	23687.66	2147.73	3.68%	29302.4

La Tabla 6.8 resume en cifras lo indicado anteriormente, existe mayor generación y consumo en el escenario Pesimista, tal como se modela en MAED. Se analizó que parámetro podría ser útil para estimar el efecto de la disminución de límites térmicos, las pérdidas se mantenían constantes al cambiar el límite térmico ya que, de acuerdo al programa el cambio implicaba mayor saturación de las líneas, es por esto que se decide tomar como parámetro el porcentaje

de crecimiento de la cantidad de líneas luego de ajusta el límite térmico. El porcentaje es mayor en el caso pesimista ya que se reduce más el límite térmico que en los otros dos casos, así el incremento asciende a un 3.7% aproximadamente. El escenario BAU tiene el segundo mayor incremento ya que tiene además de tener un lato porcentaje de generación hidroeléctrica y de renovables también tiene mayor demanda. El largo de las líneas corresponde al valor luego de realizar el incremento.

En la Tabla 6.9 se indican los porcentajes de generación real, es así como se observa un alto porcentaje de generación por termoeléctricas considerado en el caso Pesimista, 46%, mientras que el porcentaje de hidroeléctricas en el escenario Optimista es aproximadamente un 44% y en BAU un 40%. Las energías renovables representan un 35. % de la matriz del escenario optimista.

Tabla 6.9: Porcentajes según tipo de generación año 2040, todos los escenarios.

2040	Op	BAU	Pes
Termo	21.62%	28.62%	46.26%
Hidro	33.26%	30.34%	20.97%
Pasada	10.73%	9.91%	6.95%
Eólica	17.99%	12.84%	10.21%
Solar	12.25%	14.80%	12.44%
Geotérmica	4.15%	3.49%	3.16%

6.4 Año 2070

Para el año 2070 el consumo proyectado del SING crece en un 20%. Nuevamente se reajustan los límites térmicos debido al incremento esperado de temperatura.

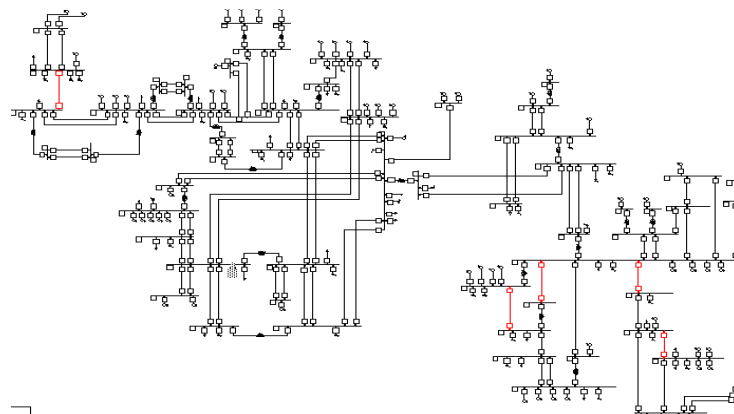


Figura 6.4: Efecto de cambiar límite térmico en las líneas (DF: 0.98 a 0.96), escenario Optimista 2070.

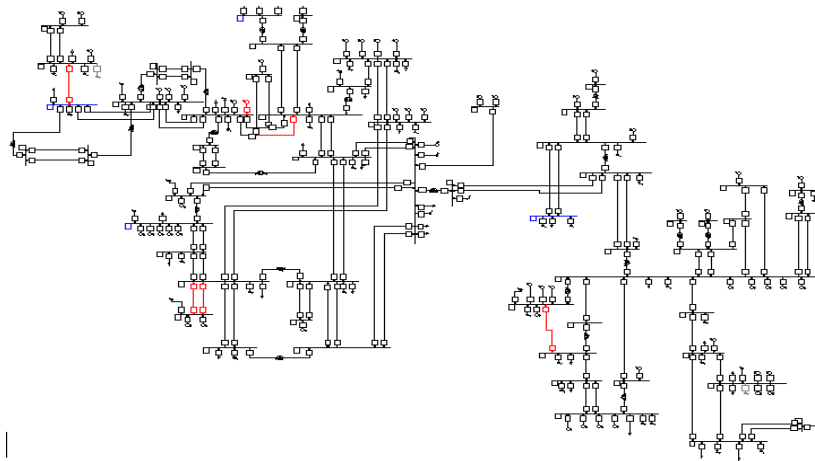


Figura 6.5: Efecto de cambiar límite térmico en las líneas (DF: 0.98 a 0.96), escenario BAU 2070.

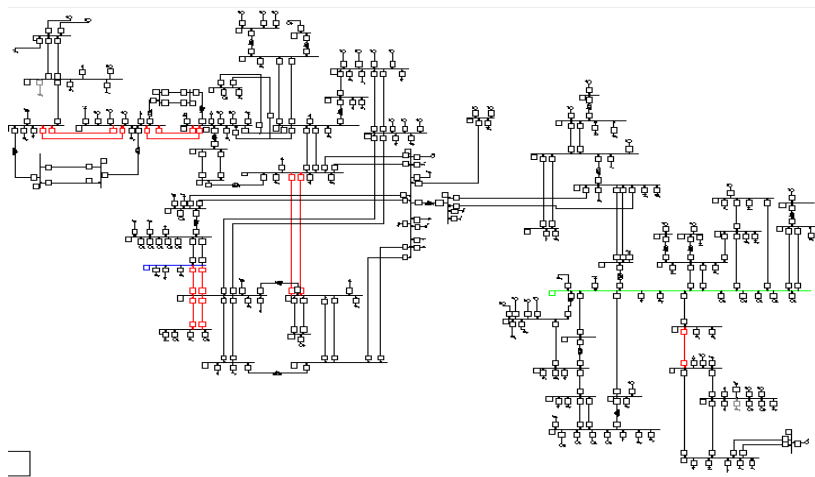


Figura 6.6: Efecto de cambiar límite térmico en las líneas (DF: 0.97 a 0.95), escenario Pesimista 2070.

Nuevamente se observa como el escenario pesimista es el que tiene más líneas sobrecargadas luego de ajustar el *dereating factor*, es por esto que necesita un mayor porcentaje de incremento en los kilómetros de las líneas, un 1.95%. Luego es el escenario BAU el que requiere mayor incremento del sistema de transmisión (1.46%), a pesar que el límite térmico sea igual que para el escenario Optimista, esto se debe a que el escenario BAU considera mayor generación y consumos que el escenario Optimista.

Tabla 6.10: Resultado Flujo de Potencia año 2070, todos los escenarios.

	Generación	Consumo	Pérdida	Capacidad Instalada	Reserva en giro	% incremento	Largo líneas
	MW	MW	MW	MW	MW	%	km
Optimista	27118.88	24905.94	2212.94	30994.41	3875.53	1.33%	29079.07
BAU	30121.8	28178.73	1943.06	33464	3343	1.46%	27552.84
Pesimista	31318.63	29542.4	1776.24	34713.18	3394.54	1.95%	25695.94

En la Tabla 6.10 se resumen los resultados del flujo de potencia para el año 2070. Se observa que la mayor cantidad de líneas corresponde al escenario Optimista lo que permite acceder a puntos de generación más alejados, también este escenario tiene las mayores pérdidas. El mayor incremento del sistema debido al ajuste de límite térmico se observa en el escenario pesimista, se requiere 1.95% más de kilómetros de líneas para que el sistema responda en forma adecuada.

Tabla 6.11: Porcentajes según tipo de generación año 2070, todos los escenarios.

2070	Op	BAU	Pes
Termo	11.29%	26.93%	47.92%
Hidro	31.25%	28.33%	18.44%
Pasada	9.02%	8.41%	5.63%
Eólica	17.51%	12.95%	10.86%
Solar	23.10%	17.34%	12.77%
Geotérmica	7.82%	6.04%	4.37%

En la Tabla 6.11 se muestra los resultados de la matriz de generación real, si se comparan con los resultados de la Tabla 6.6 y la Tabla 6.9, se puede notar que la generación hidroeléctrica disminuye en los tres escenarios, mientras que las energías renovables van en aumento, aunque la tasa de crecimiento de este tipo de tecnologías en el escenario pesimista es baja, en comparación a los otros dos escenarios, principalmente al escenario Optimista.

6.5 Año 2100

Para el año 2100 se considera que el consumo SING aumenta en un 30%, además se considera un nuevo ajuste de límites térmicos, disminuyendo aún más su valor.

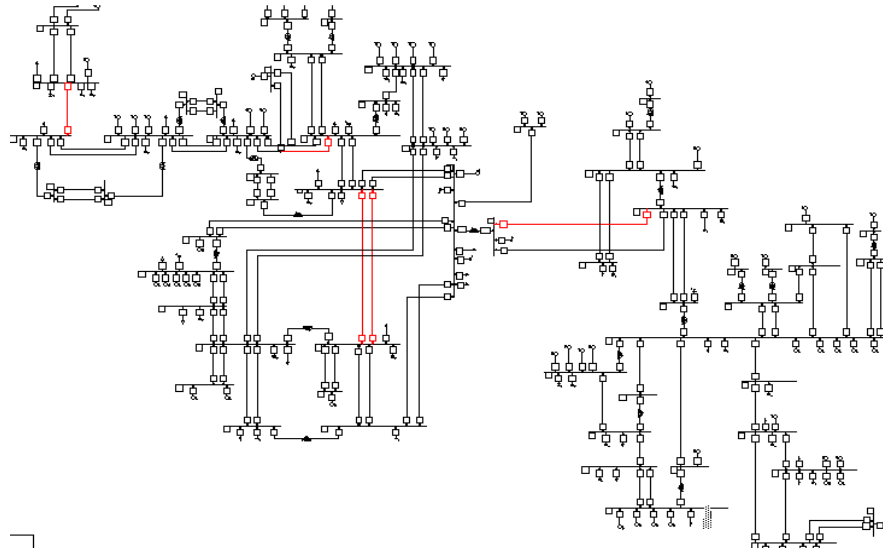


Figura 6.7: Efecto de cambiar límite térmico en las líneas (DF: 0.96 a 0.94), escenario Optimista 2100.

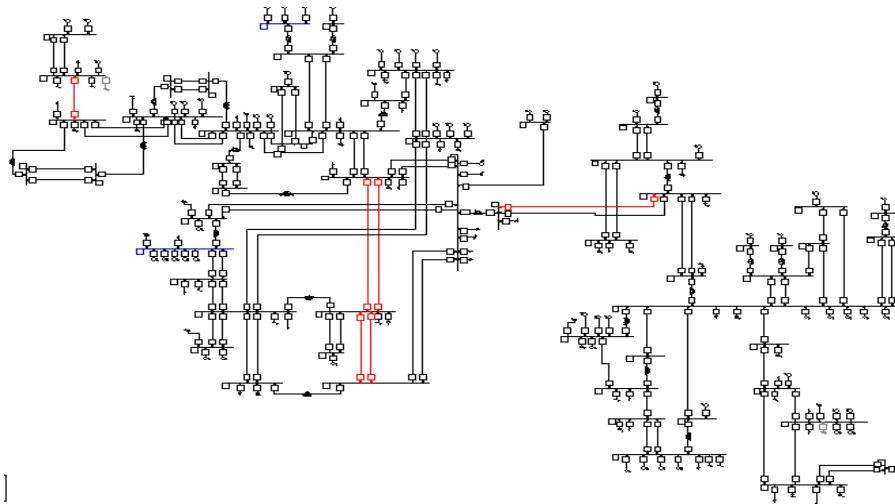


Figura 6.8: Efecto de cambiar límite térmico en las líneas (DF: 0.96 a 0.94), escenario BAU 2100.

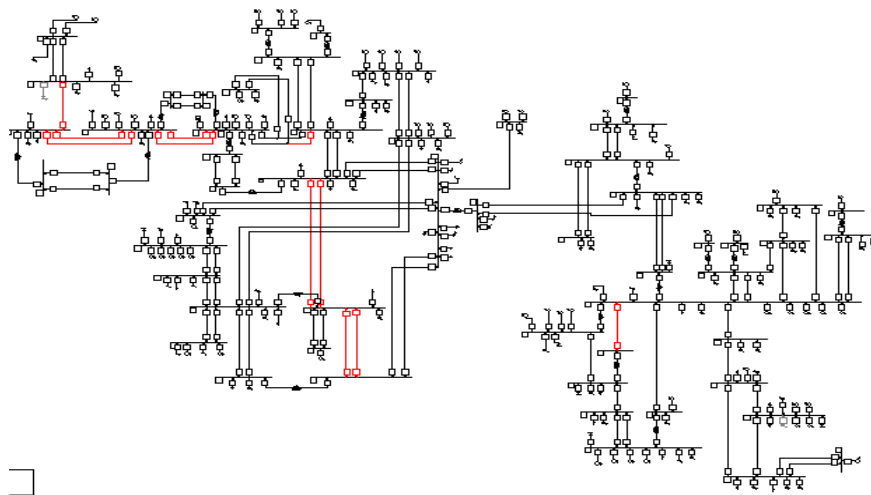


Figura 6.9: Efecto de cambiar límite térmico en las líneas (DF: 0.95 a 0.92), escenario Pesimista 2100.

La Figura 6.7 muestra la sobrecarga en el caso Optimista, principalmente relacionada a la generación Solar y Eólica, mientras que en el caso BAU (Figura 6.8) la sobrecarga se observa en líneas que lleva generación hidroeléctrica (Rapel e Hidroeléctricas del Sistema Laja). En el caso Pesimista, Figura 6.9, se muestra la sobrecarga de líneas que principalmente llevan generación desde las termoeléctricas del norte al consumo de Santiago.

La Tabla 6.12 muestra los resultados del flujo de potencia para el último año de análisis.

Tabla 6.12: Resultado Flujo de Potencia año 2100, todos los escenarios.

	Generación	Consumo	Pérdida	Capacidad Instalada	Reserva en giro	% incremento	Largo líneas
	MW	MW	MW	MW	MW	%	km
Optimista	29893.25	27390.54	2502.71	33460.26	3567.01	1.31%	33174.15
BAU	32565.63	30390.6	2175.04	36017	3451	1.47%	29558.7
Pesimista	36989.33	34754.32	2235.01	40407.71	3418.38	2.84%	29768.24

De la Tabla 6.12 se observa que las pérdidas del escenario Optimista siguen mayores que los otros escenarios, debido a que la distancia entre los consumos y los puntos de generación es mayor, esto corrobora lo que decían estudios como el cambio climático en USA [8], en los cuales se explicaba que si se desarrolla la generación renovable sería necesario cambiar elementos del sistema eléctrico para poder llegar a puntos más lejanos de generación. El incremento por el ajuste del límite térmico sigue el mismo patrón observado en los otros años,

el mayor valor es para el escenario pesimista donde la capacidad de las líneas se reduce de un 95% a un 92%. Luego para los escenarios BAU y Optimista, se muestra un valor similar de incremento del sistema, debido a que se considera la misma limitación de la capacidad de las líneas.

Tabla 6.13: Porcentajes según tipo de generación año 2100, todos los escenarios.

2100	Op	BAU	Pes
Termo	8.95%	25.90%	43.97%
Hidro	28.66%	26.18%	19.86%
Pasada	8.03%	7.99%	5.86%
Eólica	20.91%	14.23%	11.96%
Solar	23.42%	17.97%	13.32%
Geotérmica	10.04%	7.73%	5.03%

En la Tabla 6.13 se indican los porcentajes de generación real a fin de siglo, el mayor porcentaje de generación termoeléctrica se asocia al escenario Pesimista, con un 44%. El mayor porcentaje de generación hidroeléctrica corresponde al escenario Optimista con un 37%, sin embargo en este escenario se destaca la participación de las energías renovables, las que a fin de siglo forman aproximadamente el 54% de la matriz de generación real. El escenario BAU diversifica la matriz de generación en diferentes tipos de energías, considerando un 26% de termoeléctrica, 34% de hidroeléctricas y 40% de energías renovables. En cuanto a la generación real por termoeléctricas, en el escenario optimista esta disminuye casi 19 puntos porcentual entre el año 2020 y el 2100, a diferencia del escenario pesimista que va en aumento y se mantiene en torno al 45% de participación durante todo el siglo.

Tabla 6.14: Líneas y Transformadores para los diferentes escenarios. Año 2100.

Líneas	Opt	BAU	Pes
Ancoa - Alto Jahuel 1 500 kV	3	4	3
Ancoa - Alto Jahuel 2 500 kV	1	1	1
Colbun-A. Jahuel 220kV	3	4	2
D. Almagro Cardones 220	32	28	26
Polpaico - Quillota 220kV L1	2	3	4
Polpaico - Quillota 220kV L2	2	4	5
San Luis - Quillota 200 kV L1	2	4	7
San Luis - Quillota 200 kV L2	2	3	6
San Pedro - Las Vegas 110kV L1	1	2	2
San Pedro - Las Vegas 110kV L2	2	2	2

Transformadores	Opt	BAU	Pes
Alto Jahuel 500/220	7	8	5
Ancoa 500/220 kV	6	6	4
Nehuenco 220/13.8kV	5	8	14
San Isidro 220/13.8kV	2	6	6
Toro 220/13.8kV	10	10	7

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra los nuevos factores necesarios para evitar congestiones. Se muestra como la línea que lleva la generación del norte (Diego de Almagro-Cardones) hacia los consumos se satura más para el escenario Optimista ya que consideran la generación por centrales solares. Como es de esperar el requerimiento de capacidad de las líneas que llevan la generación de las termoeléctricas de la zona centro a Santiago es mayor para el escenario Pesimista, esto se corrobora con el factor asociado al transformador de Nehuenco y San Isidro. Finalmente el escenario BAU tiene los requerimientos más diversificados entre las diferentes líneas y transformadores sin embargo se destaca que es el escenario que necesita mayor capacidad en el transformador Alto Jahuel, punto al cual convergen todas las energías provenientes del sur a Santiago, incluso el valor es mayor que en el escenario Optimista, a pesar de que este escenario muestra los mayores porcentajes de de generación hidroeléctrica y renovable de la matriz, estos e debe a que los valores de consumo y generación considerados en el escenario BAU son aproximadamente un 10% mayor.

Tabla 6.15: Resultados Modelo MAED y modelo SIC.

	2020			2040		
	MAED	SIC	Diferencia	MAED	SIC	Diferencia
Optimista	10902.32183	10857.54	-0.41%	19984.67102	20006.87	0.11%
BAU	11027.83975	10993.72	-0.31%	20672.93565	20945.27	1.32%
Pesimista	11152.12983	11324.72	1.55%	21441.49116	21539.92	0.46%
	2070			2100		
	MAED	SIC	Diferencia	MAED	SIC	Diferencia
Optimista	27396.27292	27118.88	-1.01%	30394.21632	29893.25	-1.65%
BAU	29973.47263	30121.80	0.49%	33075.13804	32565.63	-1.54%
Pesimista	32166.90118	31318.63	-2.64%	37240.58156	36989.33	-0.67%

La Tabla 6.15 compara los resultados del modelo MAED con los de generación del Flujo de Potencia. Se pretende mostrar que solo se considero aceptable un error de $\pm 3\%$ entre ambos valores.

Capítulo 7

Conclusiones

Este trabajo de Memoria presenta los posibles efectos de la variabilidad climática en la operación del Sistema Interconectado Central.

En primer lugar se entrega un marco teórico sobre los cambios climáticos en Chile. Los modelos globales pronostican incrementos de temperatura en todas las regiones del país, estos aumentos son mayores en el escenario de emisiones A2 que en el B2. A fin de siglo disminuyen las precipitaciones y la zona más afectada es la centro-sur, donde actualmente se ubica el mayor porcentaje de generación hidroeléctrica en Chile. La disminución de precipitaciones y el aumento en la temperatura produce una elevación de la isoterma cero lo que afecta en la hidrología y en consecuencia, en la generación hidroeléctrica. Estudios indican que la generación hidroeléctrica del SIC se reduciría en un 6% (2011-2040), 12% (2040-2070) y 18% (2070-2100) en el escenario A2 y un 5%, 10% y 13% en el escenario B2.

Se proyecta un incremento de los vientos zonales en torno al meridiano 70° O y entre las latitudes 25°S y 35°S, donde se ubica Santiago, en la misma zona se proyecta un aumento de la radiación solar media. Ambas características son beneficiosas para la generación distribuida con medios renovables, por ejemplo, se podrían hacer más proyectos de la calefacción solar. Es bueno indicar que los resultados para variables como velocidad de vientos y radiación tienen alto nivel de incertidumbre ya que están fuertemente condicionados a factores locales que no se consideran en los modelos climatológicos, como por ejemplo: Edificios.

En el contexto global se observan iniciativas para mitigar GEI. Estas medidas significan que en el futuro la participación de generación termoeléctrica se reduzca y que la generación por fuentes renovables aumente. En Chile los últimos comunicados indican que el 20% de la matriz de capacidad instalada al 2020 será por medios renovables.

Estudios indican que el aumento de la temperatura ambiente disminuye el rendimiento de centrales termoeléctricas y nucleares. Se analiza el efecto del aumento de 1°C en la generación termoeléctrica actual del SIC, se concluye que la generación se reduciría entre 109.71 GWh y 117.024 GWh.

Otro efecto previsto en diferentes estudios es que los recursos hídricos se relocalizan debido al cambio climático, esto afecta a las centrales que requieren agua como sistema de enfriamiento y a sectores de la producción que extraen agua con bombas lo que significaría mayor gasto energético. Este efecto no fue analizado a fondo en el presente trabajo, ya que no se cuenta con información necesaria.

Se relaciona la demanda de diferentes sectores de producción de Santiago con la temperatura. El comportamiento histórico (1997-2009) de la demanda y de la temperatura muestra que en el caso del sector residencial los mayores consumos se registran en invierno, esto se asocia al mayor uso de sistemas de calefacción y de iluminación. Se concluye que aún no se observa en Chile el patrón que se indica en los estudios donde se muestra la tendencia al mayor consumo por sistemas de aire acondicionado, sin embargo, Chile aún no tiene los niveles de PIB de los países de los estudios; se espera que esto sumado al incremento de la temperatura conducirá a cambios en la curva de demanda, como cambios en patrones estacionales.

Con el fin de analizar los efectos del cambio climático en el SIC para el siglo XXI, es necesario estimar la demanda eléctrica. Esto presenta un gran reto, ya que las estimaciones climatológicas son más acertadas cuando el periodo de proyección es mayor, sin embargo las predicciones de demanda son mejores al corto plazo. Se definen tres escenarios de análisis: BAU, Optimista y Pesimista. Se proyecta la demanda eléctrica para el siglo XXI según escenario y se observa un aumento de consumo energético en todos los sectores, lo cual es coherente con el aumento del PIB y el crecimiento de la población. A fin de siglo se proyecta un PIB per cápita es 40.4; 37.3 y 35.2 miles de dólares para los escenarios Pesimista, BAU y Optimista, respectivamente.

La proyección del consumo energético durante el siglo XXI en Chile destaca al sector Industrias como el sector con mayor consumo energético en todos los escenarios, además se muestra que el tipo de energía que más contribuye en las matrices energéticas es la eléctrica, que tiene una alta correlación con el PIB. La siguiente forma energética de mayor penetración es el combustible de motor, debido al fuerte aumento de la demanda industrial.

En el escenario Optimista se destaca el crecimiento de las biomásas modernas y la solar térmica y una disminución de los combustibles fósiles y tradicionales. Por el contrario en el escenario Pesimista los combustibles fósiles y tradicionales crecen durante todo el siglo. En el

escenario BAU ambos energéticos presentan bajos crecimiento manteniéndose prácticamente constante a fin de siglo.

La demanda eléctrica en el sector Transporte es más alta en el escenario Optimista que considera mayor inclusión de autos eléctricos, sin embargo, el mayor consumo en el sector transporte se adjudica al escenario Pesimista, que al ser más individualista no fomenta el transporte público. Se concluye que el consumo eléctrico en el sector transporte tiene baja participación según el modelo MAED, representa en promedio un 0.8%, 1.6% y 3% para el escenario Pesimista, BAU y Optimista respectivamente.

En cuanto al consumo por aire acondicionado, se observa que el escenario Pesimista presenta los valores más altos ya que se estima un mayor incremento de temperatura. Representa un 80% más que el escenario BAU y Optimista para el sector Residencial y un 60% en el sector de servicios a fin de siglo. Luego de obtener las curvas de consumos por aire acondicionado se verifica el patrón de saturación de la curva versus el PIB per cápita pronosticado en los estudios, la saturación se produce entre 20000 USD y a 30000USD del 2000. Este patrón de saturación al alcanzar niveles de PIB elevados también se presenta en el consumo eléctrico.

Finalmente se observa que el escenario pesimista es el de mayor consumo eléctrico que a fin de siglo un 12% mayor que el escenario BAU y un 22% mayor que el escenario Optimista. Esto se debe principalmente que considera más crecimiento del PIB, equipos más ineficientes y un uso más intensivo de sistemas de climatización debido al incremento de las temperaturas. Por otro lado el escenario Optimista además de tener el menor PIB, considera las eficiencias más altas en las maquinarias. Se concluye que las medidas de eficiencia energética contribuyen en forma importante al control de demanda.

Se realizan análisis de flujos de potencia. Los resultados de los flujos de potencia no son exactos. Los ajustes para verificar el correcto funcionamiento del sistema se hacen en forma manual, se configura la posición de los tap's y se incorporan reactores y bancos de condensadores. La forma de ajustar la compensación de reactivos influye en la saturación de las líneas, y como esta forma no es la misma en los tres escenarios, resulta difícil hacer una comparación exacta. Otro factor de error es que se considera una versión reducida, de 50 barras, del SIC que pretende representar el comportamiento del sistema real. A pesar de lo anterior, los resultados muestran patrones que se repiten en los años y que permiten desarrollar conclusiones.

Se observa que la cantidad largo de líneas, parámetro que representan al extensión del sistema, es mayor en general en el escenario Optimista, ya que, se accede a puntos de generación más alejados, donde usualmente se ubican las centrales hidroeléctricas y renovables. El escenario Pesimista a comienzo de siglo tiene menores pérdidas y menos kilómetros de línea debido a que el 51% de la generación termoeléctrica se ubica en el litoral central, cerca del mayor consumo del SIC, Santiago. Sin embargo a medida que transcurre el siglo sus pérdidas van en aumento debido al mayor incremento del consumo eléctrico en este escenario.

El año 2040 se incluyen los efectos del aumento de temperaturas en los límites térmicos ya que a mediados de siglo los efectos climáticos se hacen más evidentes. Para analizar el efecto aislado de cambiar los límites térmicos se realiza primero el flujo de potencia considerando la demanda y generación estimada, y posteriormente se cambia el valor de los límites térmicos. Para analizar el efecto se usa como indicador, el porcentaje de incremento de kilómetros en las líneas, así se tiene un parámetro que permite realizar comparaciones equívocas. Si se analizara los kilómetros en las líneas probablemente se adjudicarían efectos más notorios al escenario Optimista por tener los puntos de generación más alejados de los de consumo. El efecto de disminuir el límite de las líneas produce que se necesiten más conductores en el escenario Pesimista, que es el escenario en el cual se disminuye más los límites térmicos. La capacidad de las líneas se debe incrementar un 3.7% al año 2040, luego el incremento es de 2% para el 2070 y un 3% para el 2100, tan solo por el efecto de reducir su capacidad.

En los otros dos escenarios se considera los mismos límites de capacidad de las líneas. Las diferencias entre los porcentajes de incremento las líneas es baja y se deben principalmente a que el escenario BAU considera mayor demanda que el Optimista.

En general en el escenario pesimista las líneas más cargadas son las que llegaban a Santiago desde las centrales termoeléctricas de la zona Centro-Norte. Para el caso BAU las líneas saturadas se encontraban distribuidas por todo el SIC ya que la matriz eléctrica es más diversa y en el caso Optimista las líneas más cargadas son las que provienen de la generación hidroeléctrica y de centrales renovables.

Finalmente se concluye que el cambio climático sí muestra efectos en el SIC. La reducción de generación hidroeléctrica por disminución de los caudales; la baja de generación termoeléctrica y el aumento de generación por fuentes renovables como medidas de mitigación de GEI, significara que la configuración de la matriz eléctrica sea considerablemente distinta a la actual.

El aumento de temperaturas producirá disminución de los límites térmicos de los conductores, una baja en la vida media de los equipos y mayores exigencias de capacidad de estos. Además se prevé un aumento del consumo eléctrico por el crecimiento del PIB y por los nuevos consumos proyectados, como son: el auto eléctrico y la demanda por sistemas de aire acondicionado. Estos cambios en la demanda producirán un cambio en las curvas de carga, lo que implica nuevos patrones en los *peak* de demanda.

Adaptarse al cambio climático significará realizar esfuerzos para incrementar la capacidad en los sistemas de transmisión y distribución. Estos sistemas deberán ser renovados y ampliados para aumentar la confiabilidad, evitar la congestión y acceder a puntos de generación remotos comúnmente asociados a fuentes de energía renovables. Si las infraestructuras de transmisión son insuficientes, existe una clara amenaza a la integridad del sistema

La presente memoria es un análisis general de los efectos del cambio climático en el SIC, no fue posible hacer un análisis más detallado ya que este es un de los primeros trabajos en esta línea de investigación en Chile, por lo que, fue necesario contextualizar la situación. Ahora que el primer análisis está hecho se puede hacer varias investigaciones que mejoren y/o complementen el análisis. Se podrían desarrollar temas asociados a la mitigación de GEI en el sector eléctrico o a medidas de adaptación de la industria eléctrica a los potenciales cambios. También se podría analizar una evaluación económica y estudiar los posibles efectos del cambio climático en la tarificación eléctrica.

Para la estimación de demanda se usaron muchos supuestos considerados por PROGEA. Sería de gran utilidad al análisis realizar nuevas estimaciones para los parámetros más importantes, por ejemplo, se propone estimar el uso del vehículo eléctrico mediante modelos de difusión BASS y estudiar la evolución de consumo por aire acondicionado en el país.

Se podrían determinar los patrones locales de dependencia de demanda eléctrica con temperatura; generar un método que separe la demanda eléctrica dependiendo de la causa, por ejemplo, definir qué porcentaje de demanda se debe a un aumento del PIB, de las temperaturas y de otros factores.

Finalmente sería útil que en trabajos futuros se haga un análisis más acabado de efectos climáticos en los elementos del sistema eléctrico. Al estudiar los efectos en el sector de transmisión sólo se analizó el efecto de la disminución de los límites térmicos, no se incluyó efecto en los transformadores u otros equipos.

Capítulo 8

Referencias

- [1] CONAMA, Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile , "Estudio de Variabilidad Climática en Chile para el Siglo XXI", Santiago, 2006.
- [2] Centre for European Policy Studies, *The Future of European Electricity Choices Before 2020.*, Policy CPS Brief N° 164, 2008. (<http://www.ceps.eu>).
- [3] Mark Falvey and René D. Garreaud, "Regional cooling in a warming world: Recent temperature trends in the southeast pacific and along the west coast of subtropical SouthAmerica (1979-2006)", JOURNAL OF GEOPHYSICAL RESEARCH, VOL. 114, D04102, 2009.
- [4] Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, "Informe de desarrollo humano 2007-2008: La lucha contra el cambio climático", 2007. http://hdr.undp.org/en/media/HDR_20072008_Summary_Spanish.pdf.
- [5] "Artículo 180 Bis de la ley 20257", abril 2008. <http://www.bcn.cl/histley/lfs/hdl-20257/HL20257.pdf>.
- [6] PROCHILE.
http://www.prochile.cl/servicios/medioambiente/bonos_de_carbono.php.
- [7] Universidad de Chile. http://www.uchile.cl/?_nfpb=true&_pageLabel=not&url=63299.
- [8] U.S. Climate Change Science Program, *Effects of Climate Change on Energy Production and Use in the United States.*, 2008. <http://www.sc.doe.gov/ober/sap4-5-final-all.pdf>.
- [9] http://www.teamnitro.cl/?page_id=1339.
- [10] "Durmayaz, A.,OguzSalim,S.,2006.Influence of cooling water temperature on the efficiency of apressurized-water reactor nuclear-powerplant. International Journal of

Energy Research 30,799–810.",.

- [11] "Linnerud, Kristin, Gunnar Eskeland, and Torben Mideksa, 2009. The impact of climate change on thermal power supply. CICERO mimeo.",.
- [12] Steffen Kallbekken Torben K. Mideksa, "The impact of climate change on the electricity market: A review", Center for International Climate and Environmental, Oslo 2010. journal homepage: www.elsevier.com/locate/enpol.
- [13] "Davcock, C., R. DesJardins, and S. Fennell, 2004: Generation Cost Forecasting Using On-Line Thermodynamic Models. Proceedings of Electric Power, March 30-April 1, 2004, Baltimore, MD.",.
- [14] Dirk Rübhelke and Stefan Vögle, "Impacts of Climate Change on European Critical Infrastructures: The Case of the Power Sector ", Basque Centre for Climate Change , julio 2010.
- [15] California Natural Resources Agency, "California Climate Adaptation Strategy", California, 2009.
- [16] R. and de Cuba, K. Contreras-Lisperguer, *The Potential Impact of Climate Change on the Energy Sector in the Caribbean Region.*, Sustainable Energy and Climate Change Division Department of Sustainable Development Organization of American States, 2008. http://www.oas.org/dsd/Documents/Effects_of_Climate_on_Energy_DSD_Energy_Division.pdf.
- [17] Niels-Erik, Per Lundsager, Rebecca Barthelmie, Hannele Holttinen, Timo Laakso and Sara C. Pryor. Clausen, "Windpower. In: Jes, F. (Ed.), Impacts of Climate Change on Renewable Energy Sources, their Role in the Nordic Energy System.", 2007.
- [18] Fidje A. and T. Martinsen, "Effects of Climate Change on the Utilization of Solar Cells in the Nordic Region. Extended abstract for European Conference on Impacts of Climate Change on Renewable Energy Sources. Reykjavik, Iceland, June 5-9, 2006. ", 2006.

- [19] http://www.solartronic.com/Ayuda/Preguntas_Frecuentes/#Preg1.
- [20] Toby Price. (2009) Dry cooling: Slaking the thirst of concentrated solar power. <http://social.csptoday.com/industry-insight/dry-cooling-slaking-thirst-concentrated-solar-power>.
- [21] International Energy Agency (IEA), "Technology Roadmap: Concentrating Solar Power", 2010.
- [22] Juan Pablo Romero Herrera, "Guía Práctica para el Diseño y Proyecto de Líneas de Transmisión de Alta Tensión en Chile", Universidad de Chile, 2010.
- [23] IEEE Power Engineering Society, "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors", IEEE, New York, USA, 2007.
- [24] Nelson Morales, "Fenómeno Corona en Líneas Aéreas", Apuntes EL6010-1 semestre otoño 2010.
- [25] R.M.J Benders, H.C. Moll, A.J.M Schoot Uiterkamp M. Hekkenberg, "Implications for changing electricity demand pattern: The temperature dependence of electricity demand in the Netherlands", febrero 2009. journal homepage: www.elsevier.com/locate/enpol.
- [26] Anin Aroonruengsawat, Maximilian Auffhammer California Climate Change Center, "Impacts of Climate Change on Residential Electricity Consumption: Evidence From Billing Data", Paper from California Climate Change Center, Marzo 2009. <http://www.energy.ca.gov/2009publications/CEC-500-2009-018/CEC-500-2009-018-D.PDF>.
- [27] Raúl O'Ryan, "Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo", Comisión Nacional de Energía- PROGEA, Departamento Ingeniería Industrial Universidad de Chile, 2008.
- [28] CNE, "Política Energética CNE 2008", 2008.

- [29] G.P. Harrison and J. W. Bialek S. Parkpoom, "Climate Change Impacts on Electricity Demand", Institute for Energy Systems School of Engineering and Electronics University of Edinburgh, 2003.
- [30] Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, "Cambio climático 2007 Informe de Síntesis", ISBN 92-9169-322-7 Suecia, 2008. http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_sp.pdf.
- [31] Detlef van Vuuren Morna Isaac, "Modeling global residential sector energy demand for heating and air conditioning in the context of climate change", Netherlands Environmental Assessment Agency, PO Box 303, 3720 AH Bilthoven, 2009.
- [32] A.A. Pavlova D.J. Sailor *, "Air conditioning market saturation and long-term response of residential cooling energy demand to climate change", elsevier, 5 junio 2001.
- [33] H.C. Moll, A.J.M. Schoot Uiterkamp M. Hekkenberg*, "Dynamic temperature dependence patterns in future energy demand models in the context of climate change", Elsevier, Netherlands, july 2009.
- [34] Centro de Energía FCFM, Universidad de Chile, "Diagnóstico de necesidades de infraestructura energética de la Ciudad de Santiago (y Chile) para soportar/integrar vehículos eléctricos en escala comercial", Santiago, 2010.
- [35] P. Mohseni and R.G. Stieve, "Electric Vehicles: Holy Grail or Fool's Gold", IEEE, 2010. http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=5588159.
- [36] INE, "Parque Vehículos en Circulación 2009", 2009.
- [37] Viviana Weissmann, "Difusión de nuevas tecnologías y estimación de la demanda de nuevos productos: Análisis comparativo entre Argentina y EE.UU", Palermo Bussines Review N°1, 2008.
- [38] INE, "Chile: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País1950-2050", Serie de la Publicación (CEPAL): OI No 208.

http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/demografia_y_vitales/proyecciones/Informes/Microsoft%20Word%20-%20InforP_T.pdf.

- [39] CEPAL-Naciones Unidas, "Economía del Cambio Climático en Chile", 2009.
- [40] CDEC, "Anuario CDEC-SIC 2009", 2009.
- [41] CDEC-SIC. [En línea]. http://www.cdec-sic.cl/datos/imagenes_demanda/dda3.gif
- [42] CDEC-SIC. [En línea]. http://www.cdec-sic.cl/datos/imagenes_demanda/dda1.gif
- [43] CNE, "Fijación De Precios de Nudo Abril de 2010 Sistema Interconectado Central (Sic) Informe Técnico Definitivo", 2010.
- [44] CDEC, "Informe Preliminar: Revisión 2010 Estudio De Transmisión Troncal Cuatrienio 2007-2010", 2010.
- [45] INE, "Distribución de energía eléctrica por tipo de cliente. 1997-2011",.
- [46] Rodrigo Palma, Juan Carlos Araneda y José Manuel Infante, "Modelo de estimación espacial del consumo eléctrico para la planificación de la expansión de sistemas de transmisión",
http://146.83.6.25/literatura/sistemas_potencia/ModeloEstimacionConsumo.pdf.
- [47] M. Cecilia Plottier, Eduardo H. Saavedra Claudio Agostini, "Demanda residencial por energía eléctrica en Chile", 15 diciembre 2009. https://editorialexpress.com/cgi-bin/conference/download.cgi?db_name=SECHI2009&paper_id=71.
- [48] OIEA, "Manual de Usuario Modelo para el Análisis de la Demanda de Energía", Organismo internacional de energía atómica, Viena, 2007.
- [49] PROGEA, Carga del Modelo de Proyeccion de Demanda Energética Global MAED, 2009.
- [50] CDEC, "Antecedentes de Ventas por empresa Concesionaria de Distribución, periodo

1997 a 2005.",.

[51] CDEC-SIC, Empresas_Transmisoras.

[52] CDEC-SIC, "Estudio de control de frecuencias y determinación de reservas", Mayo 2010.

[53] CDEC-SIC. http://www.cdec-sic.cl/imagenes/contenidos/File/Tensiones_Servicio/Tensiones_de_Servicio_Informe_2005.pdf.

[54] Comisión Nacional de la Energía, Resolución Excenta N° 13, 6 enor 2011.

[55] Nueva Minería. <http://www.nuevamineria.com/site/seminario.php>.

[56] University of Chile-CAS, Report on Work Package 1 Analysis of Historical and Future Scenario "Climate Adaptation Santiago – CAS", 2010.

[57] CDEC-SIC Dirección de Peajes, "Informe Diagnóstico Revisión Estudio Transmisión Troncal ", (2010).

[58] CNE, "Balance Nacional de Energía 2005 (BNE 2005). http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/Balances_Energ.html",.

[59] D.H., H.K. Gruenspecht, and E.Moran, 1 Rosenthal, "Effects of global warming on energy use for space heating and cooling in the United States, Energy Journal 16(2), 77-96.", 1995.

[60] Alexandre Salem Szklo, Roberto Schaeffer, Ricardo Marques Dutra André Frossard Pereira de Lucena, *The vulnerability of wind power to climate change in Brazil*, 2009.

[61] Dalberg, "Contexto y Enseñanzas Internacionales para el Diseño de la Política Energética a Largo Plazo de Chile", CNE, Santiago, 2008.

[62] CDEC-SIC, "Capacidad Instalada en Generación", 2009.

- [63] Juan D. Molina C. GSM, David Watts C., Hugh Rudnick V. Victor Martínez A. GSM, "Evaluación de Escenarios de Diversidad Energética en la Planificación de la Matriz del Sector Generación Chileno", Santiago 2009. http://www.ieee.utfsm.cl/ingelectra/docs/papers/ingelectra2009_submission_21.pdf.
- [64] G.H Huang, B. Bass, X. H. Nie, X. D. Zhang, X.S. Qin Q.G. Lin, "EMDSS: An optimization based decision support system for energy management under changing climate conditions. An application to the Toronto- Niagara Region, Canada.", An application to the Toronto- Niagara Region, Canada.", Expert Systems with Applications 37 (2010) 5040–5051, 2009.

Capítulo 9

Anexos

Anexo A

Escenarios IPCC

Los escenarios son definidos en el Special Report on Emissions Scenarios (SRES) o Reporte Especial Sobre Escenarios de Emisión, preparado por la IPCC, en el Tercer Informe de Evaluación, “*Third Assessment Report*” (TAR) in 2001.

Familias de Escenarios

Las familias de escenarios contienen escenarios individuales con temas comunes. Seis familias de escenarios están en Tercer y Cuarto Informe de Evaluación (TAR y AR4), estas son: A1FI, A1B, A1T, A2, B1, and B2.

- **A1. Escenario de Rápido Crecimiento Global.**

La familia de escenarios y línea evolutiva A1 describe un mundo futuro de crecimiento económico muy rápido; la población mundial alcanza su nivel más alto a mitad del siglo (9.000 millones de personas en el 2050) y disminuye posteriormente, produciéndose una rápida introducción de nuevas tecnologías más eficaces. Las cuestiones importantes subyacentes son la convergencia entre las regiones, la capacitación y mayores interacciones culturales y sociales a nivel global, con una importante reducción de las diferencias regionales en los ingresos per cápita. La familia de escenarios A1 se divide en tres grupos que describen las distintas direcciones del cambio tecnológico en el sistema energético. Los tres grupos A1 se distinguen por su énfasis tecnológico: fuentes de energía intensivas de origen fósil (A1FI), de origen no fósil (A1T) o un equilibrio entre todas las fuentes (A1B), el equilibrio se define como la no dependencia excesiva de una fuente de energía concreta, suponiendo que se apliquen ritmos similares de mejoras en todas las formas de aprovisionamiento energético y en las tecnologías de uso final.

- **A2. Escenario de Crecimiento Regional.**

La familia de escenarios y línea evolutiva A2 describe un mundo más dividido, más heterogéneo. La cuestión subyacente es la autosuficiencia y preservación de las identidades locales. Los perfiles de fertilidad en las distintas regiones tienden un continuo crecimiento, lo cual acarrea un aumento continuo constante de la población. El desarrollo económico tiene una orientación principalmente regional y el crecimiento económico per cápita y el cambio tecnológico están más fragmentados y son más lentos que en otras líneas evolutiva.

- **B1. Escenario de Crecimiento Económico Global.**

La familia de escenarios y línea evolutiva B1 describe un mundo ecológicamente más amigable y convergente, con la misma población mundial, que alcanza su nivel más alto a mediados del siglo para disminuir posteriormente, como en la línea evolutiva A1, además presenta un crecimiento económico rápido como en el escenario A1, pero con cambios rápidos hacia una economía de la información y servicios, con reducciones en el consumo de materiales e introducción de tecnologías limpias y de recursos eficaces. En esta línea evolutiva se hace hincapié en las soluciones mundiales a la sostenibilidad económica, social y ambiental, lo que comprende una mejora de la equidad, pero sin iniciativas climáticas adicionales.

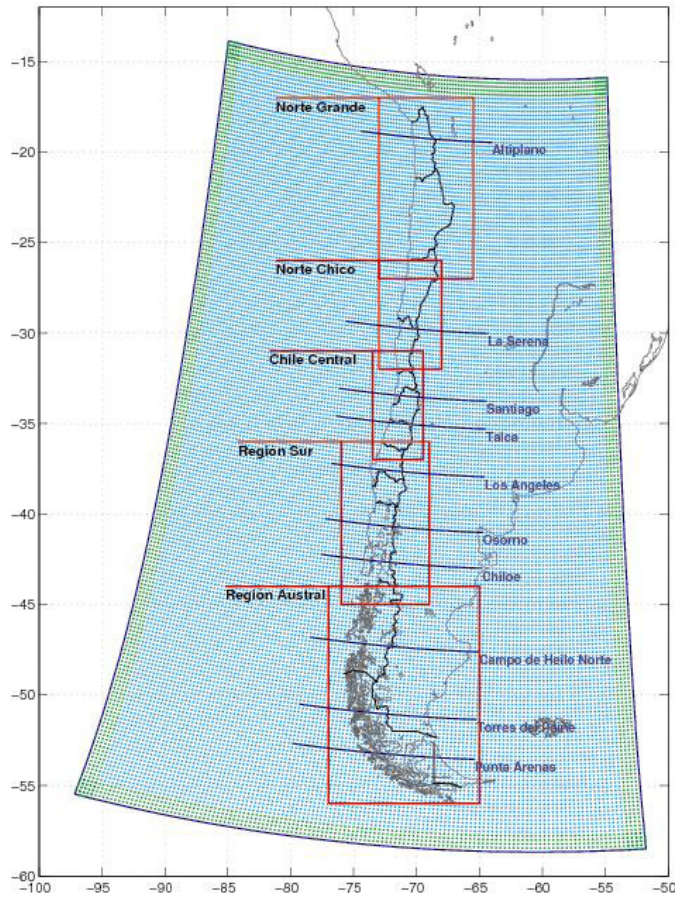
- **B2. Escenario de Crecimiento Poblacional.**

La familia de escenarios y línea evolutiva B2 describe un mundo en el que se hace hincapié en las soluciones locales con sostenibilidad económica, social y ambiental. Es un escenario globalmente más dividido, pero ecológicamente amigable. Se trata de un mundo cuya población mundial crece continuamente, a un ritmo menor al de la línea evolutiva A2, con niveles medios de desarrollo económico y cambios tecnológicos menos rápidos y más variados que en las líneas evolutivas B1 y A1. Aunque el escenario también está orientado hacia la protección ambiental y la equidad social, se centra en los niveles local y regional.

Los escenarios tipo A son más intensivos en cuanto a las emisiones de gases que los escenarios tipo B.

Los escenarios no incluyen otras iniciativas climáticas, lo cual significa que no se incluyen los escenarios que suponen explícitamente la aplicación de la Convención Marco sobre el Cambio Climático, de las Naciones Unidas, o los objetivos de emisiones del Protocolo de Kyoto.

Regiones según el modelo PRECIS



Norte Grande: 17 a 27° S

Norte Chico: de 26 a 32° S

Chile Central: de 31 a 37° S

Región Sur: de 36 a 45° S

Región Austral de 44 a 56° S

Figura 9.1: Dominio del modelo con sus puntos de grilla, las regiones usadas en los mapas y las transectas seleccionadas.

Anexo B



Figura 9.2: Mapa Sistema Interconectado Central (SIC). Fuente: CDEC-SIC.

Chile Continental se ubica en el hemisferio sur, entre 17°29'57'S y 56°32'S de Latitud Sur y se encuentra en el lado oeste del meridiano de Greenwich, alineado en torno a los 70° de Longitud Oeste.

Las coordenadas entre las cuales se encuentra el SIC

Tabla 9.1: Coordenadas del SIC

SSEE	Ubicación	Latitud	Longitud
Paposo	Taltal. Segunda Región, Región de Antofagasta	25° 0167' S	70° 4667' O
Canutillar	Puerto Montt. Decima Región de los Lagos	41° 29' S	72° 27' O

Anexo C

Tabla 9.2: Población total en Chile por sexo y años calendario estimada 1950-2050. Fuente: CHILE: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País 1950-2050 INE

Año	Población			Año	Población		
	Total	Hombres	Mujeres		Total	Hombres	Mujeres
1950	6.081.931	3.012.460	3.069.471	2000	15.397.784	7.620.300	7.777.484
1951	6.218.333	3.079.578	3.138.755	2001	15.571.679	7.706.752	7.864.927
1952	6.354.736	3.146.696	3.208.040	2002	15.745.583	7.793.208	7.952.375
1953	6.491.137	3.213.813	3.277.324	2003	15.919.479	7.879.658	8.039.821
1954	6.627.540	3.280.931	3.346.609	2004	16.093.378	7.966.110	8.127.268
1955	6.763.940	3.348.048	3.415.892	2005	16.267.278	8.052.564	8.214.714
1956	6.939.809	3.434.404	3.505.405	2006	16.432.674	8.134.314	8.298.360
1957	7.115.675	3.520.759	3.594.916	2007	16.598.074	8.216.068	8.382.006
1958	7.291.542	3.607.114	3.684.428	2008	16.763.470	8.297.819	8.465.651
1959	7.467.409	3.693.469	3.773.940	2009	16.928.873	8.379.571	8.549.302
1960	7.643.277	3.779.825	3.863.452	2010	17.094.270	8.461.322	8.632.948
1961	7.843.945	3.878.282	3.965.663	2011	17.248.450	8.536.904	8.711.546
1962	8.044.614	3.976.739	4.067.875	2012	17.402.630	8.612.483	8.790.147
1963	8.245.284	4.075.197	4.170.087	2013	17.556.815	8.688.067	8.868.748
1964	8.445.953	4.173.654	4.272.299	2014	17.711.004	8.763.652	8.947.352
1965	8.646.622	4.272.112	4.374.510	2015	17.865.185	8.839.232	9.025.953
1966	8.831.223	4.362.331	4.468.892	2016	18.001.964	8.905.405	9.096.559
1967	9.015.825	4.452.551	4.563.274	2017	18.138.749	8.971.580	9.167.169
1968	9.200.427	4.542.771	4.657.656	2018	18.275.530	9.037.752	9.237.778
1969	9.385.028	4.632.990	4.752.038	2019	18.412.316	9.103.928	9.308.388

1970	9.569.631	4.723.210	4.846.421	2020	18.549.095	9.170.100	9.378.995
1971	9.738.347	4.805.920	4.932.427	2021	18.665.029	9.225.309	9.439.720
1972	9.907.065	4.888.630	5.018.435	2022	18.780.961	9.280.517	9.500.444
1973	10.075.782	4.971.340	5.104.442	2023	18.896.893	9.335.725	9.561.168
1974	10.244.501	5.054.051	5.190.450	2024	19.012.825	9.390.933	9.621.892
1975	10.413.219	5.136.760	5.276.459	2025	19.128.758	9.446.141	9.682.617
1976	10.565.409	5.211.987	5.353.422	2026	19.220.429	9.488.592	9.731.837
1977	10.717.600	5.287.214	5.430.386	2027	19.312.102	9.531.043	9.781.059
1978	10.869.791	5.362.440	5.507.351	2028	19.403.774	9.573.494	9.830.280
1979	11.021.982	5.437.667	5.584.315	2029	19.495.446	9.615.945	9.879.501
1980	11.174.173	5.512.892	5.661.281	2030	19.587.121	9.658.397	9.928.724
1981	11.359.773	5.604.961	5.754.812	2031	19.652.544	9.687.344	9.965.200
1982	11.545.372	5.697.028	5.848.344	2032	19.717.971	9.716.293	10.001.678
1983	11.730.972	5.789.096	5.941.876	2033	19.783.397	9.745.242	10.038.155
1984	11.916.572	5.881.164	6.035.408	2034	19.848.824	9.774.191	10.074.633
1985	12.102.174	5.973.234	6.128.940	2035	19.914.249	9.803.138	10.111.111
1986	12.317.494	6.080.927	6.236.567	2036	19.953.465	9.819.216	10.134.249
1987	12.532.815	6.188.622	6.344.193	2037	19.992.680	9.835.292	10.157.388
1988	12.748.135	6.296.316	6.451.819	2038	20.031.894	9.851.368	10.180.526
1989	12.963.457	6.404.011	6.559.446	2039	20.071.109	9.867.444	10.203.665
1990	13.178.782	6.511.708	6.667.074	2040	20.110.322	9.883.518	10.226.804
1991	13.422.010	6.633.582	6.788.428	2041	20.127.269	9.889.141	10.238.128
1992	13.665.241	6.755.455	6.909.786	2042	20.144.214	9.894.761	10.249.453
1993	13.908.473	6.877.330	7.031.143	2043	20.161.160	9.900.382	10.260.778
1994	14.151.708	6.999.206	7.152.502	2044	20.178.105	9.906.003	10.272.102
1995	14.394.940	7.121.081	7.273.859	2045	20.195.050	9.911.623	10.283.427
1996	14.595.504	7.220.924	7.374.580	2046	20.196.996	9.910.271	10.286.725
1997	14.796.076	7.320.768	7.475.308	2047	20.198.941	9.908.918	10.290.023
1998	14.996.647	7.420.612	7.576.035	2048	20.200.885	9.907.565	10.293.320
1999	15.197.213	7.520.454	7.676.759	2049	20.202.831	9.906.213	10.296.618
2000	15.397.784	7.620.300	7.777.484	2050	20.204.779	9.904.861	10.299.918

Anexo D

Tabla 9.3: Condiciones estándar para calcular la temperatura en el conductor.

Temperature T_{film}	Dynamic discosity μ_f	Air density ρ_f (kg/m^3)				Thermal conductivity of air k_f
		0 m	1000 m	2000 m	4000 m	
$^{\circ}\text{C}$	(Pa·s)					W/(m· $^{\circ}\text{C}$)
0	0.0000172	1.293	1.147	1.014	0.785	0.0242
5	0.0000174	1.270	1.126	0.995	0.771	0.0246
10	0.0000176	1.247	1.106	0.978	0.757	0.0250
15	0.0000179	1.226	1.087	0.961	0.744	0.0254
20	0.0000181	1.205	1.068	0.944	0.731	0.0257
25	0.0000184	1.184	1.051	0.928	0.719	0.0261
30	0.0000186	1.165	1.033	0.913	0.707	0.0265
35	0.0000188	1.146	1.016	0.898	0.696	0.0269
40	0.0000191	1.127	1.000	0.884	0.685	0.0272
45	0.0000193	1.110	0.984	0.870	0.674	0.0276
50	0.0000195	1.093	0.969	0.856	0.663	0.0280
55	0.0000198	1.076	0.954	0.843	0.653	0.0283
60	0.0000200	1.060	0.940	0.831	0.643	0.0287
65	0.0000202	1.044	0.926	0.818	0.634	0.0291
70	0.0000204	1.029	0.912	0.806	0.625	0.0295
75	0.0000207	1.014	0.899	0.795	0.616	0.0298
80	0.0000209	1.000	0.887	0.783	0.607	0.0302
85	0.0000211	0.986	0.874	0.773	0.598	0.0306
90	0.0000213	0.972	0.862	0.762	0.590	0.0309
95	0.0000215	0.959	0.850	0.752	0.582	0.0313
100	0.0000217	0.946	0.839	0.741	0.574	0.0317

Anexo E

Propuestas de Desarrollo y Expansión

Tabla 9.4: Programa de obras del SIC (Construcción). [43]

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Generación	Potencia MW
Mes	Año		
Abril	2010	Central Hidroeléctrica Licán	17
Abril	2010	Central Hidroeléctrica La Higuera	153
Abril	2010	Cementos Bio Bio	13.6
Abril	2010	Masisa	11.1
Abril	2010	Guayacan	12
Mayo	2010	Turbina Diesel Campanario 04 CA	42
Mayo	2010	Central Diesel EMELDA	72
Mayo	2010	Nueva capacidad Planta cogeneradora Arauco	16.6
Mayo	2010	Central Hidroeléctrica San Clemente	5.4
Mayo	2010	Coliques	20
Mayo	2010	Río Trueno	5.8
Mayo	2010	Vallenar	7.2
Junio	2010	Central Termoeléctrica Punta Colorada 01 Fuel	16.3
Julio	2010	Central Hidroeléctrica Confluencia	159
Septiembre	2010	Mariposas	6
Enero	2011	Central Diesel Calle-Calle	20
Enero	2011	Turbina Diesel Campanario IV CC	60
Febrero	2011	Central Eólica Punta Colorada	20
Junio	2011	Central Carbón Bocamina 02	342
Agosto	2011	Central Carbón Santa María	343
Septiembre	2011	Biomasa Lautaro	20
Octubre	2011	Chacayes	106
Abril	2012	Central Hidroeléctrica Laja I	36.8
Julio	2012	Central Carbón Campiche(*)	242
Diciembre	2012	Central Hidroeléctrica San Pedro	144
Marzo	2013	Angostura	316
Fecha de entrada		Obras de Transmisión en Construcción (**)	Potencia MVA
Mes	Año		
Abril	2010	Nuevo Tramo de Línea El Rodeo Chena 1 x 220 kV	260
Julio	2010	Línea A. Jahuel - Chena 2x220 kV: segundo circuito	260
Agosto	2010	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV	2x1500
Octubre	2010	Cambio de conductor línea A. Jahuel - Chena 220 kV (Circuito 1)	400
Febrero	2011	Subestación Polpaico: Instalación segundo autotransformador 500/220 kV	750
Abril	2011	Cambio de conductor línea A. Jahuel - Chena 220 kV (Circuito 2)	400
Octubre	2011	Tramo de línea Chena - Cerro Navia 2x220 kV: cambio de conductor	2x400
Enero	2012	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: seccionamiento	
Enero	2012	Línea de entrada a A. Jahuel 2x500 kV	2x1800
Abril	2012	Subestación Cerro Navia: Instalación equipos de control de flujos	2x350
Febrero	2013	Línea Tinguiririca-Punta de Cortés 154 kV: Cambio de Conductor	2x198
Julio	2013	Línea Ancoa - A. Jahuel 2x500 kV: primer circuito	1400

(*) En consideración del retraso en el proceso de construcción de la Central Campiche, se ha considerado que ésta comienza su operación en Julio de 2012.

(**) Incluye también las obras de transmisión troncal cuya construcción ha sido adjudicada.

Tabla 9.5: Plan de obras recomendadas. [43]

Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Generación	Potencia
Mes	Año		MW
Julio	2011	Eólica IV Región 01	50
Julio	2011	Eólica IV Región 02	50
Julio	2011	Eólica Concepción 01	50
Julio	2011	Hidroeléctrica III Región 01	4.3
Octubre	2011	Hidroeléctrica X Región 02	9.4
Octubre	2011	Hidroeléctrica X Región 01	15
Noviembre	2011	Hidroeléctrica VI Región 01	30.9
Diciembre	2011	Eólica IV Región 03	50
Diciembre	2011	Central Des.For. VIII Región 01	9
Diciembre	2011	Central Des.For. VIII Región 02	8
Diciembre	2011	Hidroeléctrica VI Región 02	29.6
Diciembre	2011	Central Des.For. VII Región 01	15
Diciembre	2011	Central Des.For. VII Región 02	10
Diciembre	2011	Eólica Concepción 02	50
Abril	2012	Rucatayo	60
Abril	2013	Eólica IV Región 04	50
Septiembre	2013	Hidroeléctrica VII Región 03	30
Enero	2014	Ciclo Combinado GNL Tal Tal	360
Marzo	2014	Hidroeléctrica VIII Región 03	20
Julio	2014	Eólica IV Región 05	50
Julio	2014	Hidroeléctrica VII Región 04	20
Septiembre	2014	Eólica Concepción 03	50
Diciembre	2014	Hidroeléctrica VIII Región 01	136
Abril	2015	Hidroeléctrica VIII Región 04	20
Abril	2016	Eólica Concepción 04	50
Agosto	2016	Módulo Hidroeléctrico 05	360
Octubre	2016	Geotermica Calabozo 01	40
Octubre	2016	Geotermica Chillan 01	25
Abril	2017	Eólica IV Región 06	50
Julio	2017	Módulo Hidroeléctrico 03	460
Octubre	2017	Geotermica Calabozo 02	40
Octubre	2017	Geotermica Chillan 02	25
Octubre	2017	Eólica IV Región 07	50
Mayo	2018	Módulo Hidroeléctrico 02	500
Julio	2018	Geotermica Calabozo 03	40
Julio	2018	Geotermica Chillan 03	25
Septiembre	2018	Eólica Concepción 05	50
Abril	2019	Hidroeléctrica VII Región 05	20
Octubre	2019	Geotermica Calabozo 04	40
Octubre	2019	Geotermica Chillan 04	25
Noviembre	2019	Módulo Hidroeléctrico 01	660
Octubre	2020	Módulo Hidroeléctrico 04	770
Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Transmisión	Potencia
Mes	Año		MVA
Abril	2013	Subestación Charrúa: Instalación tercer autotransformador 500/220 kV	750
Septiembre	2014	Línea Diego de Almagro - Cardones 2x220 kV	220
Septiembre	2014	Línea Cardones - Maitencillo 2x220 kV	400
Septiembre	2014	Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x220 kV	460
Septiembre	2014	Línea Pan de Azúcar - Los Vilos 2x220 kV	440
Septiembre	2014	Línea Los Vilos - Noquales 2x220 kV	440
Septiembre	2014	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa1	
Septiembre	2014	Línea Lo Aguirre - Cerro Navía 2x220 kV: Aumento de Capacidad	1800
Agosto	2014	Transformación 154 - 220 kV Sistema Alto Jahuel - Itahue	
Febrero	2015	Línea Charrúa - Ancoa 2x500 kV: primer circuito	1300
Enero	2016	Línea Ancoa - Itahue 1x220 kV	400
Enero	2016	Ampliación Puerto Montt-Barro Blanco-Valdívia-Cautín-Temuco 220 kV	330
Abril	2016	Refuerzo sistema Alto Jahuel - Itahue 220 kV	500
Abril	2016	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa2	

Anexo F

Tabla 9.6. Proyecciones de variación del potencial hidroeléctrico del SIC

	Aconcagua	Maipo	Cachapoal	Biobio	Maule	Laja	Otras Sur	Total Sistema
Periodo referencia	1996-2008	1996-2008	1996-2008	2004-2008	1976-2008	1973-2000	1996-2008	-
Energía Anual Referencia	756	1.584	1.555	4.798	7.282	4.508	455	20.938
Escenario A2								
	Aconcagua	Maipo	Cachapoal	Biobio	Maule	Laja	Otras Sur	Total
2011-2040	711	1.572	1.429	4.238	7.045	4.214	438	19.647
2041-2070	598	1.458	1.216	4.017	6.820	3.856	441	18.406
2071-2099	602	1.448	1.194	3.217	6.480	3.741	429	17.110
Variaciones porcentuales								
2011-2040	6%	1%	8%	12%	3%	7%	4%	6%
2041-2070	21%	8%	22%	16%	6%	14%	3%	12%
2071-2099	20%	9%	23%	33%	11%	17%	6%	18%
Escenario B2								
	Aconcagua	Maipo	Cachapoal	Biobio	Maule	Laja	Otras Sur	Total
2011-2040	667	1.529	1.528	4.346	7.054	4.309	440	19.873
2041-2070	631	1.457	1.304	4.081	6.841	3.994	439	18.748
2071-2099	683	1.448	1.410	3.629	6.719	3.975	428	18.293
Variaciones porcentuales								
2011-2040	12%	3%	2%	9%	3%	4%	3%	5%
2041-2070	16%	8%	16%	15%	6%	11%	3%	10%
2071-2099	10%	9%	9%	24%	8%	12%	6%	13%

Anexo G

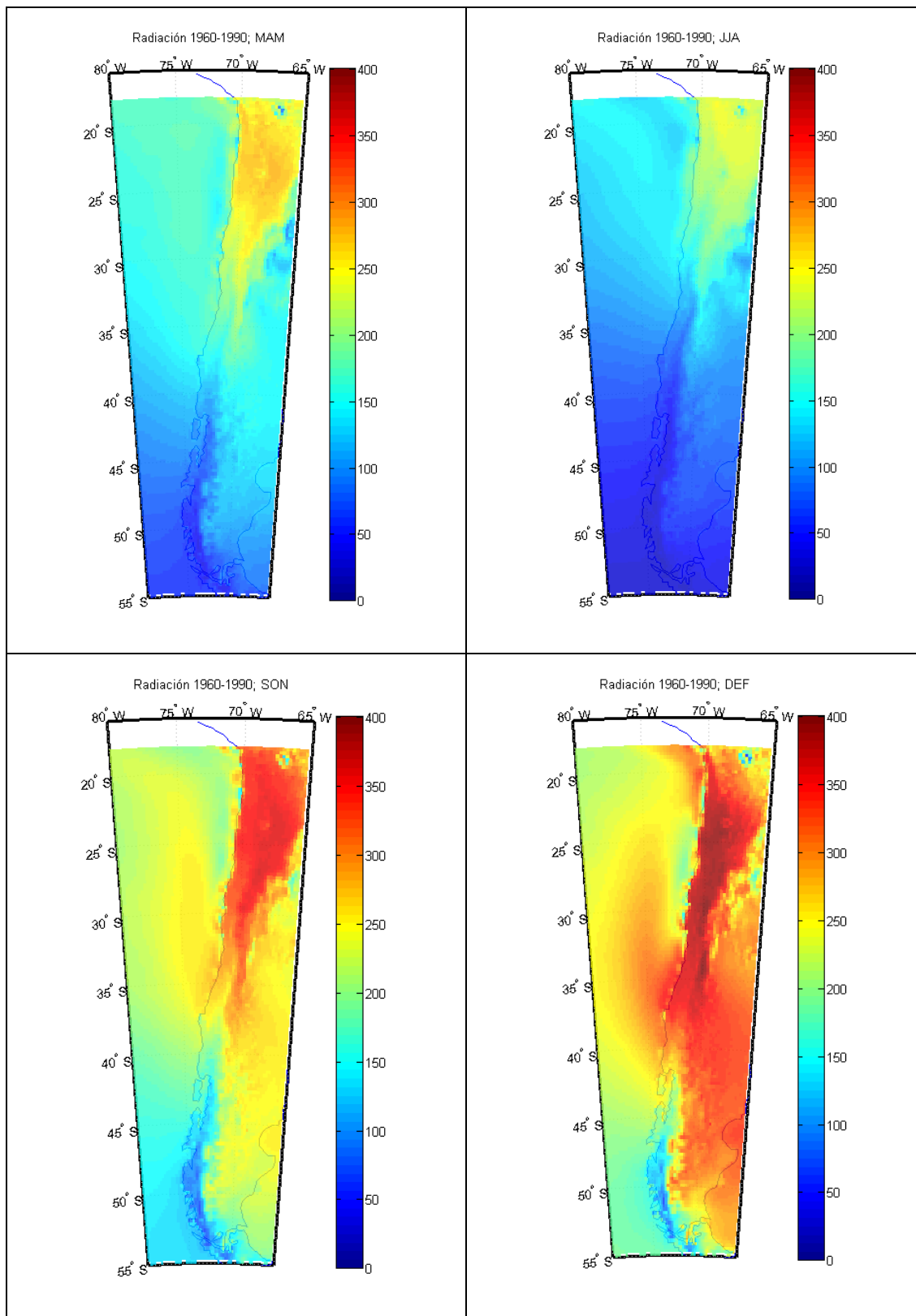


Figura 9.3: Mapas de radiación periodo 1960-1990 (W/m²)

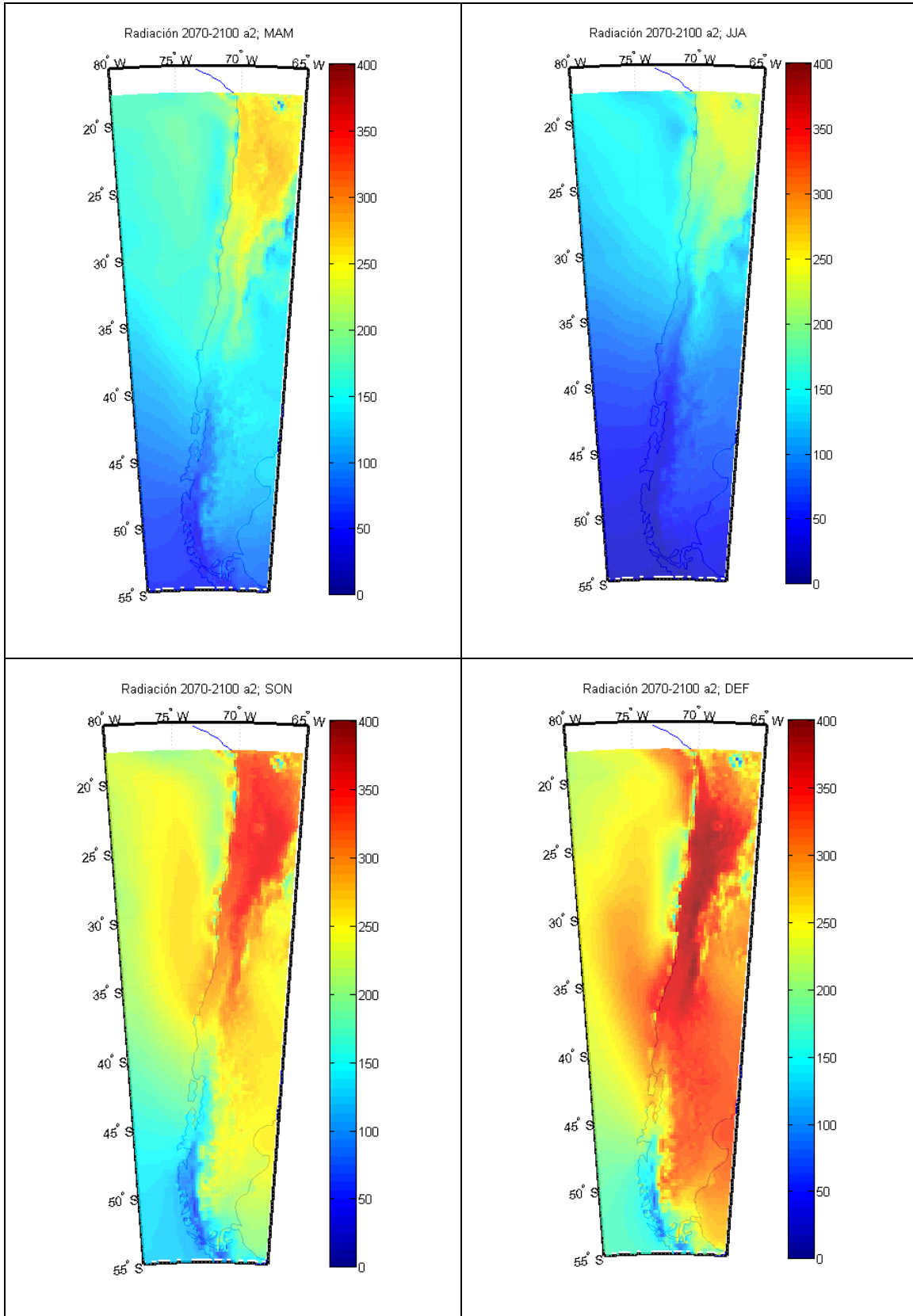


Figura 9.4: Mapas de radiación periodo 2070-2100 (W/m^2)

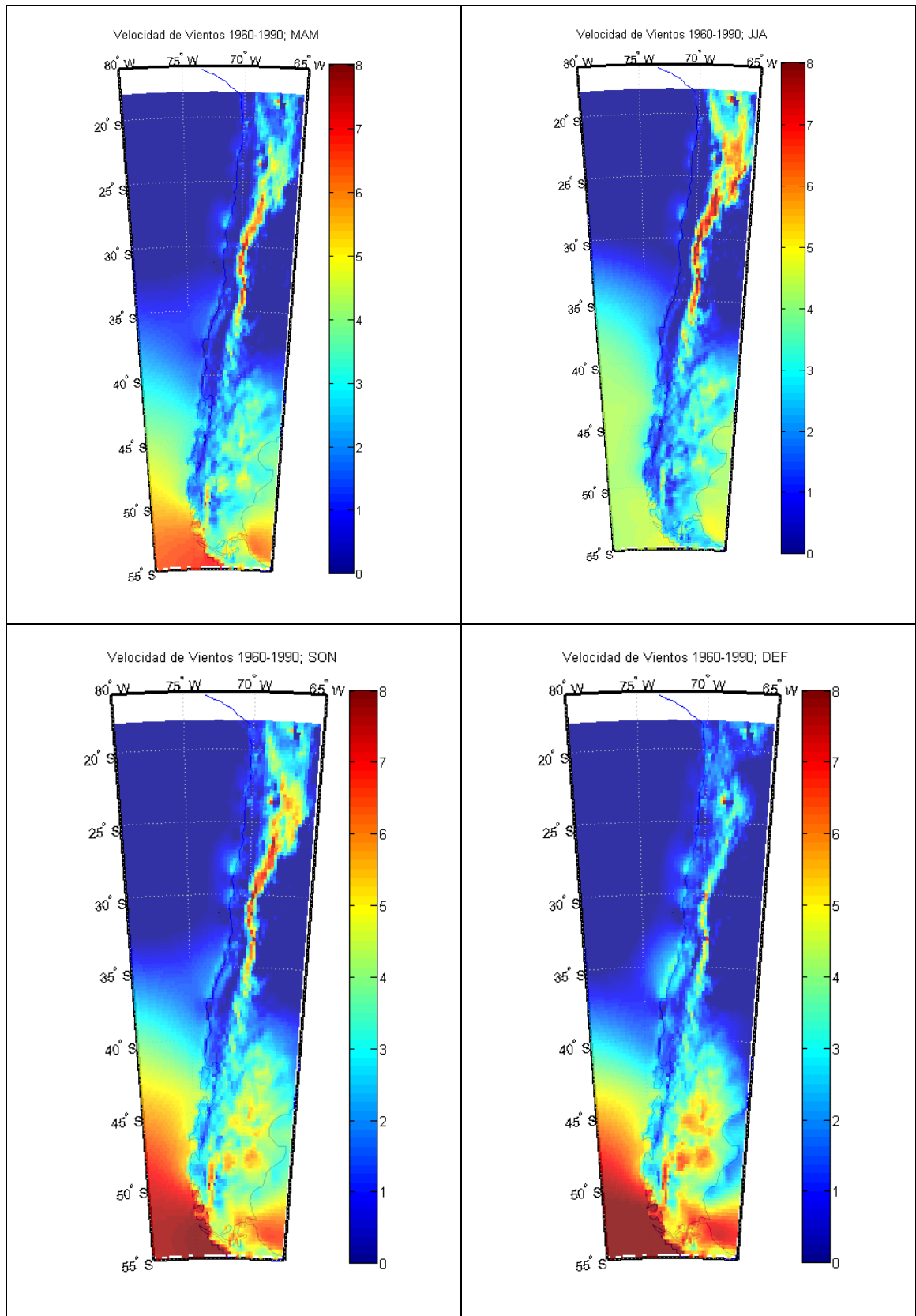


Figura 9.5: Vientos zonales (O-E) 1960-1990 (m/s).

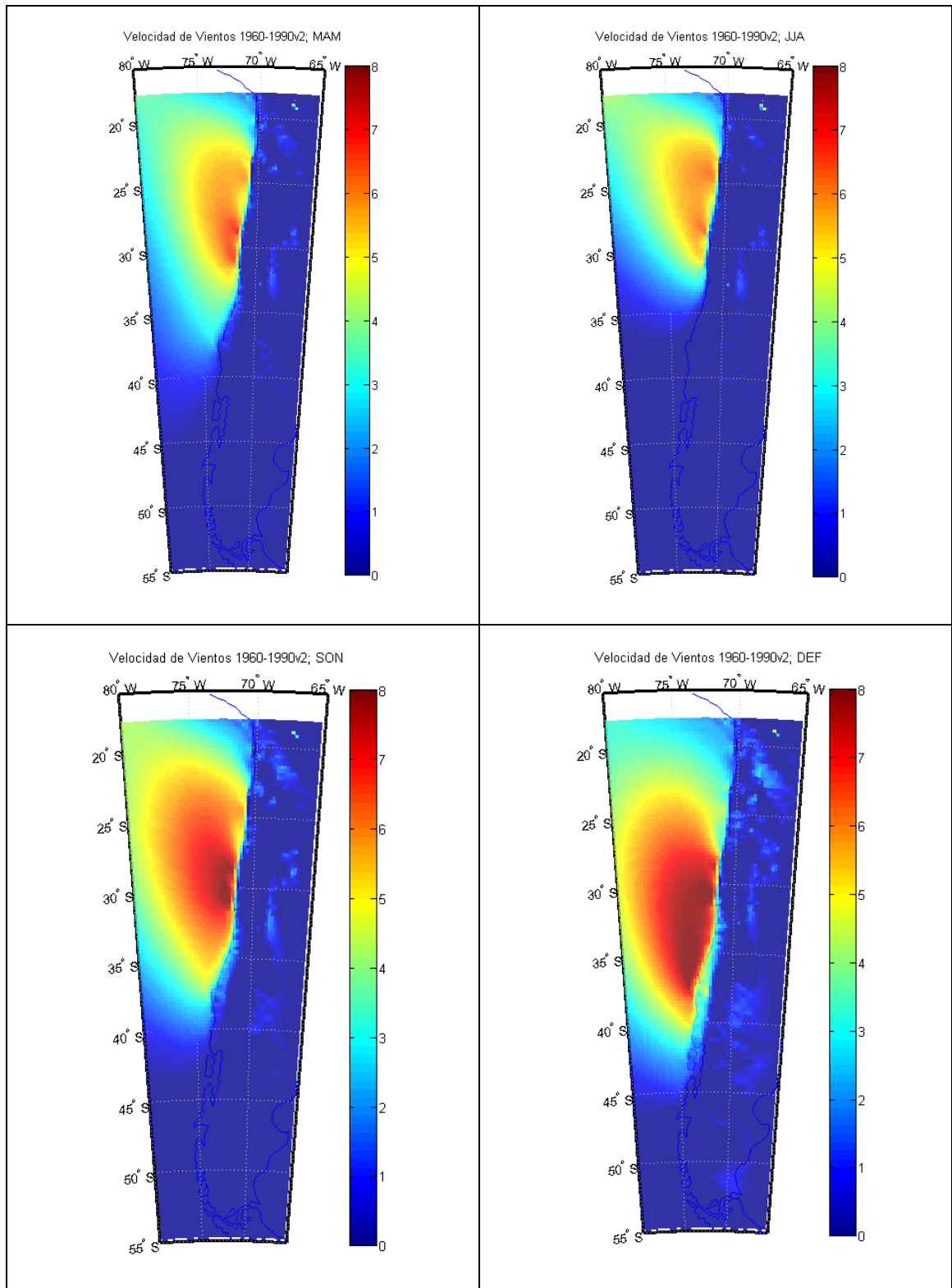


Figura 9.6: Vientos meridionales (S-N) 1960-1990 (m/s)

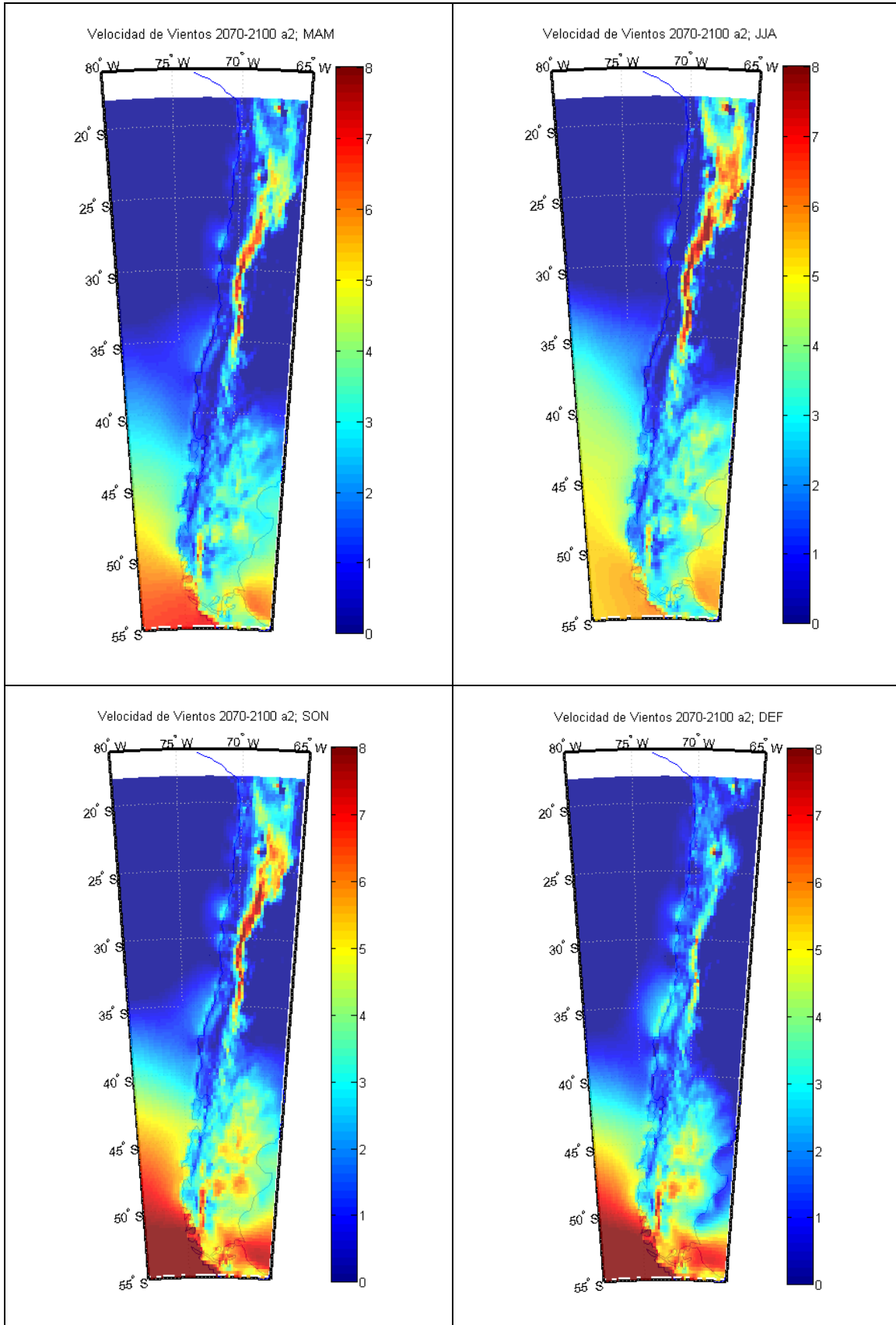


Figura 9.7: Vientos zonales (O-E) 2070-2100 (m/s)

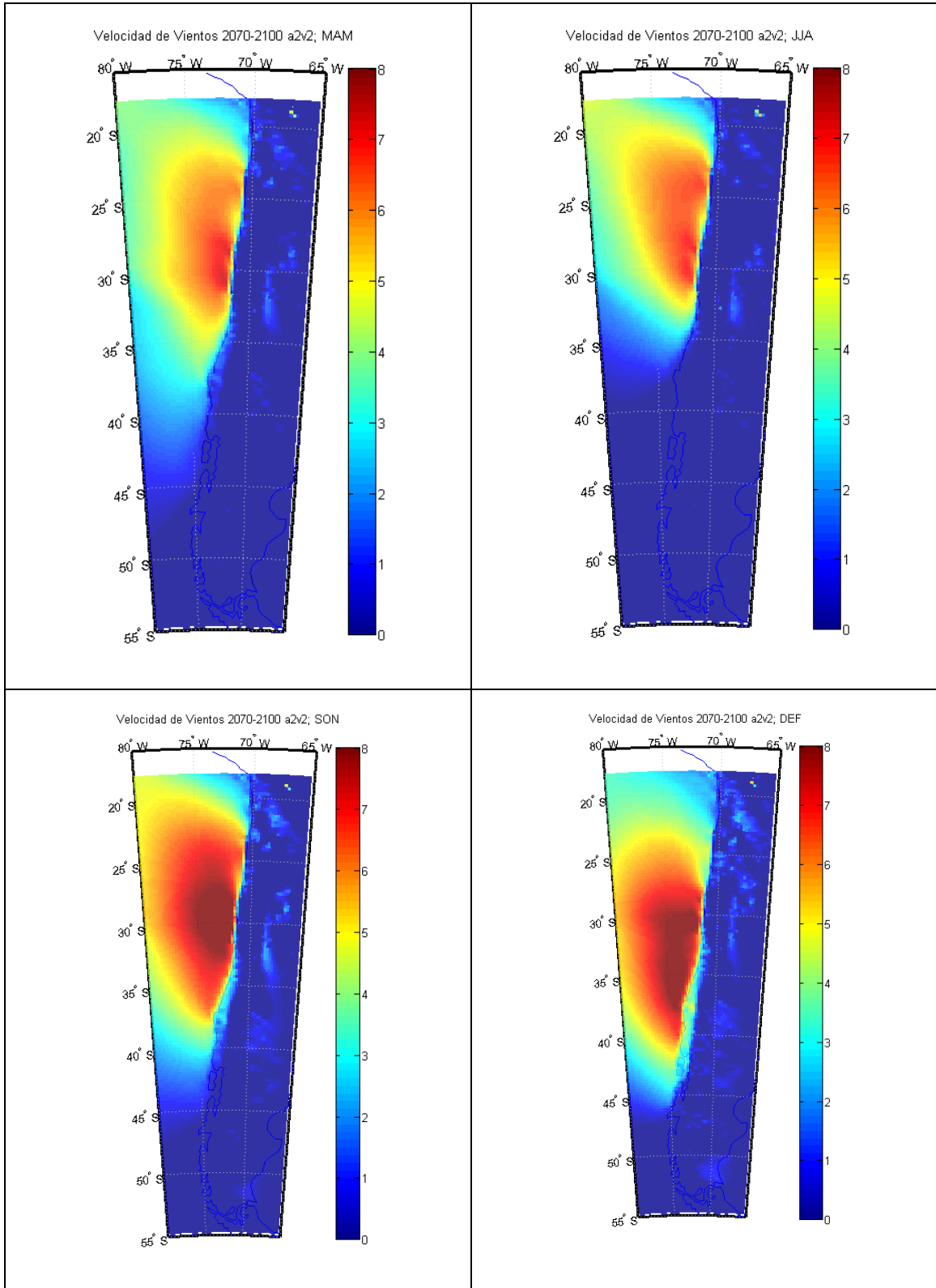


Figura 9.8: Vientos meridionales (S-N) 2070-2100 (m/s)

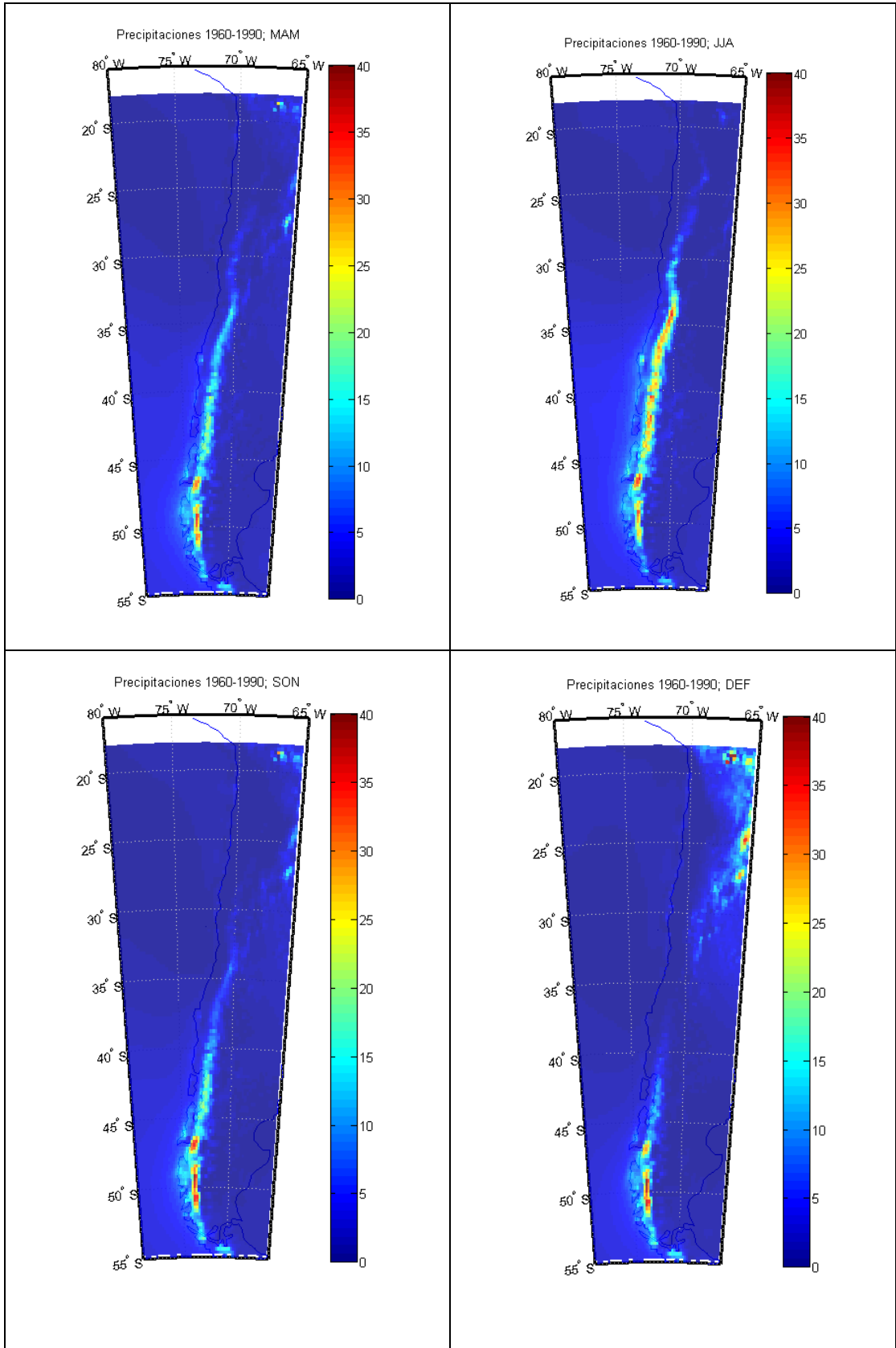


Figura 9.9: Precipitaciones 1960-1990 (mm/día)

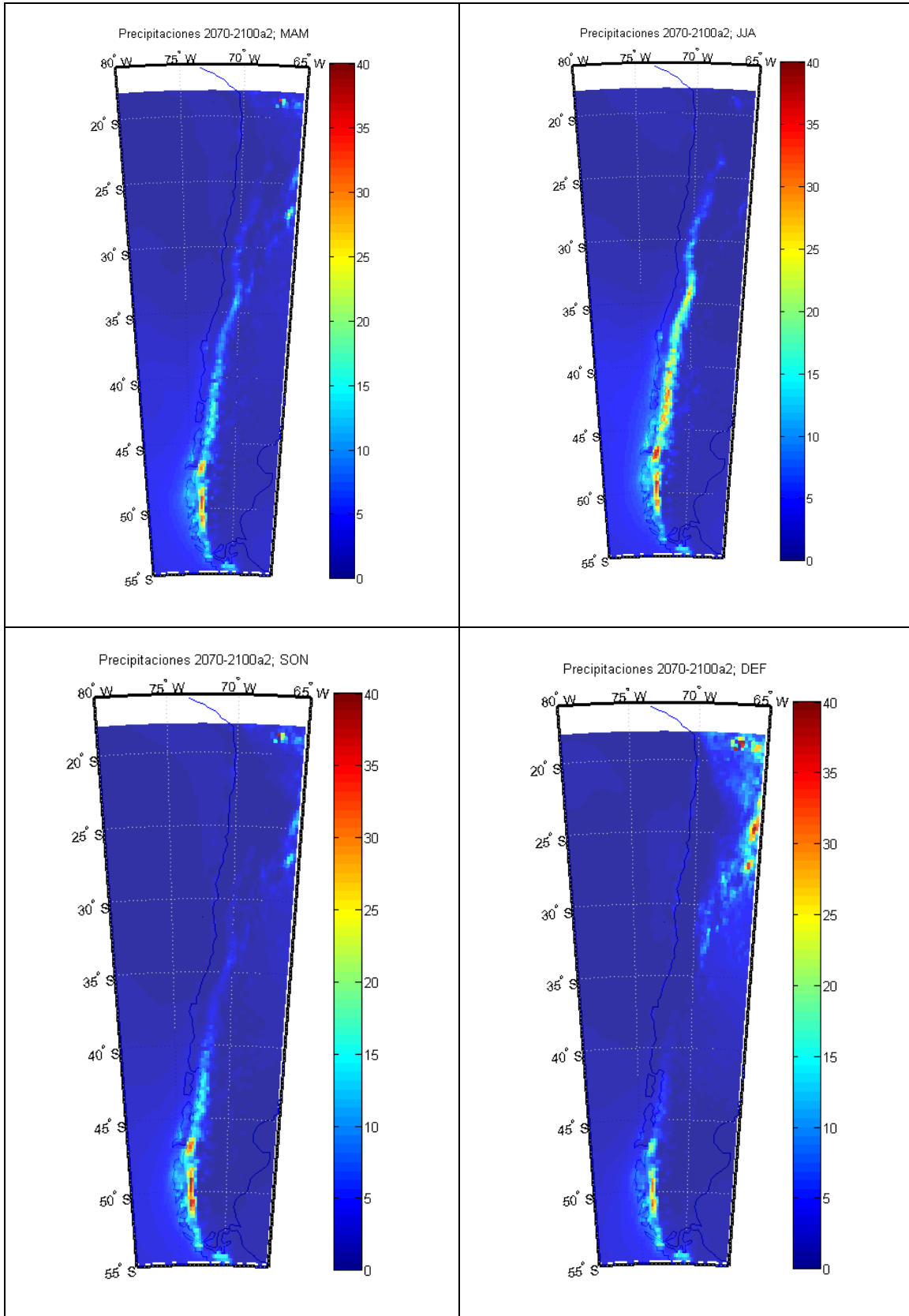


Figura 9.10: Precipitaciones 2070-2100 A2 (mm/día)

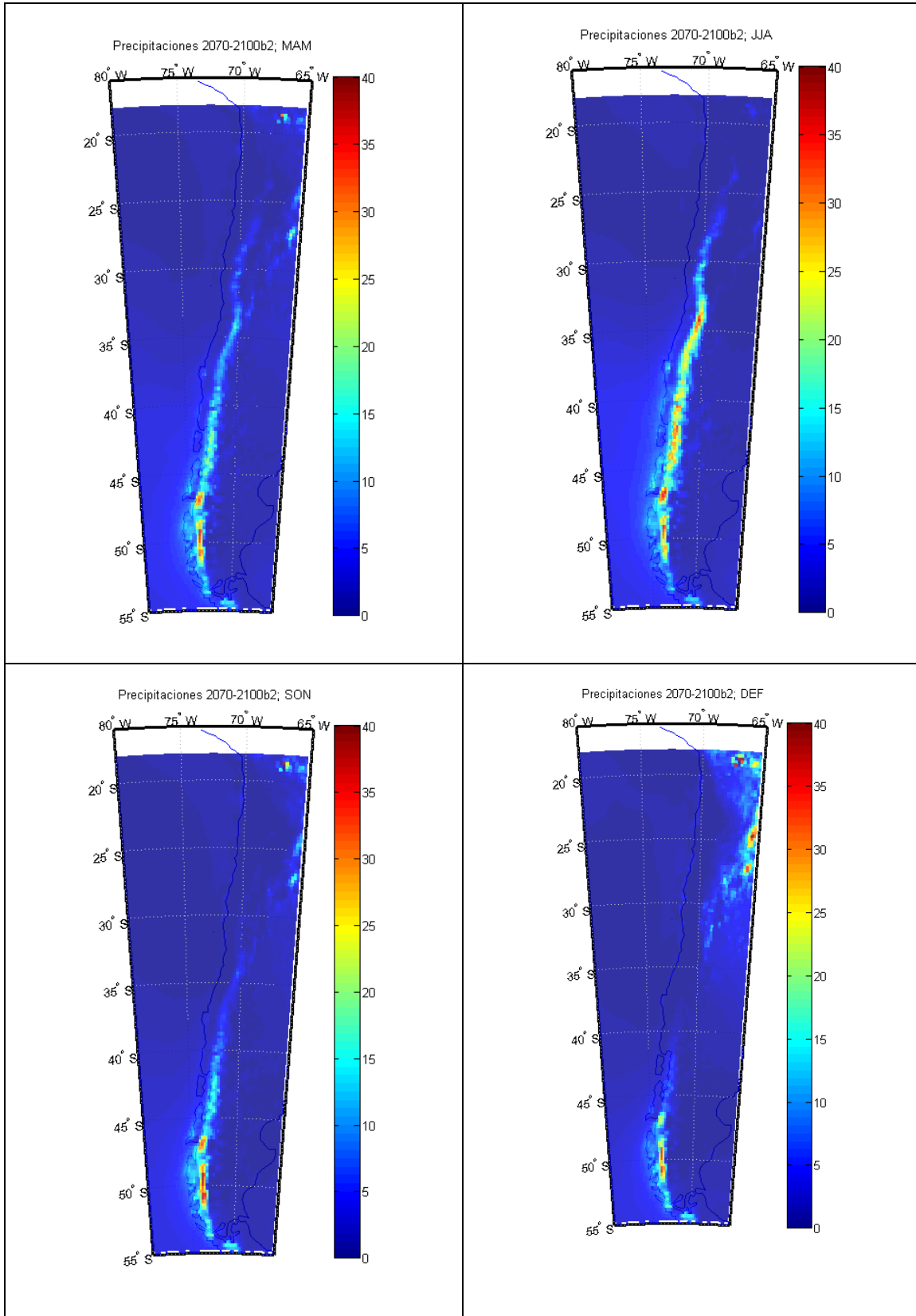


Figura 9.11: Precipitaciones 2070-2099 B2 (mm/día).

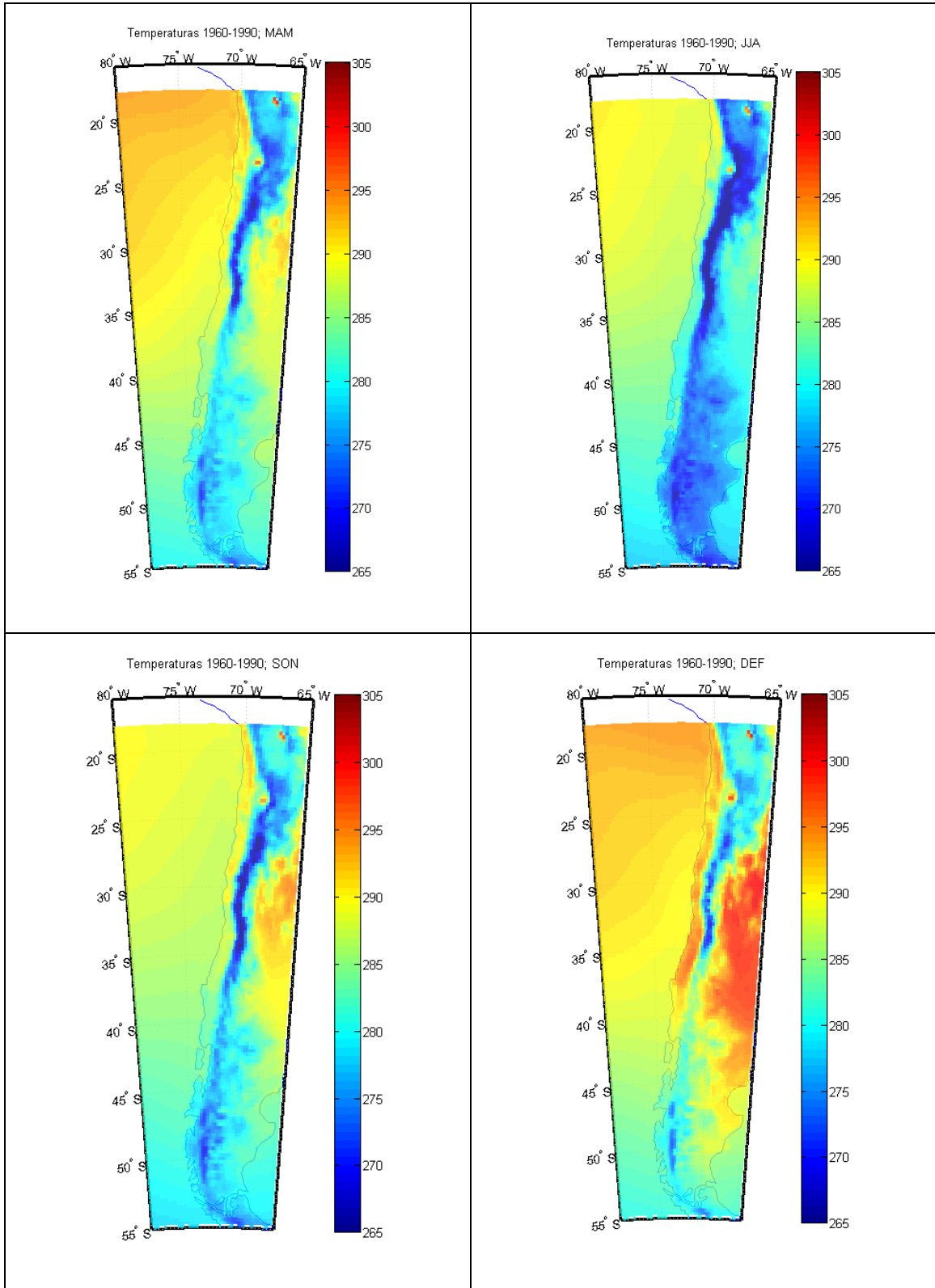


Figura 9.12: Temperaturas periodo 1960-1990 (°K)

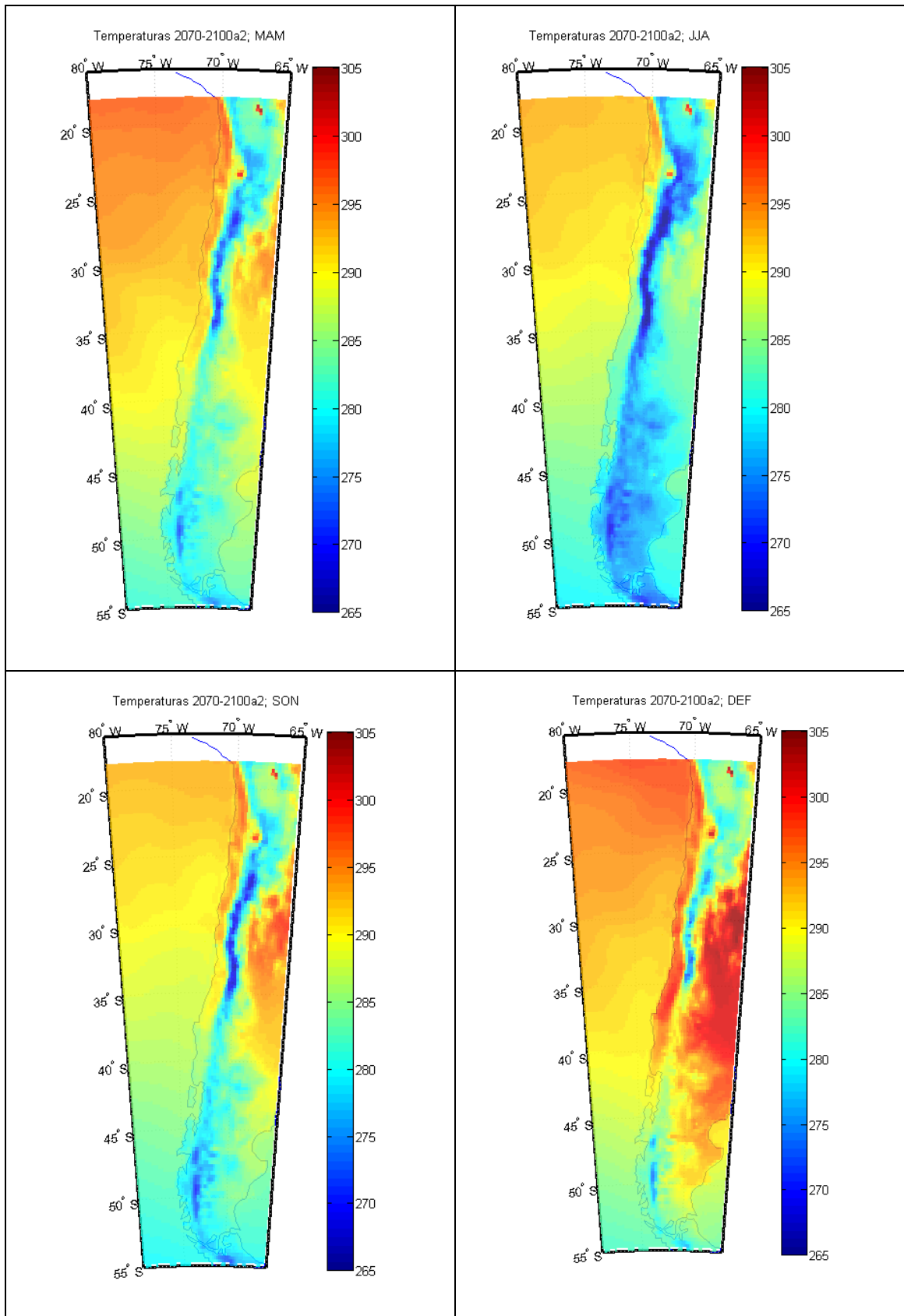


Figura 9.13: Temperatura periodo 2070-2100 A2 (°K)

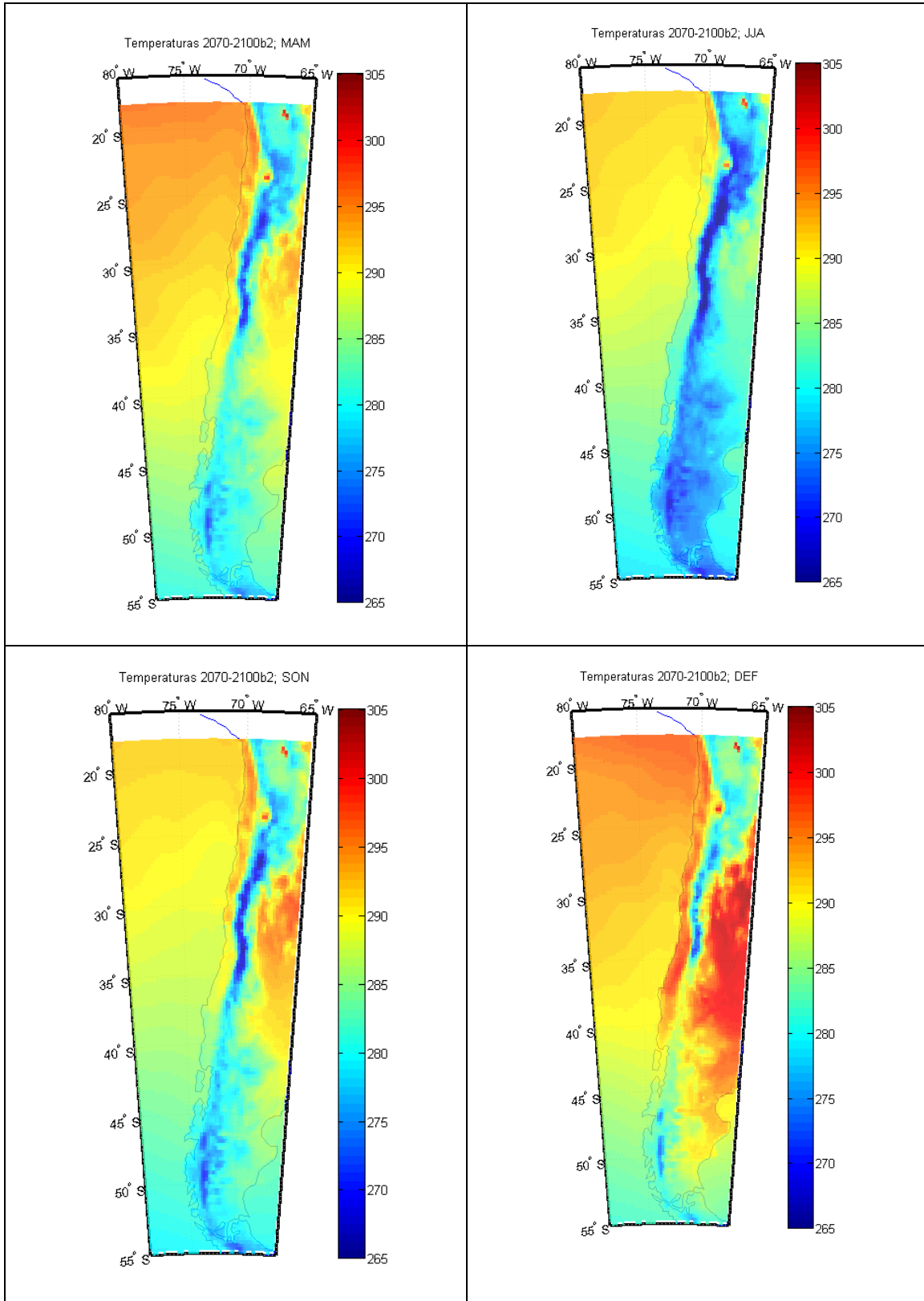


Figura 9.14: Temperatura periodo 2070-2100 B2 (°K)

Anexo H

Tabla 9.7: Temperatura y límite térmico para *baseline* y fin de siglo, escenario A2.

A2	1960-1990				2070-2099			
	Tmed	I	Tmax	I	Tmed	I	Tmax	I
Carrera Pinto – Cardones – Diego de Almagro 1x220 kV (baja congestión).	16.1	0.632	19	0.597	19.9	0.586	23.5	0.542
Maitencillo – Cardones 3x220 kV.	16	0.634	19.3	0.593	19.4	0.592	22.9	0.549
Pan de Azúcar – Punta Colorada – Maitencillo 2x220 kV (baja congestión).	14.4	0.653	19.2	0.594	17.3	0.618	22.3	0.556
Polpaico 500/220 kV.	14.4	2.623	19.2	2.388	17.3	2.481	22.3	2.236
Alto Jahuel	16	1.513	19.3	1.471	19.4	1.47	22.9	1.426
Ancoa – Alto Jahuel 3x500 kV.	16	2.045	19.3	1.952	19.4	1.949	22.9	1.851
Ancoa 500/220 kV	12.5	1.388	17.3	1.331	15.8	1.349	20.8	1.29
Charrúa – Ancoa 2x500 kV	13.5	2.327	18.3	2.21	16.6	2.251	21.5	2.131
Charrúa 500/220 kV.	14.4	2.375	19.2	2.237	17.3	2.291	22.3	2.148
Punta de Cortés – Tuniche 2x220 kV (energizado en 154 kV).	14.4	0.426	18.7	0.408	17.6	0.412	22.2	0.393
Ciruelos – Cautín 2x220 kV (baja congestión).	14.4	0.638	19.2	0.581	17.3	0.604	22.3	0.544
Valdivia – Ciruelos 2x220 kV.	11.9	0.668	16.3	0.616	14.6	0.636	18.9	0.584
Barro Blanco – Valdivia 2x220 kV (baja congestión).	12.5	0.661	17.3	0.604	15.8	0.622	20.8	0.562
Puerto Montt - Barro Blanco 2x220 kV (baja congestión).	14.4	0.638	19.2	0.581	17.3	0.604	22.3	0.544

Tabla 9.8: Temperatura y límite térmico para *baseline* y fin de siglo, escenario B2.

B2	1960-1990				2070-2099			
	Tmed	I	Tmax	I	Tmed	I	Tmax	I
Carrera Pinto – Cardones – Diego de Almagro 1x220 kV (baja congestión).	16.1	0.632	19	0.597	19	0.597	21.8	0.562
Maitencillo – Cardones 3x220 kV.	16	0.634	19.3	0.593	18.4	0.604	21.9	0.561
Pan de Azúcar – Punta Colorada – Maitencillo 2x220 kV (baja congestión).	14.4	0.653	19.2	0.594	16.4	0.629	21.5	0.566
Polpaico 500/220 kV.	14.4	2.623	19.2	2.388	16.4	2.525	21.5	2.275
Alto Jahuel	16	1.513	19.3	1.471	18.4	1.482	21.9	1.438
Ancoa – Alto Jahuel 3x500 kV.	16	2.045	19.3	1.952	18.4	1.977	21.9	1.879
Ancoa 500/220 kV	12.5	1.388	17.3	1.331	14.9	1.359	19.5	1.305
Charrúa – Ancoa 2x500 kV	13.5	2.327	18.3	2.21	15.7	2.273	20.5	2.156
Charrúa 500/220 kV.	14.4	2.375	19.2	2.237	16.4	2.317	21.5	2.171
Punta de Cortés – Tuniche 2x220 kV (energizado en 154 kV).	14.4	0.426	18.7	0.408	16.7	0.416	20.9	0.398

Ciruelos – Cautín 2x220 kV (baja congestión).	14.4	0.638	19.2	0.581	16.4	0.614	21.5	0.553
Valdivia – Ciruelos 2x220 kV.	11.9	0.668	16.3	0.616	13.8	0.646	18.1	0.594
Barro Blanco – Valdivia 2x220 kV (baja congestión).	12.5	0.661	17.3	0.604	14.9	0.632	19.5	0.577
Puerto Montt - Barro Blanco 2x220 kV (baja congestión).	14.4	0.638	19.2	0.581	16.4	0.614	21.5	0.553

Anexo I

Tabla 9.9: Costos de las centrales (\$/MWh) según escenario.

Nombre Central	Tipo	Optimista	BAU	Pesimista
Abanico	pasada	0	0	0
Aconcagua	pasada	0	0	0
Alfalfal	pasada	0	0	0
Antilhue	termo	183.63	183.63	183.63
Antuco	Hidro	39.0647103	45.6751188	108.98461
Balalita	pasada	0	0	0
Bocamina	termo	37.67	37.67	37.67
CELCO Arauco	termo	74.85	74.85	74.85
CELCO Valdivia	termo	79.8767213	79.8767213	79.8767213
Candelaria	termo	156.32	156.32	156.32
Canutillar2	Hidro	44.908185	52.885232	125.503784
Capullo	termo	156.32	156.32	156.32
Chacabuquito	pasada	0	0	0
Cholguán	termo	31.21	31.21	31.21
Colbun	Hidro	41.4065405	128.768827	156.212965
El Toro	Hidro	39.3710611	46.1878331	111.094547
Florida	pasada	0	0	0
Guacolda	termo	34.45	34.45	34.45
Horcones	termo	260.08	260.08	260.08
Huasco TG	termo	195.48	195.48	195.48
Huasco TV	termo	196.5268	196.5268	196.5268
Laguna Verde	termo	296.205212	296.205212	296.205212
Laja	pasada	0	0	0
Loma Alta	pasada	0	0	0
Los Molles	pasada	0	0	0
Los Quilos	pasada	0	0	0
Los Vientos	termo	201.43	201.43	201.43
Machicura	Hidro	41.4065405	128.768827	156.212965
Maitenes	pasada	0	0	0
Mampil	pasada	0	0	0

Nehuenco I	termo	124.03	124.03	124.03
Nehuenco II	termo	123.84	123.84	123.84
Nehuenco III 9B	termo	213.063333	213.063333	213.063333
Nueva Aldea 1	termo	25	25	25
Nueva Aldea 2	termo	204.68	204.68	204.68
Nueva Aldea 3	termo	0	0	0
Nueva Renca	termo	100.39	100.39	100.39
PSEG		132.05	132.05	132.05
Pangue	Hidro	38.0838314	44.4222797	108.197096
Pehuenche	Hidro	45.2561428	136.596399	153.604167
Petropower	termo	3.9	3.9	3.9
Peuchén	pasada	0	0	0
Pilmaiquén	pasada	0	0	0
Pullinque	pasada	0	0	0
Puntilla	pasada	0	0	0
Queltehues	pasada	0	0	0
Ralco	Hidro	45.2561428	136.596399	153.604167
Rapel	Hidro	45.2561428	136.596399	153.604167
Renca	termo	275.31	275.31	275.31
Rucue	pasada	0	0	0
San Isidro	termo	88.01	88.01	88.01
Taltal I	termo	158.77	158.77	158.77
Taltal II	termo	158.77	158.77	158.77
Ventanas 1	termo	44.74	44.74	44.74
Ventanas 2	termo	42.09	42.09	42.09
Volcán	pasada	0	0	0

Tabla 9.10: Información técnica generadoras del modelo SIC reducido.

Generador	S MVA	kVnom	f.p	Pmín MW	Pmáx MW	Tipo Bus
Abanico	135.2	154	1	6	135.2	PV
Aconcagua	99	110	0.9	0	89.1	PV
Alfalfal	208.9412	220	0.85	40	177.6	PV
Antilhue	59.18	220	0.85	50	50.303	PV
Antuco	320	13.8	0.95	10	304	PV
Balalita	1.287	220	0.85	0	1.1	PQ
Bocamina	141.52	154	0.85	70	120.292	PV
CELCO						
Arauco	45.38	154	0.8	0	36.304	PQ
CELCO						
Valdivia	87.5	220	0.8	0	70	PQ
Candelaria	320	220	1	120	320	PV

Canutillar2	180.6316	220	0.95	80	165	PV
Capullo	13.34	220	0.9	3	12.009	PQ
Chacabuquito	31.56	110	0.9	10	28.404	PQ
Cholguán	36.25	220	0.8	2	29	PQ
Colbun	503.16	220	0.95	200	478.002	PV
El Toro	463.16	13.8	0.95	0	440.002	SL
Florida	29	110	1	0	29	PQ
Guacolda	356.48	220	0.85	150	303.0086	PV
Horcones	31.25	154	0.8	12	25	PQ
Huasco TG	88.88	220	0.8	18	71.104	PQ
Huasco TV	17.65	220	0.85	8	15.0025	PQ
Laguna Verde	75.64	110	0.85	21	64.294	PQ
Laja	9.06	220	0.85	5.6	7.701001	PQ
Loma Alta	41.053	220	0.95	1	39.00285	PQ
Los Molles	22.5	220	0.8	0	18	PV
Los Quilos	44.33	110	0.9	0	39.897	PQ
Los Vientos	134.22	110	0.9	10	120.798	PQ
Machicura	98.53	220	0.95	24	93.6035	PQ
Maitenes	34.33	110	0.9	2	30.897	PQ
Mampil	57.88	220	0.85	18	49.198	PQ
Nehuenco I	439.4118	13.8	0.85	250	373.5	PV
Nehuenco II	450	13.8	0.85	260	382.5	PQ
Nehuenco III 9B	127.5	13.8	0.8	40	102	PQ
Nueva Aldea 1	36.63	154	0.8	0	29.304	PQ
Nueva Aldea 2	87.5	154	0.8	0	70	PQ
Nueva Aldea 3	87.5	154	0.8	0	70	PQ
Nueva Renca	389.47	110	0.95	140	369.9965	PV
PSEG	53.76	154	0.85	0	45.696	PQ
Pangue	480	220	0.95	180	456	PQ
Pehuenche	580	13.8	0.95	240	551	PV
Petropower	72.71	220	0.85	56	61.8035	PV
Peuchén	93.88	220	0.85	28	79.798	PQ
Pilmaiquén	48.75	220	0.8	0	39	PQ
Pullinque	53.67	220	0.9	0	48.303	PV
Puntilla	17.5	110	0.8	0.333	14	PQ
Queltehues	54.45	110	0.9	15	49.00902	PV
Ralco	795.79	13.8	0.95	180	756.0005	PV
Rapel	380	220	0.95	150	361	PV
Renca	108.24	110	0.85	25	92.004	PQ
Rucue	196.89	220	0.9	60	177.201	PQ
San Isidro	431.76	13.8	0.85	200	366.996	PV
Taltal I	150	220	0.8	20	120	PV

Taltal II	141.18	220	0.85	20	120.003	PQ
Ventanas 1	138.82	110	0.85	60	118	PV
Ventanas 2	258.82	110	0.85	100	220.0001	PQ
Volcán	16.25	110	0.8	5	13	PQ

Tabla 9.11: Información técnica Consumos del modelo SIC reducido.

Consumos	P MW	Q MVar
A Jahuel 110 kV	173	46
A Jahuel 154kV	186.5	55.5
Agua Santa 110	241.2964	67.3722
Alto Jahuel 220	609.1012	174.6056
Cardones 220	236.1088	70.83157
Cerro Navia 110	436.4722	130.9437
Cerro Navia 220	154.2237	31.25875
Charrua 220	134.9211	30.75075
Chena110	351.7106	105.4787
Concepcion 154	315.9864	148.3509
Diego de Almagro 220	135.5158	40.65
Eq Barro Blanco 220	35.88	10.77
Eq Barro Blanco 220_2	35.88	10.77
Eq. Itahue	60	37
Hualpen 154	94.57105	27.68737
Las Vegas 110	143.2841	42.98209
Los Almendros 110	341.7759	124.5286
Maitencillo 220	75.7468	22.72508
Pan de Azucar 220	148.5863	44.56123
Polpaico 200	330.0836	99.01568
Puerto Montt 220	130.98	39.29
Quillota 110	198.3032	59.48471
Quillota 220	135.8171	40.73364
San Cristobal 110	367.511	98.25226
San Vicente 154	181.2568	29.50182
Temuco 220	131.1319	39.34273
Valdivia 220	69.01	20.7

Tabla 9.12: Información técnica Transformadores del modelo SIC reducido.

Transformadores	Nº	Snom MVA
Alto Jahuel 500/220	3	2250
Ancoa 500/220 kV	1	750
Antuco 220/13.8kV	2	350
Cerro Navia 220/110	1	400
Charrua 220/154i	1	390
Charrua 500/220	2	1500
Chena 220/110kV	1	400
Concepcion 220/154	1	300
Hualpen 220/154	1	300
Los Almendros 220/110	1	400
Nehuenco 220/13.8kV	4	1092
Pehuenche 220/13.8kV	2	580
Quillota 220/110i	1	441
Ralco 220/13.8kV	2	840
San Isidro 220/13.8kV	2	567.2
Toro 220/13.8kV	4	484

Tabla 9.13: Información técnica Líneas del modelo SIC reducido.

Líneas	Nº	Inom	largo km
A. Jahuel-Chena 1 220kV	1	0.683	26.86
A. Jahuel-Chena 2 220kV	1	0.683	26.86
Alto Jahuel - Los Almendros 220kV L1	1	1.018	40.7
Alto Jahuel - Polpaico 220kV L1	1	1.018	40.7
Alto Jahuel - Polpaico 220kV L2	1	1.5	72
Alto Jahuel-Los Almendros 220KV L2	1	1.5	72
Ancoa - Alto Jahuel 1 500 kV	1	1.783	240.3
Ancoa - Alto Jahuel 2 500 kV	1	2.082	257.5
Ancoa - Itahue 220kV L1	1	1.238	65
Ancoa - Itahue 220kV L2	1	1.238	65
Ancoa-Pehuenche L1 220 kV	1	1.358	25.4
Ancoa-Pehuenche L2 220 kV	1	1.358	25.4
Antuco - Charrúa 220kV L1	1	1.358	67.5
Antuco - Charrúa 220kV L2	1	1.358	67.5
Antuco - Tap Trupán	1	1.358	23.39
Canutillar - Puerto Montt 220kV 1	1	0.518	59.6
Canutillar - Puerto Montt 220kV 2	1	0.518	59.6

Cardones - Maitencillo L1 220kV	1	0.518	133.3
Cardones - Maitencillo L2 220kV	1	0.518	132.6
Cerro Navia - Las Vegas 110kV L1	1	1.1	76.9
Cerro Navia - Las Vegas 110kV L2	1	1.1	76.9
Cerro Navia - Polpaico 220kV L1	1	0.814	29.8
Cerro Navia - Polpaico 220kV L2	1	0.814	29.8
Cerro Navia - Renca 220kV L1	1	2.036	4.76
Cerro Navia - Renca 220kV L2	1	2.036	4.76
Cerro Navia - San Cristóbal L1 110kV	1	1.5	22.4
Cerro Navia - San Cristóbal L2 110kV	1	1.5	22.4
Cerro Navia-Chena L1 110kV	1	0.518	11.75
Cerro Navia-Chena L2 110kV	1	0.518	11.75
Charrua-Ralco L1 220 kV	1	1.78	141
Charrua-Ralco L2 220 kV	1	1.78	141
Charrúa - Ancoa 1 500 kV	1	2.039	182.84
Charrúa - Ancoa 2 500 kV	1	2.062	196.5
Charrúa - Concepción 154kV	1	0.628	72
Charrúa - Concepción 220kV	1	0.683	71.8
Charrúa - Hualpén 220kV	1	0.596	165.6
Charrúa - La Esperanza 154kV	1	0.693	91.5
Colbun-A. Jahuel 220kV	1	1.93	261.2
Concepción - San Vicente L1y2 154kV	2	1.12	10.9
D. Almagro Cardones 220	1	0.518	147.45
Hualpén - San Vicente 1 154kV	1	0.805	5.23
Hualpén - San Vicente 2 154kV	1	0.805	5.23
La Esperanza - Temuco 220kV	1	0.693	104.2
Pan de Azucar- Quillota 220kV L1	1	0.587	352.5
Pan de Azucar- Quillota 220kV L2	1	0.587	352.5
Pan de Azúcar - Maitencillo 220kV L1	1	0.518	196.6
Pan de Azúcar - Maitencillo 220kV L2	1	0.518	196.6
Pangue Charrua 220kV	1	0.637	54
Pangue-Trupan 220kV	1	0.637	54
Paposo - Diego de Almagro 220kV L1	1	0.748	185
Paposo - Diego de Almagro 220kV L2	1	0.748	185
Polpaico - Quillota 220kV L1	1	2.884	49.58
Polpaico - Quillota 220kV L2	1	2.884	49.58
Rapel-Cerro Navia 220kV L1	1	0.518	115.2
Rapel-Cerro Navia 220kV L2	1	0.518	115.2
San Cristobal-Los Almendros 110kV L1	1	0.8	29.09
San Cristobal-Los Almendros 110kV L2	1	0.8	29.09
San Luis - Quillota 200 kV L1	1	1.18	7.97
San Luis - Quillota 220kV L2	1	1.18	7.97
San Pedro - Las Vegas 110 kV L2	1	1.12	30
San Pedro - Las Vegas 110kV L1	1	1.12	30
San Pedro - Quillota 110kV	1	0.99	2.2
Tap Chena - Cerro Navia 220kV L2	1	0.518	11.75
Temuco - Puerto Montt 220 kV	1	0.382	359.05
Temuco-Valdivia 220kV	1	0.506	152.03
Valdivia - Puerto Montt 220kV	1	0.506	105.82