



**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**“IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO SOBRE  
LA DEMANDA ELÉCTRICA URBANA EN  
SANTIAGO HACIA FINES DEL SIGLO XXI”**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
MENCIÓN ELÉCTRICA**

**FABIÁN ALFREDO BARRÍA OYARZÚN**

**PROFESOR GUÍA:  
LUIS VARGAS DÍAZ**

**MIEMBRO DE LA COMISIÓN:  
RODRIGO PALMA BEHNKE  
MAISA ROJAS CORRADI  
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD**

Este trabajo ha sido financiado por CONICYT

**SANTIAGO DE CHILE  
JUNIO 2014**

## RESUMEN

La principal motivación de este trabajo nace del consenso existente en la comunidad científica respecto a lo evidente e inequívoco del cambio climático, entendido como la variación del clima, en el largo plazo, atribuida a la alteración de la composición atmosférica por la emisión de gases de efecto invernadero debido, principalmente, a la combustión fósil y la deforestación. Una de las manifestaciones de este cambio es el calentamiento global, el cual interactúa con muchos sistemas antropogénicos, entre ellos los sistemas eléctricos, con los que presenta una relación de impacto dual ya que, por un lado, éstos contribuyen al cambio climático mediante sus emisiones, y por otro lado, se ven afectados por él.

La presente tesis se centra en evaluar el impacto del cambio climático sobre la demanda eléctrica en Santiago de Chile hacia fines del Siglo XXI. Se ha escogido esta ciudad por ser el principal núcleo urbano del país y el centro de mayor densidad de demanda del SIC.

En este estudio se propone una metodología de determinación de la sensibilidad demanda-clima basada en un enfoque *top-down*, mediante un modelo de regresión lineal múltiple, incluyendo aspectos innovadores, respecto a la literatura, en lo referente a la construcción de la curva de sensibilidad. Este trabajo realiza también un aporte novedoso ajustando la sensibilidad actual a partir de una serie de modificaciones estructurales que surgen como adaptación al cambio climático y al crecimiento económico. En base a ello, se estiman las sensibilidades futuras hacia fines del Siglo XXI, evaluando distintos escenarios climáticos y diferentes sensibilidades.

Se encuentra así, que la demanda eléctrica de Santiago es sensible al día de la semana, a las horas de luz solar, y a la temperatura ambiente, variables que se suman a la población y el crecimiento económico.

En este contexto, se evalúa el impacto agregado del cambio climático en conjunto con sus cambios estructurales asociados, estimándose aumentos en la demanda a lo largo de todo el año, principalmente en verano, e identificando variables críticas en este impacto, tales como la penetración y eficiencia de los sistemas de aire acondicionado, la sustitución de combustibles, entre otras.

Posteriormente, se analiza el efecto como señal aislada del cambio climático, determinándose aumentos en la demanda eléctrica en verano, y disminuciones en invierno, que se verían reflejados en la necesidad de aumentar en forma importante la capacidad instalada de los sistemas eléctricos y enfrentar la sub-utilización de tal capacidad durante gran parte del año debido a los disímiles efectos estacionales del cambio climático sobre la demanda eléctrica de la ciudad.

*A mis padres por su apoyo incondicional*

*Sólo cuando el último árbol sea talado,  
Sólo cuando el último río sea envenenado,  
Sólo cuando el último pez sea atrapado,  
Sólo entonces te darás cuenta  
Que no puedes comer dinero.  
(Anónimo)*

---

# Agradecimientos

---

Antes que todo, quiero agradecer el incondicional apoyo de mis padres, Sofía y Carlos, sin el cual jamás habría podido llegar a estas instancias. A pesar de la distancia física, su presencia ha sido una motivación constante para llevar a buen término este trabajo.

Agradezco en segundo lugar a mi profesor guía Luis Vargas Díaz, por la confianza depositada en mí para el lograr el desarrollo exitoso de este trabajo de tesis, por su disposición y apoyo durante todo el desarrollo de ésta, y por sus importantes y frecuentes consejos.

Deseo agradecer también a la profesora Maisa Rojas por la proporción de antecedentes, su disponibilidad para colaborar conmigo y sus valiosas observaciones. Incluyo en este agradecimiento a los miembros de la comisión, Rodrigo Palma y Hugh Rudnick por el tiempo dedicado y sus importantes correcciones y recomendaciones.

También deseo dar las gracias a Aníbal Ramos, del CDEC-SIC, por la proporción de información valiosa sin la cual habría sido muy difícil llegar a buen término con este trabajo.

Quisiera agradecer a toda mi familia, muy particularmente a mis hermanas Patrizia y Paola, y a mi abuelita Julia, por su cariño, ayuda y preocupación.

No puedo dejar fuera de los agradecimientos a mis grandes amigos de la vida muchas gracias a Daniela, mi gran amiga del alma, a Carolina, Felipe, Francisco, Andrés, Félix, Juan Pablo y Cristián G., a quienes les debo innumerables horas de alegrías.

Quiero agradecer también a todos aquéllos que han compartido conmigo en el último tiempo y han sido piezas claves para mí con su apoyo, cariño, humor y paciencia. Muchas gracias Diego, Nataly, Enrique, Oscar, Constanza, Osvaldo, Benjamín, Henry y Sixtary. Las innumerables horas de trabajo de tesis perdidas conversando temas de irrelevancia impensada con cada uno de ustedes se agradecen en el alma.

Finalmente, agradezco a CONICYT por su financiamiento a través del Programa de Formación de Capital Humano Avanzado y la Beca de Magíster Nacional.

¡Muchas gracias a todos!

---

# Tabla de Contenido

---

<b>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Motivación</b>	<b>1</b>
<b>1.2 Objetivos</b>	<b>2</b>
1.2.1 Objetivo General	2
1.2.2 Objetivos Específicos	2
<b>1.3 Alcances</b>	<b>2</b>
<b>1.4 Estructura de la Tesis</b>	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO 2 CAMBIO CLIMÁTICO EN CHILE Y EL MUNDO</b>	<b>5</b>
<b>2.1 Clima y Cambio Climático</b>	<b>5</b>
2.1.1 Efecto Invernadero	6
2.1.2 Bases Físicas del Cambio Climático	6
<b>2.2 Políticas sobre Cambio Climático</b>	<b>9</b>
2.2.1 Acuerdos Globales	9
2.2.2 Acuerdos Nacionales	10
<b>2.3 Evidencias del Cambio Climático</b>	<b>11</b>
2.3.1 Evidencias del Cambio Climático a Nivel Global	11
2.3.2 Estado Actual del Clima en Santiago de Chile	14
2.3.2.1 Características Básicas del Clima en Santiago de Chile	14
2.3.2.2 Evidencias del Cambio Climático en Chile	16
<b>2.4 Modelos de Proyección Climática</b>	<b>19</b>
2.4.1 Definiciones Básicas	19
2.4.2 Tipos de Modelos Climáticos	20
2.4.2.1 Modelos Climáticos Globales	20
2.4.2.2 Modelos Climáticos Regionales	21
<b>2.5 Escenarios Socioeconómicos de Largo Plazo</b>	<b>21</b>
2.5.1 Antecedentes Generales	21
2.5.2 Reporte Especial de Escenarios de Emisiones (REEE)	22
<b>2.6 Proyecciones Climáticas Futuras</b>	<b>25</b>
2.6.1 Proyecciones Climáticas en el Mundo	25
2.6.2 Proyecciones Climáticas en Chile	27
<b>CAPÍTULO 3 ESTADO DEL ARTE DEL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA</b>	<b>32</b>
<b>3.1 Antecedentes Generales</b>	<b>32</b>

<b>3.2</b>	<b>Metodología de Estimación del Impacto del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica</b>	<b>33</b>
<b>3.3</b>	<b>Horizonte Temporal de Análisis</b>	<b>34</b>
3.3.1	Tipos de Horizontes Temporales de Análisis	34
3.3.2	Variables de Tendencia y Adaptación al Cambio Climático	36
<b>3.4</b>	<b>Sensibilidad de la Demanda Eléctrica al Clima</b>	<b>37</b>
3.4.1	Antecedentes Generales	37
3.4.2	Demanda Eléctrica Directamente Sensible al Clima	38
3.4.3	Efecto Neto del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica	39
<b>3.5</b>	<b>Resolución Temporal del Análisis</b>	<b>42</b>
3.5.1	Resolución Estacional o Mensual	43
3.5.2	Resolución Diaria u Horaria (Efecto de Día Hábil)	44
<b>3.6</b>	<b>Resolución Espacial del Análisis</b>	<b>45</b>
3.6.1	Impacto a Nivel Global	45
3.6.2	Impacto a Nivel Nacional	45
3.6.3	Impacto a Nivel Sub-Nacional	46
<b>3.7</b>	<b>Cambio Climático y Demanda Eléctrica Máxima</b>	<b>48</b>
<b>3.8</b>	<b>Impacto del Cambio Climático sobre la Demanda Energética Total</b>	<b>51</b>
3.8.1	Diferenciación del Impacto sobre el Sector Eléctrico y Energético	51
3.8.1.1	Sustitución de Energéticos	52
<b>3.9</b>	<b>Impacto del Cambio Climático sobre el Sector CPR</b>	<b>52</b>
<b>3.10</b>	<b>Factores Climáticos que afectan a la Demanda Eléctrica</b>	<b>54</b>
3.10.1	Variables Climáticas Primitivas	54
3.10.2	Variables Climáticas Derivadas	57
3.10.3	Determinación de la Temperatura de Referencia	59
3.10.4	Comparación entre Variables Primitivas y Derivadas	60
<b>3.11</b>	<b>Impactos No Climáticos sobre la Demanda Eléctrica en el Contexto del Cambio Climático</b>	<b>61</b>
3.11.1	Evolución Económica y Demográfica	62
3.11.2	Evolución Futura de Precios y Sustitución de Energéticos	64
3.11.3	Cambios Constructivos, Tecnológicos y Eficiencia Energética	65
3.11.4	Evolución del Mercado de los Sistemas de Aire Acondicionado	69
3.11.5	Políticas de Adaptación y Mitigación	73
3.11.6	Introducción del Vehículo Eléctrico	74
3.11.7	Modificaciones Culturales y de Comportamiento	77
3.11.8	Impacto de los Factores No Climáticos sobre el PDT de la Demanda Eléctrica	77
<b>3.12</b>	<b>Conclusiones a partir del Estado del Arte</b>	<b>79</b>
<b>CAPÍTULO 4 MODELOS DE SENSIBILIDAD DEMANDA-CLIMA</b>		<b>82</b>
<b>4.1</b>	<b>Modelos de Optimización</b>	<b>83</b>
<b>4.2</b>	<b>Modelos de Equilibrio Parcial (MEP)</b>	<b>83</b>
<b>4.3</b>	<b>Modelos de Uso Final</b>	<b>84</b>
4.3.1	Modelos de Simulación Dinámica	85

<b>4.4</b>	<b>Modelos de Equilibrio General Computable (MEGC)</b>	<b>85</b>
<b>4.5</b>	<b>Modelos de Extrapolación de Tendencias</b>	<b>86</b>
<b>4.6</b>	<b>Modelos Económicos</b>	<b>86</b>
4.6.1	Modelos de Regresión	87
4.6.2	Modelo de Regresión Lineal Múltiple (RLM)	88
<b>4.7</b>	<b>Modelos de Series de Tiempo</b>	<b>95</b>
<b>4.8</b>	<b>Modelos de Desarrollo Reciente</b>	<b>96</b>
4.8.1	Sistemas Expertos	97
4.8.2	Redes Neuronales	97
4.8.3	Algoritmos Genéticos	98
4.8.4	Lógica Difusa	99
<b>4.9</b>	<b>Modelos Híbridos</b>	<b>99</b>
<b>CAPÍTULO 5 METODOLOGÍA</b>		<b>101</b>
<b>5.1</b>	<b>Metodología General</b>	<b>101</b>
<b>5.2</b>	<b>Modelo de Sensibilidad de Demanda</b>	<b>102</b>
5.2.1	Variables Independientes Climáticas y No Climáticas	102
5.2.2	Variable Dependiente: Demanda Eléctrica Actual	103
5.2.3	Días Hábiles y No Hábiles	104
5.2.4	Resolución Temporal del Modelo	105
5.2.5	Horizonte Temporal de Análisis del MSD	106
5.2.6	Selección Preliminar de Variables	106
5.2.7	Determinación de Temperatura de Referencia	107
5.2.8	Selección Definitiva de Variables Independientes	108
5.2.9	Determinación de Coeficientes de Sensibilidad	109
<b>5.3</b>	<b>Ajuste de Sensibilidad por Cambios Estructurales</b>	<b>110</b>
<b>5.4</b>	<b>Determinación del Impacto del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica</b>	<b>112</b>
5.4.1	Horizonte de Evaluación	113
5.4.2	Determinación de Demanda Eléctrica Futura con Cambio Climático	113
5.4.3	Determinación de Línea de Base de Demanda Eléctrica	113
<b>CAPÍTULO 6 ANÁLISIS DE DATOS Y PROYECCIONES</b>		<b>114</b>
<b>6.1</b>	<b>Datos Climáticos</b>	<b>114</b>
6.1.1	Datos Meteorológicos Estación Quinta Normal	114
6.1.2	Selección de Variables Meteorológicas	117
6.1.2.1	Temperatura	117
6.1.2.2	Precipitaciones	117
6.1.2.3	Humedad Relativa	118
6.1.3	Datos Modelo DGF-PRECIS	119
6.1.3.1	Línea de Base Climática	119
6.1.3.2	Proyecciones de Temperatura	120
<b>6.2</b>	<b>Datos de Demanda Eléctrica</b>	<b>123</b>
6.2.1	Subestaciones y Empresas de Distribución	123
6.2.2	Perfil de Variación Mensual de Demanda	125
6.2.3	Perfiles de Variación Diaria de Demanda	125



<b>6.3</b>	<b>Datos de Horas de Luz Solar</b>	<b>128</b>
<b>6.4</b>	<b>Evolución Demográfica</b>	<b>130</b>
6.4.1	Proyecciones de Población INE	130
6.4.2	Proyección Demográfica hacia 2050	133
6.4.3	Proyección Demográfica hacia 2100	134
6.4.4	Tasa de Ocupación de Viviendas	135
<b>6.5</b>	<b>Datos de Crecimiento Económico</b>	<b>136</b>
<b>6.6</b>	<b>Información Calendaria</b>	<b>140</b>
<b>6.7</b>	<b>Datos Energéticos</b>	<b>141</b>
6.7.1	Consumo de Energía Global	141
6.7.2	Evolución de Electricidad y Gas en Matriz de Uso Final	143
6.7.3	Tenencia de Equipos de Calefacción y Aire Acondicionado	146
6.7.4	Otros Combustibles	146
6.7.4.1	Gas Licuado	147
6.7.4.2	Kerosene	152
6.7.4.3	Gas Natural	153
6.7.4.4	Leña	153
<b>CAPÍTULO 7 RESULTADOS Y ANÁLISIS</b>		<b>155</b>
<b>7.1</b>	<b>Selección de Variables Significativas del MSD</b>	<b>155</b>
<b>7.2</b>	<b>Formato de Resultados</b>	<b>156</b>
<b>7.3</b>	<b>Temperatura Umbral de Referencia</b>	<b>158</b>
<b>7.4</b>	<b>Coefficientes Actuales Mensuales de Sensibilidad Demanda – Temperatura (Preliminares)</b>	<b>162</b>
<b>7.5</b>	<b>Coefficientes Actuales Estacionales de Sensibilidad Demanda – Temperatura (Definitivos)</b>	<b>164</b>
7.5.1	Determinación de la Curva de Sensibilidad Actual Demanda-Temperatura	167
<b>7.6</b>	<b>Impacto del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica con Sensibilidad del Periodo Histórico</b>	<b>168</b>
7.6.1	Consideraciones Previas	168
7.6.2	Impacto del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica con Sensibilidad Actual	170
<b>7.7</b>	<b>Impacto del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica con Ajustes Estructurales a la Sensibilidad</b>	<b>173</b>
7.7.1	Ajuste de Saturación del Mercado de Aire Acondicionado	173
7.7.2	Ajuste de Eficiencia en Equipos de Aire Acondicionado	177
7.7.3	Ajustes de Requerimientos de Calefacción Futuros	181
7.7.3.1	Cambio en la Eficiencia de Equipos de Calefacción Eléctrica	181
7.7.3.2	Cambio en el Tamaño de las Viviendas	182
7.7.3.3	Cambio en el Confort Térmico Invernal de las Viviendas	183
7.7.3.4	Cambio en la Aislación de las Viviendas	183
7.7.3.5	Factor de Ajuste Estructural Final para Coeficientes HDD	184
7.7.3.6	Impacto del Cambio Climático con Factores de HDD Ajustados según Cambios Estructurales en Calefacción	186
7.7.4	Ajuste por Sustitución de Gas Licuado por Energía Eléctrica	188

7.7.4.1 Impacto Definitivo Agregado del CC y Cambios Estructurales sobre la Demanda Eléctrica  
191

<b>7.8 Efecto Aislado del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica</b>	<b>194</b>
7.8.1 Efecto Porcentual Aislado del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica	194
7.8.2 Determinación de Demanda Media hacia fines del Siglo XXI	199
7.8.3 Efecto Absoluto Aislado del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica	200
<b>CAPÍTULO 8 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS PROPUESTOS</b>	<b>204</b>
<b>8.1 Conclusiones</b>	<b>204</b>
<b>8.2 Trabajo Futuro</b>	<b>212</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>215</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>226</b>
<b>ANEXO A: Datos Demográficos</b>	<b>226</b>
<b>ANEXO B: Datos Climáticos</b>	<b>229</b>
<b>ANEXO C: Datos Económicos</b>	<b>232</b>
<b>ANEXO D: Dependencia Climática de Otros Combustibles</b>	<b>233</b>
<b>ANEXO E: Efectos del Cambio Climático</b>	<b>241</b>
Impacto del CC sobre la Demanda Eléctrica con Sensibilidad Actual	241
Impacto del CC sobre la Demanda Eléctrica con Ajuste de Saturación del Mercado de Aire Acondicionado	242
Impacto del CC sobre la Demanda Eléctrica con Sensibilidad Ajustada Definitiva a CDD Futuros	244
Impacto del CC sobre la Demanda Eléctrica con Ajuste por Cambios Estructurales en Requerimientos de Calefacción	245
Impacto del CC sobre la Demanda Eléctrica con Sensibilidad Ajustada Definitiva a CDD y HDD Futuros	247
Efecto Porcentual Aislado del CC sobre la Demanda Eléctrica Media Diaria	248
Efecto Porcentual Aislado del CC sobre la Demanda Eléctrica Máxima Diaria	249

---

# Índice de Tablas

---

TABLA 3.1: VALORES HISTÓRICOS Y PROYECTADOS DE EFICIENCIA DEL EQUIPAMIENTO PARA CALEFACCIÓN [70].....	68
TABLA 3.2: EFICIENCIA DE APROVECHAMIENTO DEL CALOR EN ARTEFACTOS CALEFACTORES SEGÚN TECNOLOGÍA [97]. .....	68
TABLA 3.3: PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB) Y GRADOS DÍAS DE ENFRIAMIENTO (CDD) POR REGIÓN DEL MUNDO [100]. .....	70
TABLA 5.1: COMBINACIONES DE TEMPERATURAS DE REFERENCIA EVALUADAS. ....	108
TABLA 6.1: VALORES PROMEDIO ENTRE JULIO DE 2010 Y JUNIO DE 2013 DE VARIABLES METEOROLÓGICAS EN ESTACIÓN QUINTA NORMAL (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [138]).....	115
TABLA 6.2: VALORES TÉRMICOS EXTREMOS ENTRE JULIO DE 2010 Y JUNIO DE 2013 EN ESTACIÓN QUINTA NORMAL (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [138]).....	116
TABLA 6.3: DÍAS CON PRECIPITACIONES NO NULAS ENTRE JULIO DE 2010 Y JUNIO DE 2013 (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [138]).	117
TABLA 6.4: TEMPERATURA MEDIA, CDD (MEDIOS DIARIOS) Y HDD (MEDIOS DIARIOS) EN LA CIUDAD DE SANTIAGO, PRECIS-DGF, PERIODO 1960-1990 (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [141]). .....	120
TABLA 6.5: TEMPERATURA MEDIA, CDD (MEDIOS DIARIOS) Y HDD (MEDIOS DIARIOS) EN LA CIUDAD DE SANTIAGO, PRECIS-DGF, HACIA FINALES DEL SIGLO XXI (PERIODO 2091-2100) (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [141]). .....	121
TABLA 6.6: DIFERENCIA EN TEMPERATURA MEDIA, CDD (MEDIOS DIARIOS) Y HDD (MEDIOS DIARIOS) EN LA CIUDAD DE SANTIAGO (PERIODO 2091-2100) PARA LOS ESCENARIOS B2 Y A2 CON RESPECTO AL CLIMA ACTUAL (LB) (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [141]). .....	121
TABLA 6.7: DIFERENCIA EN TEMPERATURA MÁXIMA EN LA CIUDAD DE SANTIAGO (PERIODO 2091-2100) PARA LOS ESCENARIOS B2 Y A2 CON RESPECTO AL CLIMA ACTUAL (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [141]). .....	123
TABLA 6.8: PROYECCIÓN DE POBLACIÓN TOTAL DEL GRAN SANTIAGO 1991-2050 [147].....	132
TABLA 6.9: PROYECCIÓN DE POBLACIÓN TOTAL DEL GRAN SANTIAGO HASTA EL AÑO 2050 (ELABORACIÓN PROPIA).....	133
TABLA 6.10: PROYECCIÓN DE POBLACIÓN PARA REGIÓN OECD HACIA EL SIGLO XXI (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [38]). .....	134
TABLA 6.11: OCUPACIÓN DE VIVIENDAS Y PIB PER CÁPITA (US\$ 2012) (FUENTE: FONDO MONETARIO INTERNACIONAL, 2012).....	136
TABLA 6.12: TASAS DE CRECIMIENTO ESTIMADAS DEL PIB PER CÁPITA (US\$ 2012) (FUENTE: FONDO MONETARIO INTERNACIONAL, 2012).....	137
TABLA 6.13: PROYECCIÓN DE PIB PARA REGIÓN OECD HACIA EL SIGLO XXI (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [38]). .....	138
TABLA 6.14: PIB, PIB PER CÁPITA Y PIB PER CÁPITA PPA PARA CHILE Y AL REGIÓN METROPOLITANA EN EL PERIODO HISTÓRICO RECIENTE (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [150]) (US\$ A PRECIOS CONSTANTES). .....	139
TABLA 6.15: DETERMINACIÓN DE IVCS PARA EL PERIODO JULIO 2010 – JUNIO 2013 (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE RED-CDEC). .....	141
TABLA 6.16: CONSUMO ANUAL DE ENERGÍA (KWH) POR HOGAR Y POR FUENTE ENERGÉTICA EN CHILE Y EN SANTIAGO (ZONA 3) (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [76]).....	142
TABLA 6.17: PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL GAS NATURAL EN LA MATRIZ DE USO FINAL Y DEL SECTOR CPR ACTUAL Y HACIA FINES DEL SIGLO XXI (ELABORACIÓN PROPIA). .....	146
TABLA 6.18: CONSUMO DE GAS LICUADO A NIVEL NACIONAL EN LOS SECTORES INDUSTRIAL Y MINERO Y CPR EN TERA-CALORÍAS (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [153]).....	148
TABLA 6.19: CONSUMO DE GAS LICUADO A NIVEL NACIONAL EN LOS SECTORES INDUSTRIAS VARIAS Y CPR EN TERA-CALORÍAS (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [153]).....	149
TABLA 7.1: SIGNIFICANCIA ESTADÍSTICA MENSUAL DE LAS VARIABLES INDEPENDIENTES DEL MSD (ELABORACIÓN PROPIA). .....	156
TABLA 7.2: EJEMPLO DE RESUMEN DE RESULTADOS DEL MSD PARA EL MES DE ENERO 2013 (ELABORACIÓN PROPIA). .....	157
TABLA 7.3: COEFICIENTES DE CORRELACIÓN PARA RLM CON DISTINTAS TEMPERATURAS DE REFERENCIA (MESES CÁLIDOS) (ELABORACIÓN PROPIA).....	159
TABLA 7.4: COEFICIENTES DE CORRELACIÓN PARA RLM CON DISTINTAS TEMPERATURAS DE REFERENCIA (MESE FRÍOS) (ELABORACIÓN PROPIA) (NA SON MESES DONDE LOS HDD SON IGUALES A CERO CON ESA TEMPERATURA DE REFERENCIA). .....	160
TABLA 7.5: COEFICIENTES MENSUALES ACTUALES PRELIMINARES DEL MSD PARA CDD Y HDD (ELABORACIÓN PROPIA). .....	163

TABLA 7.6: COEFICIENTES ESTACIONALES DEFINITIVOS DEL MSD PARA CDD Y HDD (ELABORACIÓN PROPIA). .....	165
TABLA 7.7: AUMENTO PORCENTUAL DE LA DEMANDA AL CONSIDERAR EFECTOS DEL CLIMA ACTUAL (ELABORACIÓN PROPIA). .....	169
TABLA 7.8: DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DEL MERCADO DE AA HACIA FINES DEL SIGLO XXI EN SANTIAGO (ELABORACIÓN PROPIA). .....	174
TABLA 7.9: COEFICIENTES DE SENSIBILIDAD FUTUROS (MEDIOS Y MÁXIMOS) AJUSTADOS SEGÚN SATURACIÓN FUTURA DEL MERCADO DE AA (ELABORACIÓN PROPIA). .....	175
TABLA 7.10: COEFICIENTES DE SENSIBILIDAD FUTUROS (MEDIOS Y MÁXIMOS) AJUSTADOS SEGÚN EFICIENCIA DE LOS EQUIPOS DE AA (ELABORACIÓN PROPIA). .....	178
TABLA 7.11: TAMAÑO FUTURO DE LAS VIVIENDAS EN LOS ESCENARIOS A2 Y B2 (ELABORACIÓN PROPIA). .....	182
TABLA 7.12: CONSUMO DE LAS VIVIENDAS EN CHILE (CASO CON AISLACIÓN Y SIN AISLACIÓN) [97]. .....	183
TABLA 7.13: COEFICIENTES DE SENSIBILIDAD FUTUROS (MEDIOS Y MÁXIMOS) AJUSTADOS SEGÚN CAMBIOS ESTRUCTURALES EN SISTEMAS DE CALEFACCIÓN (ELABORACIÓN PROPIA). .....	185
TABLA 7.14: COEFICIENTES DE SENSIBILIDAD DE LA CURVA LINEALIZADA DEL GAS LICUADO EN FUNCIÓN DE LOS HDD. ....	189
TABLA 7.15: COEFICIENTES DE SENSIBILIDAD FUTUROS (MEDIOS Y MÁXIMOS) AJUSTADOS SEGÚN REEMPLAZO DE CONSUMOS DE GAS LICUADO POR ENERGÍA ELÉCTRICA (ELABORACIÓN PROPIA). .....	190
TABLA 7.16: EFECTOS ABSOLUTOS EN MW DEL CC HACIA FINES DEL SIGLO XXI EN EL ESCENARIO B2 (ELABORACIÓN PROPIA). ....	201
TABLA 7.17: EFECTOS ABSOLUTOS EN MW DEL CC HACIA FINES DEL SIGLO XXI EN EL ESCENARIO A2 (ELABORACIÓN PROPIA). .....	201
TABLA 8.1: SÍNTESIS DE RESULTADOS DEL IMPACTO DEL CC SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA CON SENSIBILIDAD DEMANDA-TEMPERATURA ACTUAL (ELABORACIÓN PROPIA). .....	205
TABLA 8.2: SENSIBILIDADES MÁXIMAS DEFINITIVAS DEMANDA-TEMPERATURA HACIA FINES DEL SIGLO XXI (2091-2100) CONSIDERANDO CAMBIOS ESTRUCTURALES ESPERADOS (ELABORACIÓN PROPIA). .....	207
TABLA 8.3: SÍNTESIS DE RESULTADOS DEL IMPACTO DEL CC SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA CON SENSIBILIDAD DEMANDA-TEMPERATURA DEFINITIVA HACIA FINES DEL SIGLO XXI (ELABORACIÓN PROPIA). .....	208
TABLA 8.4: SÍNTESIS DE RESULTADOS DEL IMPACTO PORCENTUAL AISLADO DEL CC SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA MEDIA DIARIA CON SENSIBILIDAD DEMANDA-TEMPERATURA DEFINITIVA HACIA FINES DEL SIGLO XXI (ELABORACIÓN PROPIA). .....	209
TABLA 8.5: SÍNTESIS DE RESULTADOS DEL IMPACTO AISLADO DEL CC (EN MW) SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA MEDIA DIARIA CON SENSIBILIDAD DEMANDA-TEMPERATURA DEFINITIVA HACIA FINES DEL SIGLO XXI (ELABORACIÓN PROPIA). .....	211
TABLA 8.6: SÍNTESIS DE RESULTADOS DEL IMPACTO AISLADO DEL CC (EN MW) SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA MÁXIMA DIARIA CON SENSIBILIDAD DEMANDA-TEMPERATURA DEFINITIVA HACIA FINES DEL SIGLO XXI (ELABORACIÓN PROPIA). .....	211

---

# Índice de Figuras

---

FIGURA 2.1. CONCENTRACIONES ATMOSFÉRICAS DE GEI DURANTE LOS ÚLTIMOS 2.000 AÑOS (ESTIMADAS A PARTIR DE ESTUDIOS SOBRE MASAS DE HIELO O MEDIDAS DIRECTAMENTE EN LA ATMÓSFERA) [10].	8
FIGURA 2.2. ESTIMACIÓN Y RANGO DEL FORZAMIENTO RADIATIVO GLOBAL, AL AÑO 2011, DE LOS PRINCIPALES AGENTES Y MECANISMOS QUE ALTERAN EL SISTEMA CLIMÁTICO [1].	9
FIGURA 2.3. TEMPERATURA MEDIA GLOBAL SUPERFICIAL, RELATIVA AL PROMEDIO DEL PERIODO 1981-1990, Y TASAS DE INCREMENTO LINEAL [1].	11
FIGURA 2.4. TENDENCIA DE VARIACIÓN POR DÉCADA DEL AGUA PRECIPITABLE (COLUMNA DE VAPOR DE AGUA TOTAL) ENTRE 1998 Y 2012 [1].	12
FIGURA 2.5. CAMBIO EN LA COBERTURA NIVOSA EN EL HEMISFERIO NORTE DURANTE LOS MESES DE PRIMAVERA [1].	12
FIGURA 2.6. CAMBIO EN LA EXTENSIÓN DE HIELO MARINO [10].	13
FIGURA 2.7. NIVEL MEDIO ANUAL GLOBAL DEL MAR EN RELACIÓN AL PROMEDIO DEL PERIODO 190-1905 (DISTINTOS COLORES INDICAN DIFERENTES FUENTES DE DATOS. SE MUESTRAN ADEMÁS LOS INTERVALOS DE CONFIANZA DEL 90%) [1].	13
FIGURA 2.8. VARIACIÓN POR DÉCADA EN LAS PRECIPITACIONES ANUALES ENTRE 1901 Y 2010 [1].	14
FIGURA 2.9. CLIMOGRAMA DE PRECIPITACIONES Y TEMPERATURA DEL CLIMA ACTUAL EN SANTIAGO [16].	15
FIGURA 2.10. TENDENCIA LINEAL DE PRECIPITACIÓN ANUAL (MM/30 AÑOS) CALCULADA PARA ÍNDICES REGIONALES DE PRECIPITACIÓN SOBRE PERIODOS MÓVILES DE 30 AÑOS, ENTRE 1930 Y 2000 [19].	16
FIGURA 2.11. TENDENCIA LINEAL DE PRECIPITACIÓN ANUAL EN ESTACIONES CHILENAS AL SUR DE LOS 30°S DURANTE EL PERIODO 1970-2000, EXPRESADAS COMO CAMBIO EN LOS VALORES NORMALIZADOS POR CADA 10 AÑOS [19].	16
FIGURA 2.12. PROMEDIOS ANUALES DE ANOMALÍAS DE TEMPERATURAS MÁXIMA Y MÍNIMA DIARIA EN LAS ESTACIONES DE ANTOFAGASTA, COPIAPÓ, VALLENAR Y LA SERENA, CON RESPECTO AL PROMEDIO DEL PERIODO 1961-1990 [27].	18
FIGURA 2.13. SERIES TEMPORALES DE ANOMALÍAS DE LA TEMPERATURA ATMOSFÉRICA SUPERFICIAL EN EL CHILE CENTRAL (27,5°S – 37,5°S) [29].	19
FIGURA 2.14. TRAYECTORIAS DE LAS EMISIONES MUNDIALES Y LA CONCENTRACIÓN ATMOSFÉRICA DE CO <sub>2</sub> [37].	23
FIGURA 2.15. EMISIONES MUNDIALES DE CO <sub>2</sub> ASOCIADAS A LA ENERGÍA Y A LA INDUSTRIA [36].	24
FIGURA 2.16. EMISIONES MUNDIALES DE CO <sub>2</sub> EN LA ACTUALIDAD [10].	24
FIGURA 2.17. PROYECCIONES PROMEDIO DE TEMPERATURA SUPERFICIAL PARA EL SIGLO XXI Y SU PROBABILIDAD DE OCURRENCIA [8].	26
FIGURA 2.18. RANGOS DE CALENTAMIENTO DE LA SUPERFICIE PROMEDIOS EN BASE A MÚLTIPLES MODELOS CLIMÁTICOS [10].	26
FIGURA 2.19. PATRONES DE CAMBIO EN LAS PRECIPITACIONES PROYECTADOS [10].	27
FIGURA 2.20. DIFERENCIAS EN LA TEMPERATURA MEDIA DIARIA PARA CADA ESTACIÓN DEL AÑO ENTRE EL FINAL DEL SIGLO XXI (2071-2100) Y EL CLIMA ACTUAL (1960-1990) [15].	28
FIGURA 2.21. ÁREA CON TEMPERATURA INFERIOR A 0°C BAJO EL CLIMA ACTUAL (AZUL) Y A FINES DEL SIGLO XXI (ROJO) [15].	29
FIGURA 2.22. DIFERENCIA EN LA SUMA PLUVIOMÉTRICA ESTACIONAL PARA CADA ESTACIÓN DEL AÑO ENTRE EL FINAL DEL SIGLO XXI (2071-2100) Y EL CLIMA ACTUAL (1960-1990) [15].	30
FIGURA 2.23. ÁREAS EN QUE LA PLUVIOMETRÍA A FINES DEL SIGLO XXI (2071-2100), BAJO EL ESCENARIO A2, DISMINUYE (NARANJO) O AUMENTA (VERDE) MÁS DE UN 15% CON RESPECTO AL CLIMA ACTUAL (1960-1990) [15].	31
FIGURA 3.1. METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE IMPACTO DEL CC SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [7] Y [33]).	34
FIGURA 3.2. TIPOS DE PRONÓSTICOS DE DEMANDA ELÉCTRICA SEGÚN HORIZONTE TEMPORAL DE ANÁLISIS (ELABORACIÓN PROPIA).	36
FIGURA 3.3. TIPOS DE EFECTOS DEL CC SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN ENTORNOS URBANOS (ELABORACIÓN PROPIA).	39
FIGURA 3.4. EFECTO DEL CC SOBRE LAS DEMANDAS DE SISTEMAS DE CALEFACCIÓN Y AIRE ACONDICIONADO Y PRINCIPALES FACTORES QUE DEFINEN EL EFECTO NETO FINAL (ELABORACIÓN PROPIA).	42
FIGURA 3.5. MODIFICACIONES EN LA DEMANDA ENERGÉTICA DE USO FINAL PARA CALEFACCIÓN, AIRE ACONDICIONADO, Y AGREGADA (CAMBIO NETO) PRODUCTO DEL CC HACIA EL AÑO 2025, CON RESPECTO AL AÑO 2000, EN LOS ESTADOS UNIDOS [65].	42

FIGURA 3.6. RELACIÓN ENTRE DEMANDA ELÉCTRICA NORMALIZADA Y TEMPERATURA MEDIA DIARIA PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO DE GRECIA (1993-2003) [33].	56
FIGURA 3.7. RELACIÓN TEÓRICA ENTRE TEMPERATURA Y CONSUMO DE ENERGÍA [44].	58
FIGURA 3.8. ÁREA PER CÁPITA DE LAS VIVIENDAS VS PIB PER CÁPITA [70].	67
FIGURA 3.9. SATURACIÓN DEL MERCADO RESIDENCIAL DE AIRE ACONDICIONADO PARA 40 CIUDADES DE LOS ESTADOS UNIDOS [90].	71
FIGURA 3.10. DISPONIBILIDAD DE AIRE ACONDICIONADO VERSUS INGRESO MENSUAL POR HOGAR [100].	73
FIGURA 3.11. PATRÓN DE LA CURVA DE CARGA DIARIA DE LOS VE [118].	75
FIGURA 3.12. EFECTO DE LOS PEV SOBRE LA CARGA PEAK DE VERANO BAJO UN SISTEMA DE CARTA CONTROLADA Y NO CONTROLADA [118].	76
FIGURA 3.13. DESPLAZAMIENTO HORARIO DE LA CARGA DE LODE VE EN LA CURVA DE CARGA DIARIA [121].	76
FIGURA 3.14. REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA PARA MANTENER LAS TEMPERATURAS INTERIORES DENTRO DE LA ZONA DE CONFORT Y EJEMPLOS DE CAMBIOS ESTRUCTURALES QUE AFECTAN DICHA DEMANDA [89].	78
FIGURA 4.1 GRÁFICO DE RESIDUOS EN FUNCIÓN DE UNA VARIABLE INDEPENDIENTE PARA DETECCIÓN DE HETEROCEDASTICIDAD [124].	89
FIGURA 5.1. METODOLOGÍA GENERAL USADA EN LA PRESENTE TESIS (ELABORACIÓN PROPIA).	101
FIGURA 5.2. CASOS DE EVALUACIÓN DE TEMPERATURAS DE REFERENCIA PARA HDD Y CDD	108
FIGURA 6.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS ESTACIONES METEOROLÓGICAS DE LA DMC DENTRO DEL ÁREA METROPOLITANA DE SANTIAGO.	114
FIGURA 6.2. RELACIÓN ENTRE HUMEDAD RELATIVA (%) Y TEMPERATURA MEDIA DIARIA EN SANTIAGO (PERIODO: JULIO 2010 - JUNIO 2013) (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [138]).	118
FIGURA 6.3. EVOLUCIÓN FUTURA DE LOS HDD Y CDD EN SANTIAGO. COMPARACIÓN ENTRE EL PERIODO 2091-2100 (BAJO LOS ESCENARIOS B2 Y A2) Y EL CLIMA ACTUAL 1960-1990 (ELABORACIÓN PROPIA).	122
FIGURA 6.4. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS SSEE DE RETIRO DE ENERGÍA PARA CLIENTES REGULADOS DEL GRAN SANTIAGO.	124
FIGURA 6.5. ÍNDICE DE VARIACIÓN DEL PERFIL DE DEMANDA INTRA-ANUAL EN EL GRAN SANTIAGO (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE RED-CDEC).	125
FIGURA 6.6. ÍNDICE DE VARIACIÓN DEL PERFIL DE DEMANDA MENSUAL EN VERANO EN EL GRAN SANTIAGO (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE RED-CDEC).	126
FIGURA 6.7. ÍNDICE DE VARIACIÓN DEL PERFIL DE DEMANDA MENSUAL EN OTOÑO EN EL GRAN SANTIAGO (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE RED-CDEC).	127
FIGURA 6.8. ÍNDICE DE VARIACIÓN DEL PERFIL DE DEMANDA MENSUAL EN INVIERNO EN EL GRAN SANTIAGO (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE RED-CDEC).	127
FIGURA 6.9. ÍNDICE DE VARIACIÓN DEL PERFIL DE DEMANDA MENSUAL EN PRIMAVERA EN EL GRAN SANTIAGO (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE RED-CDEC).	128
FIGURA 6.10. VARIACIÓN DE LAS HORAS DE LUZ DIURNA A LO LARGO DEL AÑO EN LA CIUDAD DE SANTIAGO. EL DÍA JULIANO SE REFIERE A LA NUMERACIÓN DONDE EL DÍA NÚMERO 1 ES EL 1 DE ENERO Y EL DÍA NÚMERO 365 ES EL 31 DE DICIEMBRE (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [139]).	129
FIGURA 6.11. VARIACIÓN DE LAS HORAS DE LUZ DIURNA DENTRO DE CADA MES EN LA CIUDAD DE SANTIAGO (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [139]).	129
FIGURA 6.12. PROYECCIÓN DE POBLACIÓN NACIONAL EN CHILE 1950-2050 (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [146]).	131
FIGURA 6.13. TASA DE VARIACIÓN ANUAL PORCENTUAL DE LA POBLACIÓN EN SANTIAGO Y CHILE EN EL PERIODO RECIENTE Y PROYECTADO (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [147]).	132
FIGURA 6.14. PROYECCIÓN DE POBLACIÓN PARA EL GRAN SANTIAGO (1990-2100) (ELABORACIÓN PROPIA).	135
FIGURA 6.15. OCUPACIÓN DE VIVIENDAS EN FUNCIÓN DEL PIB PER CÁPITA (US\$ 2012) (ELABORACIÓN PROPIA).	136
FIGURA 6.16. PROYECCIÓN DE CRECIMIENTO DEL PIB PER CÁPITA EN CHILE, 2000-2100 [149].	137
FIGURA 6.17. PROYECCIÓN DE TASAS DE VARIACIÓN ANUAL DEL PIB EN CHILE DURANTE EL SIGLO XXI (ELABORACIÓN PROPIA)	139
FIGURA 6.18. PROYECCIÓN DEL PIB PER CÁPITA (NOMINAL) PARA SANTIAGO DURANTE EL SIGLO XXI (ELABORACIÓN PROPIA)	140
FIGURA 6.19. PORCENTAJE DEL CONSUMO ANUAL POR HOGAR SEGÚN CADA ENERGÉTICO A NIVEL NACIONAL Y EN SANTIAGO (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [76]).	142
FIGURA 6.20. PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LOS ENERGÉTICOS CON RESPECTO A LA MATRIZ DEL SECTOR CPR EN SANTIAGO (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [151]).	143

FIGURA 6.21. PORCENTAJE DE LA ENERGÍA TOTAL CONSUMIDA QUE CORRESPONDE A GAS Y ELECTRICIDAD DURANTE EL SIGLO XXI (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [38]).....	144
FIGURA 6.22. PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA MATRIZ DEL SECTOR CPR Y EN LA MATRIZ NACIONAL DE USO FINAL (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [151]).....	145
FIGURA 6.23. CONSUMO MENSUAL DE GAS LICUADO, EN TONELADAS, EN LA REGIÓN METROPOLITANA EN EL PERIODO 2006-2012 (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [152]).....	147
FIGURA 6.24. CONSUMO MEDIO DIARIO POR MES DE GAS LICUADO (MWh) EN EL PERIODO 2006-2012 EN SANTIAGO DE CHILE (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [152]).....	150
FIGURA 6.25. CONSUMO MEDIO DIARIO DE GAS LICUADO (MWh) EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA AMBIENTE EN SANTIAGO (PERIODOS 2006-2007 Y 2010-2012) (ELABORACIÓN PROPIA).....	151
FIGURA 6.26. PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SECTOR CPR EN FUNCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DEL KEROSENE (ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A [151]).....	153
FIGURA 7.1. RESIDUOS EN FUNCIÓN DE LOS HDD PARA AGOSTO EN LOS AÑOS 2010, 2011 Y 2012 (ELABORACIÓN PROPIA).....	158
FIGURA 7.2. RESIDUOS EN FUNCIÓN DE LAS HROAS DE LUZ SOLAR PARA AGOSTO EN LOS AÑOS 2010, 2011 Y 2012 (ELABORACIÓN PROPIA).....	158
FIGURA 7.3. PROMEDIO Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR DEL COEFICIENTE $R^2$ AJUSTADO PARA DISTINTAS TEMPERATURAS DE REFERENCIA DE CDD (ELABORACIÓN PROPIA).....	159
FIGURA 7.4. PROMEDIO Y DESVIACIÓN ESTÁNDAR DEL COEFICIENTE $R^2$ AJUSTADO PARA DISTINTAS TEMPERATURAS DE REFERENCIA DE HDD (ELABORACIÓN PROPIA).....	161
FIGURA 7.5. COEFICIENTES DE SENSIBILIDAD ACTUAL DEMANDA-TEMPERATURA DE MAYO, JUNIO, JULIO, AGOSTO Y SEPTIEMBRE (ELABORACIÓN PROPIA).....	166
FIGURA 7.6. COEFICIENTES DE SENSIBILIDAD ACTUAL DEMANDA-TEMPERATURA DE ABRIL, OCTUBRE Y NOVIEMBRE (ELABORACIÓN PROPIA).....	166
FIGURA 7.7. COEFICIENTES DE SENSIBILIDAD ACTUAL DEMANDA-TEMPERATURA DE DICIEMBRE, ENERO, FEBRERO Y MARZO (ELABORACIÓN PROPIA).....	166
FIGURA 7.8. CURVAS ESTACIONALES DE RESPUESTA DEMANDA-TEMPERATURA CON LA SENSIBILIDAD ACTUAL (ELABORACIÓN PROPIA). 167	167
FIGURA 7.9. DEMANDA MEDIA BASE Y DEMANDA MEDIA CONSIDERANDO LOS EFECTOS DEL CLIMA ACTUAL PARA EL PERIODO HISTÓRICO (LÍNEA DE BASE DE DEMANDA ACTUAL) (ELABORACIÓN PROPIA).....	168
FIGURA 7.10. IMPACTO PORCENTUAL DEL CC SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA HACIA 2090-2100 CONSIDERANDO LA SENSIBILIDAD ACTUAL MEDIA DEMANDA-TEMPERATURA (ESCENARIO MÁS PROBABLE) (ELABORACIÓN PROPIA).....	170
FIGURA 7.11. IMPACTO PORCENTUAL DEL CC SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA HACIA 2090-2100 CONSIDERANDO LA SENSIBILIDAD ACTUAL MÁXIMA DEMANDA-TEMPERATURA (PEOR ESCENARIO) (ELABORACIÓN PROPIA).....	172
FIGURA 7.12. IMPACTO PORCENTUAL AGREGADO DEL CC Y LA MAYOR SATURACIÓN DEL MERCADO DE AA SOBRE LA DEMANDA MEDIA MENSUAL HACIA 2090-2100 CONSIDERANDO LA SENSIBILIDAD AJUSTADA MEDIA DEMANDA-TEMPERATURA (ESCENARIO MÁS PROBABLE) (ELABORACIÓN PROPIA).....	176
FIGURA 7.13. IMPACTO PORCENTUAL AGREGADO DEL CC Y LA MAYOR SATURACIÓN DEL MERCADO DE AA SOBRE LA DEMANDA MEDIA MENSUAL HACIA 2090-2100 CONSIDERANDO LA SENSIBILIDAD AJUSTADA MÁXIMA DEMANDA-TEMPERATURA (ESCENARIO MÁS PROBABLE) (ELABORACIÓN PROPIA).....	177
FIGURA 7.14. IMPACTO PORCENTUAL AGREGADO DEL CC Y AJUSTES ESTRUCTURALES DE SISTEMAS DE AA SOBRE LA DEMANDA MEDIA MENSUAL HACIA 2090-2100 CONSIDERANDO LA SENSIBILIDAD MEDIA FUTURA DEFINITIVA DEMANDA-CDD (ELABORACIÓN PROPIA). .....	179
FIGURA 7.15. IMPACTO PORCENTUAL AGREGADO DEL CC Y AJUSTES ESTRUCTURALES DE SISTEMAS DE AA SOBRE LA DEMANDA MEDIA MENSUAL HACIA 2090-2100 CONSIDERANDO LA SENSIBILIDAD MÁXIMA FUTURA DEFINITIVA DEMANDA-CDD (ELABORACIÓN PROPIA).....	180
FIGURA 7.16. AUMENTO EN EL COEFICIENTE DE SENSIBILIDAD DE HDD PARA JUNIO, JULIO Y AGOSTO, POR EFECTO DE LOS CAMBIOS ESTRUCTURALES EN LOS SISTEMAS DE CALEFACCIÓN Y AISLACIÓN TÉRMICA (ELABORACIÓN PROPIA).....	186
FIGURA 7.17. IMPACTO PORCENTUAL AGREGADO DEL CC Y AJUSTES ESTRUCTURALES (SISTEMAS DE AA Y REQUERIMIENTOS DE CALEFACCIÓN) SOBRE LA DEMANDA MEDIA MENSUAL HACIA 2090-2100 CONSIDERANDO LA SENSIBILIDAD MEDIA AJUSTADA (ELABORACIÓN PROPIA).....	186

FIGURA 7.18. IMPACTO PORCENTUAL AGREGADO DEL CC Y AJUSTES ESTRUCTURALES (SISTEMAS DE AA Y REQUERIMIENTOS DE CALEFACCIÓN) SOBRE LA DEMANDA MEDIA MENSUAL HACIA 2090-2100 CONSIDERANDO LA SENSIBILIDAD MÁXIMA AJUSTADA (ELABORACIÓN PROPIA).....	188
FIGURA 7.19. AUMENTO EN EL COEFICIENTE DE SENSIBILIDAD DE HDD PARA JUNIO, JULIO Y AGOSTO, POR EFECTO DEL REEMPLAZO DE CONSUMOS DE GAS LICUADO POR ENERGÍA ELÉCTRICA (ELABORACIÓN PROPIA). ....	191
FIGURA 7.20. IMPACTO PORCENTUAL AGREGADO DEL CC Y AJUSTES ESTRUCTURALES SOBRE LA DEMANDA MEDIA MENSUAL HACIA 2090-2100 CONSIDERANDO LAS SENSIBILIDADES MEDIAS FUTURAS DEFINITIVAS DEMANDA-CDD Y DEMANDA-HDD (ELABORACIÓN PROPIA).....	192
FIGURA 7.21. IMPACTO PORCENTUAL AGREGADO DEL CC Y AJUSTES ESTRUCTURALES SOBRE LA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL HACIA 2090-2100 CONSIDERANDO LAS SENSIBILIDADES MEDIAS FUTURAS DEFINITIVAS DEMANDA-CDD Y DEMANDA-HDD (ELABORACIÓN PROPIA).....	193
FIGURA 7.22. EFECTO PORCENTUAL AISLADO DEL CAMBIO CLIMÁTICO Y SUS CAMBIOS ESTRUCTURALES ASOCIADOS SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL ESCENARIO B2 CON SENSIBILIDAD MEDIA (ELABORACIÓN PROPIA). ....	195
FIGURA 7.23. EFECTO PORCENTUAL AISLADO DEL CAMBIO CLIMÁTICO Y SUS CAMBIOS ESTRUCTURALES ASOCIADOS SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL ESCENARIO A2 CON SENSIBILIDAD MEDIA (ELABORACIÓN PROPIA). ....	196
FIGURA 7.24. EFECTO PORCENTUAL AISLADO DEL CAMBIO CLIMÁTICO Y SUS CAMBIOS ESTRUCTURALES ASOCIADOS SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL ESCENARIO B2 CON SENSIBILIDAD MÁXIMA (ELABORACIÓN PROPIA).....	197
FIGURA 7.25. EFECTO PORCENTUAL AISLADO DEL CAMBIO CLIMÁTICO Y SUS CAMBIOS ESTRUCTURALES ASOCIADOS SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL ESCENARIO A2 CON SENSIBILIDAD MÁXIMA (ELABORACIÓN PROPIA). ....	198
FIGURA 7.26. RELACIÓN ENTRE DEMANDA ELÉCTRICA PER CÁPITA (KWH/HAB) DEL SECTOR CPR EN FUNCIÓN DEL PIB PER CÁPITA(US\$ DE 2008). ....	199
FIGURA 7.27. SATURACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO EN FUNCIÓN DEL PIB PER CÁPITA [157]. ....	200
FIGURA 7.28. EFECTO ABSOLUTO AISLADO DEL CC SOBRE LA DEMANDA MEDIA DIARIA (MW) HACIA FINES DEL SIGLO XXI (ELABORACIÓN PROPIA).....	202
FIGURA 7.29. EFECTO ABSOLUTO AISLADO DEL CC SOBRE LA DEMANDA MÁXIMA DIARIA (MW) HACIA FINES DEL SIGLO XXI (ELABORACIÓN PROPIA).....	203



---

## Abreviaciones

---

AA:	Aire acondicionado
a.a.p.:	Años Antes del Presente
AG:	Algoritmos Genéticos
AR:	Modelos Autoregresivos
ARIMA:	Modelos Autoregresivos Integrados de Medias Móviles
ARMA:	Modelos Autoregresivos de Medias Móviles
CC:	Cambio Climático
CDD:	Grados Días de Enfriamiento (Cooling Degree Days)
CH <sub>4</sub> :	Gas Metano
CMNUCC:	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CO <sub>2</sub> :	Dióxido de Carbono
CONAMA:	Comisión Nacional del Medio Ambiente
CPR:	Sector Comercial, Público y Residencial
DDC:	Centro de Distribución de Datos del IPCC
EDH:	Efecto de Día Hábil
EIA:	Efecto Invernadero Aumentado
EIN:	Efecto Invernadero Natural
ELD:	Días de Entalpía Latente
ENSO:	El Niño - Oscilación del Sur
FR:	Forzamiento Radiativo
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
GLP:	Gas Licuado Presurizado
GN:	Gas Natural
GNL:	Gas Natural Licuado
GtCO <sub>2</sub> :	Gigatoneladas de CO <sub>2</sub>
H <sub>2</sub> O:	Vapor de Agua
HDD:	Grados Días de Calentamiento (Heating Degree Days)
HFCs:	Hidrofluorocarbonos
IPCC:	Intergovernmental Panel on Climate Change (Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático)
IVCS:	Índice de Variación Calendaria Semanal
LOSU:	Level of Scientific Understanding (Nivel de Comprensión Científica)
MCG:	Modelos Climáticos Globales
MCGAOA:	Modelos de Circulación General Acoplados Océano-Atmósfera
MCR:	Modelos Climáticos Regionales
MEGC:	Modelos de Equilibrio General Computable
MEP:	Modelos de Equilibrio Parcial
MEPS:	Estándares Mínimos de Desempeño Eficiente (Minimum Efficiency Performance Standards)
MSD:	Modelo de Sensibilidad de Demanda
N <sub>2</sub> O:	Dióxido Nitroso
NO <sub>x</sub> :	Óxidos Nitrosos
O <sub>3</sub> :	Ozono
ODP:	Oscilación Decadal del Pacífico

OECD:	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OMM:	Organización Meteorológica Mundial
OMS:	Organización Mundial de la Salud
ONU:	Organización de las Naciones Unidas
PDT:	Patrón de Dependencia con la Temperatura
PEE:	Programas de Estándares y Etiquetado
PFCs:	Perfluorocarbonos
PIB:	Producto Interno Bruto
PNUMA:	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
PPA:	Paridad del Poder Adquisitivo
ppb:	Partículas por billón
ppm:	Partículas por millón
PRECIS:	Providing Regional Climates for Impact Studies
REEE:	Reporte Especial de Escenarios de Emisiones
RLM:	Regresión Lineal Múltiple
RLS:	Regresión Lineal Simple
RTD:	Rango de Temperatura Diario
SF <sub>6</sub> :	Hexafluoruro de Azufre.
SIC:	Sistema Interconectado Central
VCI:	Vehículo de Combustión Interna
VE:	Vehículo Eléctrico

## INTRODUCCIÓN

---

### 1.1 Motivación

Existe consenso en la comunidad científica actual sobre lo inequívoco del cambio climático (CC) en el planeta, manifiesto en el aumento de la temperatura media superficial y oceánica (calentamiento global), reducción de la cobertura de nieve, glaciares y campos de hielo, aumento de la humedad atmosférica, cambios en la distribución de precipitaciones, nubosidad y viento, y elevación del nivel del mar. Este cambio, principalmente de origen antropogénico, se debe al aumento en la concentración atmosférica de gases de efecto invernadero (GEI) como resultado de emisiones a partir de la combustión fósil y la deforestación.

El CC se superpone a la variabilidad climática natural, llevando a estados permanentes y transitorios del clima, en muchos casos, sin precedentes en los últimos siglos o milenios [1]. Surge así con importancia, la necesidad de estimar las interacciones entre este fenómeno y los sistemas antrópicos. A la fecha, las investigaciones se han centrado en caracterizar la evolución de los GEI y en evaluar estrategias de mitigación de emisiones. Sólo recientemente han surgido estudios centrados en los potenciales efectos del CC sobre los sectores forestal, agrícola y pesquero y, en menor medida, sobre los sectores industrial y energético.

Dentro del sector energético, se ha identificado dependencia climática en el área eléctrica y de combustibles, con distintos impactos en los subsectores de generación-producción, transmisión-transporte, y demanda. Este último subsector es el que se analiza en la presente tesis, centrándose en el caso de Chile, que al ser una economía pequeña en el concierto internacional, se verá afectada por las decisiones globales que se tomen respecto al CC y la mitigación de emisiones, las cuales, hoy han demostrado falta de compromiso de las grandes potencias mundiales, haciendo difícil prever un futuro con un nivel de GEI que cumpla los acuerdos internacionales. Dentro de Chile, es de especial interés la evaluación de impactos sobre su capital, Santiago, por su importancia en la economía nacional y el alto porcentaje de población que concentra.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo General**

El presente trabajo de tesis tiene por objetivo general determinar el impacto que tendrá el cambio climático sobre la demanda eléctrica de Santiago de Chile hacia fines del Siglo XXI.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

Los objetivos específicos de la presente tesis son:

- Estimar la sensibilidad actual y futura de la demanda eléctrica frente a la temperatura en la ciudad de Santiago, diferenciando su respuesta frente a temperaturas bajas y altas.
- Determinar las temperaturas de referencia con las que se obtiene la mejor caracterización de la demanda eléctrica.
- Analizar el efecto que tendría hoy el cambio climático superpuesto sobre la demanda eléctrica.
- Caracterizar la variación intra-anual de la sensibilidad actual y futura de la demanda eléctrica a la temperatura.
- Definir escenarios socioeconómicos y tecnológicos concordantes con la evolución climática futura para Santiago.
- Caracterizar la evolución de la sensibilidad demanda-temperatura hacia fines del Siglo XXI como función de cambios estructurales y tendencias esperados.
- Determinar el efecto de la sustitución de combustibles en el impacto del cambio climático sobre la demanda eléctrica en Santiago hacia fines del Siglo XXI.
- Estimar el impacto del desarrollo del mercado de equipos de aire acondicionado sobre el consumo eléctrico en Santiago hacia 2100.
- Estimar la magnitud del impacto del cambio climático sobre la demanda eléctrica en Santiago hacia fines del Siglo XXI, aislándolo de otros posibles impactos.
- Observar la utilidad del análisis mediante grados-días para analizar la relación demanda-temperatura y para la identificación de variaciones estructurales futuras.

## **1.3 Alcances**

El presente trabajo de tesis busca establecer un modelo de determinación del impacto del CC sobre la demanda eléctrica en Santiago, siendo el primer enfoque econométrico con que se evalúa tal impacto en Chile en un horizonte de evaluación hacia fines del Siglo XXI.

Se busca determinar, en particular, el impacto que tendrá el aumento de temperatura ambiente, la que ha sido identificada en la literatura como la variable climática de mayor efecto sobre la demanda. Se excluyen del presente análisis, efectos de otras variables climáticas, con impactos menores o menos evidentes según la teoría.

Este trabajo no busca entregar pronósticos con precisión de demanda eléctrica en el largo plazo, debido a los elevados niveles de incertidumbre que ésta tiene en el horizonte temporal de análisis, sino que se centra en identificar la proporción de cambio en ella que se explicaría exclusivamente debido al CC, tanto a partir de información histórica disponible, como de cambios estructurales probables de ocurrir en el futuro.

Así, los esfuerzos se han puesto en identificar la sensibilidad de la demanda eléctrica a la temperatura, con énfasis en una componente altamente sensible al clima: el acondicionamiento térmico de espacios interiores.

La presente tesis se concentra en la demanda eléctrica de la principal ciudad de Chile, en particular, de su sector comercial, público y residencial (CPR), relacionado directamente con el concepto de clientes regulados pues, en la literatura, se ha identificado a este sector como uno de los más sensibles al clima, y a los espacios urbanos como unidades donde serían posibles las sinergias necesarias para lograr buenas adaptaciones al CC. Esto es particularmente relevante en Chile, país eminentemente urbano y con gran concentración poblacional en su capital.

Si bien el presente estudio incluye análisis sobre otros energéticos, esta inclusión sólo responde a la evaluación de su eventual sustitución futura por energía eléctrica, sin buscar generar proyecciones futuras en detalle de tales fuentes energéticas.

No se han incluido en esta tesis, como tampoco se hace en la literatura revisada, los precios de los energéticos en las proyecciones, debido fundamentalmente a su elevada variabilidad e incertidumbre que hace mejor tratarlos como variables endógenas en el largo plazo.

## **1.4 Estructura de la Tesis**

La presente tesis está estructurada en 8 capítulos. En el Capítulo 1 se señala la motivación, objetivos y alcances del trabajo. En el Capítulo 2 se describen las bases físicas del cambio climático y el calentamiento global, con énfasis en sus evidencias históricas y proyecciones futuras, tanto en Santiago, como en Chile y el mundo. El Capítulo 3, en tanto, describe en detalle los principales nexos entre cambio

climático y demanda eléctrica, con una exhaustiva revisión bibliográfica de los efectos identificados, la metodología para abordarlos, y las modificaciones estructurales, económicas y tecnológicas que afectan tales relaciones. Este capítulo autocontiene, en su última sección, conclusiones preliminares del trabajo de tesis que surgen a partir de la extensa revisión bibliográfica, y que se utilizan como base para los detalles presentados en el Capítulo 5. En el Capítulo 4 se describen las principales herramientas utilizadas en la actualidad para pronósticos de demanda eléctrica en el largo plazo en el contexto del cambio climático. El Capítulo 5, por su parte, describe, en particular, la metodología detallada que se usa en el presente trabajo. En el Capítulo 6 se muestran y analizan las principales fuentes de información, datos, relaciones y proyecciones que se utilizan para modelar la demanda eléctrica futura y el impacto del CC sobre ella. En el Capítulo 7 se presentan los resultados y estimaciones obtenidos para este impacto y en el Capítulo 8, se detallan las conclusiones del trabajo de tesis y se entregan recomendaciones de trabajo futuro.

# CAMBIO CLIMÁTICO EN CHILE Y EL MUNDO

---

## 2.1 Clima y Cambio Climático

El sistema climático es una estructura altamente compleja que incluye cinco componentes principales: atmósfera, hidrósfera, criósfera, litósfera y biósfera, y las interacciones entre ellas [2].

El tiempo meteorológico es el conjunto de condiciones atmosféricas existentes en un periodo breve sobre una localización particular, siendo generalmente difícil de predecir más allá de unos cuantos días, ya que presenta grandes fluctuaciones, incluso en cortos periodos de tiempo [3] [4].

El clima, en tanto, es la descripción estadística, en término de valores medios y variabilidad, de las condiciones del tiempo, en un área geográfica definida, en el largo plazo [3] [4], típicamente 30 años, según la Organización Meteorológica Mundial (OMM) [5]. El clima varía con la localización (según latitud, altitud, distancia al océano, relieve, etc.), y con el tiempo, a intervalos anuales, del orden de las décadas o mayores [2] [3] [4].

Surge entonces el concepto de variabilidad climática, en referencia a los cambios en el estado promedio u otras estadísticas del clima, debido a su propia dinámica interna o a factores forzantes externos, sean éstos naturales (erupciones volcánicas, ciclos solares) o antropogénicos (emisiones atmosféricas, cambios en uso del suelo) [2]. Es usual, en la literatura, reducir el concepto de variabilidad climática sólo a las desviaciones de las variables climáticas respecto a su promedio de largo plazo.

Finalmente, el cambio climático (CC) se refiere a variaciones del clima en el largo plazo, debido a variabilidad natural o como resultado de la actividad humana. Sin embargo, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) restringe esta definición a aquellas variaciones atribuidas, directa o indirectamente, a la alteración antropogénica de la composición de la atmósfera, y que se superponen a la variabilidad climática natural [2].

## 2.1.1 Efecto Invernadero

La energía del Sol que llega a la Tierra (radiación solar) lo hace en longitudes de onda corta (rango visible y ultravioleta del espectro electromagnético). Del total de esta energía incidente en la atmósfera exterior, cerca de un tercio se refleja de nuevo al espacio, y dos tercios son absorbidos por la superficie del planeta y, en menor medida, por la misma atmósfera. Para equilibrar esta absorción de energía, el planeta irradia, en promedio, la misma cantidad de energía al espacio. Como la Tierra es mucho más fría que el Sol, lo hace en longitudes de onda mucho más largas (rango infrarrojo) [6].

Los gases de efecto invernadero (GEI) son componentes de la atmósfera, de origen natural o antropogénico, que absorben y emiten radiación en longitudes de onda infrarrojas específicas, por lo que, junto con las nubes, absorben gran parte de la radiación emitida por la superficie terrestre, emitiéndola luego, también en el rango infrarrojo, en todas las direcciones, incluso hacia la misma superficie terrestre, atrapando una fracción del calor en el sistema superficie-tropósfera en un proceso llamado Efecto Invernadero Natural (EIN), que calienta la superficie del planeta, haciendo que la temperatura se encuentre en el rango que permite la vida (14°C en promedio). Sin este efecto, la temperatura promedio de la superficie terrestre estaría bajo los 0°C.

Sin embargo, la actividad humana, principalmente mediante combustión fósil y deforestación, ha elevado fuertemente la concentración atmosférica de GEI, provocando un aumento en la opacidad infrarroja de la atmósfera, incrementando el EIN y dando lugar al fenómeno conocido como Efecto Invernadero Aumentado (EIA) o calentamiento global [2] [6], que se caracteriza por un aumento generalizado en la temperatura superficial del planeta. Este fenómeno presenta una serie de interacciones e impactos, tanto con sistemas naturales como antrópicos. Los principales GEI son el vapor de agua (H<sub>2</sub>O), el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el dióxido nitroso (N<sub>2</sub>O), el metano (CH<sub>4</sub>), y el ozono (O<sub>3</sub>), existiendo también GEI producidos sólo por la actividad humana como los halocarbonos y otros compuestos con cloro y bromo [2] [6].

Se debe tener claridad entonces en la diferencia entre cambio climático, que corresponde a la variación, producto de la acción antropogénica, en cualquier variable climática, y calentamiento global, que es sólo una de sus manifestaciones, en particular, sobre la temperatura.

## 2.1.2 Bases Físicas del Cambio Climático

El estado del clima en el planeta se ve fuertemente afectado por el calor almacenado en la atmósfera y los océanos [3], por lo que las variaciones en las concentraciones atmosféricas de GEI, al



tener un gran potencial para alterar este almacenamiento, pueden causar importantes cambios climáticos. Si bien estas concentraciones han variado históricamente en forma natural, en los últimos siglos, y especialmente a partir de la segunda mitad del Siglo XX, la explosión demográfica y el aumento en los estándares de calidad de vida han incrementado las demandas por energía, transporte, edificación y alimentos, lo que a su vez ha generado mayor combustión fósil y deforestación, acrecentando notoriamente las emisiones antrópicas de GEI y sus niveles de concentración atmosféricos [3] [7].

Otros procesos capaces de alterar el balance energético del sistema climático del planeta son las variaciones en los niveles atmosféricos de aerosoles (conjunto de partículas aéreas, sólidas o líquidas, con un tamaño típico entre 0,01 y 10  $\mu\text{m}$  que permanecen en la atmósfera, al menos, durante varias horas, y cuyo origen puede ser natural o antropogénico [2]), los cambios en la irradiación solar y las modificaciones en las propiedades de la superficie del suelo [8].

Todos estos procesos se caracterizan en función del llamado Forzamiento Radiativo (FR), que es el cambio neto en la irradiancia vertical (solar y de onda larga) del sistema Tierra-atmósfera, en  $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ , debido a un cambio interno del sistema climático o perturbaciones de agentes forzantes externos [9], y se utiliza para medir la influencia de distintos factores, humanos y naturales, sobre el balance energético del sistema climático, es decir, sobre el calentamiento o enfriamiento del clima global [2] [8].

Las concentraciones atmosféricas globales de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  y  $\text{N}_2\text{O}$  han aumentado abruptamente, producto de la acción humana, desde comienzos de la era industrial (aproximadamente, a partir del año 1750), y hoy en día exceden enormemente los valores que se habían producido desde 10.000 a.a.p. hasta el final de la era pre-industrial. En la Figura 2.1 se presenta esta situación durante los últimos 2.000 años [8] [10].

La concentración atmosférica de  $\text{CO}_2$ , el GEI antropogénico más importante, ha aumentado de 280 ppm en la era pre-industrial a 401,9 ppm en Junio de 2014 [11], superando el rango natural de variación de los últimos 650.000 años (180 a 300 ppm). Así, entre 1960 y 2005, la concentración atmosférica de  $\text{CO}_2$  aumentó en 1,4 ppm/año, y entre 1995 y 2005 en 1,9 ppm/año. Las emisiones anuales de  $\text{CO}_2$  desde combustibles fósiles se han incrementado de 23,5 Gt $\text{CO}_2$  (gigatoneladas de  $\text{CO}_2$ ) en 1990 a 26,4 Gt $\text{CO}_2$  en 2005, mientras que las emisiones anuales asociadas a cambios en el uso del suelo, en igual periodo, fueron de 5,9 Gt $\text{CO}_2$ . En consecuencia, el aumento en la concentración atmosférica de  $\text{CO}_2$  se debe principalmente al uso de combustibles fósiles y, en menor medida, al cambio en el uso del suelo [8].

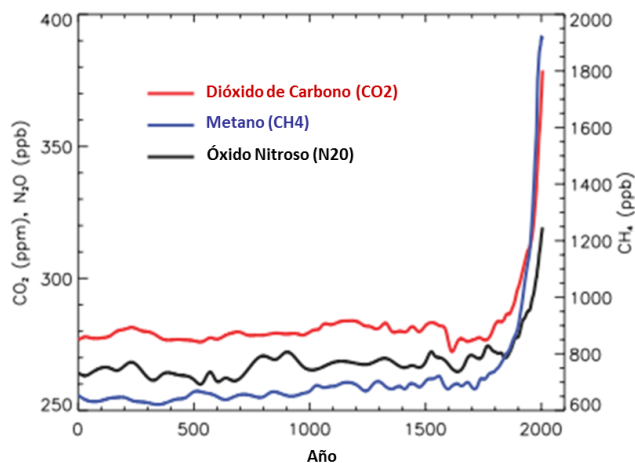


Figura 2.1. Concentraciones atmosféricas de GEI durante los últimos 2.000 años (estimadas a partir de estudios sobre masas de hielo o medidas directamente en la atmósfera) [10].

Por otra parte, la concentración atmosférica de  $\text{CH}_4$  se ha incrementado de 715 ppb en la era pre-industrial a 1.732 ppb en 1990 y 1.774 ppb en 2005, superando ampliamente el rango natural de concentración de los últimos 650.000 años, aunque manteniéndose relativamente constante, desde 1990. Se sabe que el incremento en la concentración de  $\text{CH}_4$  se debe, con muy alta probabilidad, a actividades humanas, principalmente agricultura y combustión fósil, mientras que el aumento en los niveles de óxidos nitrosos, se debe esencialmente a la agricultura y, en menor medida, a la industria química [8].

Actualmente, con muy alta confiabilidad, la comunidad científica estima que el efecto promedio neto de las actividades humanas, desde 1750, ha sido de calentamiento del clima global, con un FR total de  $+2,29 \text{ W/m}^2$  [1] [8].

Al desagregar este efecto neto se observa que el FR combinado del  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  y  $\text{N}_2\text{O}$  es de  $+2,82 \text{ W/m}^2$  [1], con una tasa de incremento, durante la era industrial, inédita en los últimos 10.000 años. En este contexto, el FR del  $\text{CO}_2$  por sí solo aumentó cerca de un 20% entre 1995 y 2005, siendo éste su mayor cambio para una década en los últimos 200 años [8]. Por otra parte, las contribuciones antrópicas de aerosoles producen un efecto de enfriamiento, con un FR directo, producto de la dispersión y absorción de la radiación, de  $-0,27 \text{ W/m}^2$  y uno indirecto de  $-0,55 \text{ W/m}^2$ , debido a su acción como núcleos de condensación para la formación de nubes, y a sus efectos sobre la modificación del albedo de éstas mediante la variación de sus propiedades ópticas o sobre la duración de la nubosidad [1] [2] [8].

Otros aportes antrópicos significativos al FR provienen de los cambios en el ozono a nivel troposférico, en los halocarbonos, en la irradiación solar y en el albedo de la superficie (debido a cambios en la cobertura o uso del suelo, y a la disposición de aerosoles de carbono negro sobre la nieve) [8].



compromisos obligatorios adicionales a los de la CMNUCC para los países firmantes, los que acordaron reducir sus emisiones antropogénicas de GEI durante el periodo 2008-2012 en, al menos, un 5% por debajo de los niveles de 1990 [2].

En la XV Conferencia de las Partes (Copenhague, Dinamarca, 2009), la meta era establecer un acuerdo climático global vinculante, aplicable a partir de 2012, cuando expirase el Protocolo de Kioto, sin embargo, por la resistencia de la mayoría de los países industrializados no se produjo tal acuerdo, como tampoco se logró en su siguiente versión (Cancún, México, 2010). Recién la XVII Conferencia de las Partes (Durban, Sudáfrica, 2011) logró establecer la idea de un acuerdo vinculante a ser preparado hacia 2015 y que tendría efecto a partir de 2020. El 2012, en la XVIII Conferencia de las Partes (Doha, Qatar), se decidió extender el Protocolo de Kioto hasta el 31 de Diciembre de 2020, con metas concretas para dicho año, y establecer un documento sucesor durante 2015, a ser implementado desde 2020. Sin embargo, la extensión quedó limitada en su objetivo, al 15% de las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub>, ya que Japón, Rusia, Bielorrusia, Ucrania y Nueva Zelanda no respaldaron la prórroga, Estados Unidos y Canadá no son firmantes del Protocolo, y los países en desarrollo como China (el mayor emisor del mundo), India y Brasil no están sujetos a reducciones en sus emisiones por el Protocolo de Kioto [12].

Por otro lado, con el objetivo de reconocer al CC como una problemática mundial, el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) en conjunto con la OMM, crearon en 1988 el Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change), un cuerpo internacional de trabajo, encargado de ofrecer asesoramiento científico, técnico y socioeconómico a la comunidad mundial, y analizar en forma exhaustiva el estado de los conocimientos actuales sobre el CC [13].

## **2.2.2 Acuerdos Nacionales**

Si bien Chile sólo representa un 0,2% del total de emisiones mundiales de GEI, ha triplicado su tasa en los últimos 20 años, siendo los sectores energético, agrícola y forestal los que mayor contribución hacen a tales emisiones. Por otro lado, dada su configuración geográfica, el país está ampliamente expuesto a los efectos del CC [14].

En ese sentido, se ha adoptado un Plan de Acción Nacional de Cambio Climático, como instrumento articulador de un conjunto de políticas públicas que llevan a cabo diversos organismos con el objetivo de minimizar los impactos adversos del CC [14].

Este Plan implica, entre otras medidas, analizar la vulnerabilidad del sector energético al CC, considerando distintos escenarios hidrológicos y de demanda, y evaluando los efectos sobre la seguridad y suficiencia energética del país. Además, considera la elaboración de informes de emisiones de GEI, información sobre impactos, y medidas de adaptación y mitigación, siendo entonces una herramienta orientadora para el sector académico [14].

Dentro de los variados objetivos del Plan, la presente tesis se relaciona con el de evaluar los impactos socio-económicos del CC, el de difundir y crear conciencia en la ciudadanía frente a los efectos del CC, el de fomentar la educación e investigación en CC, y el de generar información adecuada para la toma de decisiones en la elaboración de planes de desarrollo del sector eléctrico.

## 2.3 Evidencias del Cambio Climático

El calentamiento del sistema climático resulta evidente de las observaciones de aumento en la temperatura media del aire y océano, de la elevación del nivel del mar y del derretimiento generalizado de la nieve y hielo del planeta [8]. En las secciones siguientes se describen brevemente las principales evidencias del CC existentes en Chile y el mundo.

### 2.3.1 Evidencias del Cambio Climático a Nivel Global

A nivel global, una de las principales evidencias del CC es el aumento de la temperatura superficial, que puede observarse, entre 1850 y 2012 en la Figura 2.3, donde la curva naranja son los valores medios anuales. Además, se muestran las tasas de crecimiento lineal de temperatura en los periodos: 1901-2012 ( $0,075 \pm 0,013$  °C/década), 1901-1950 ( $0,107 \pm 0,026$  °C/década) y 1951-2012 ( $0,106 \pm 0,027$  °C/década) [1]. El aumento total de temperatura entre 1850-1899 y 2000-2005 es de  $0,76^\circ\text{C}$ , y gran parte de él estuvo concentrado en las últimas décadas [3] [8].

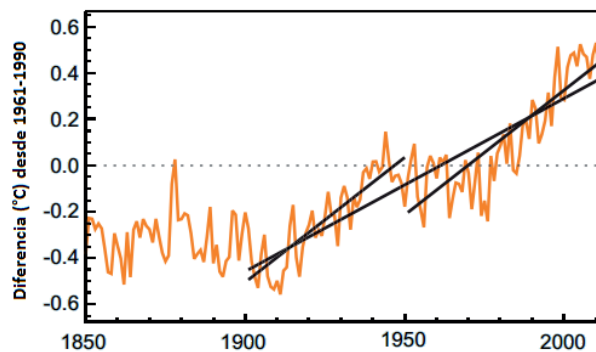


Figura 2.3. Temperatura media global superficial, relativa al promedio del período 1961-1990, y tasas de incremento lineal [1].

Este aumento en la temperatura es consistente con el incremento en el H<sub>2</sub>O atmosférico registrado desde, al menos, 1980, ya que el aire más caliente puede contener mayor cantidad de este gas [10]. En la Figura 2.4 se muestra que la mayor parte de las regiones oceánicas del mundo han experimentado incrementos en este parámetro en el periodo 1998-2012. Las áreas ennegrecidas corresponden a zonas con una tendencia de variación significativa.

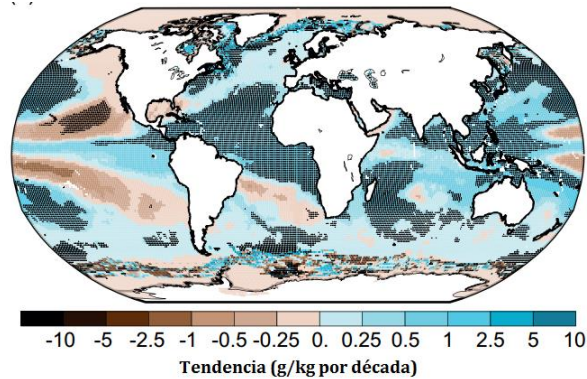


Figura 2.4. Tendencia de variación por década del agua precipitable (columna de vapor de agua total) entre 1998 y 2012 [1].

Ahora bien, entre los impactos del aumento de la temperatura global, en la Figura 2.5 se puede ver la importante caída de la cobertura nivosa durante los meses de primavera en el hemisferio norte, a lo largo del Siglo XX e inicios del Siglo XXI, y, principalmente a partir de la década de 1980 [8] [10].

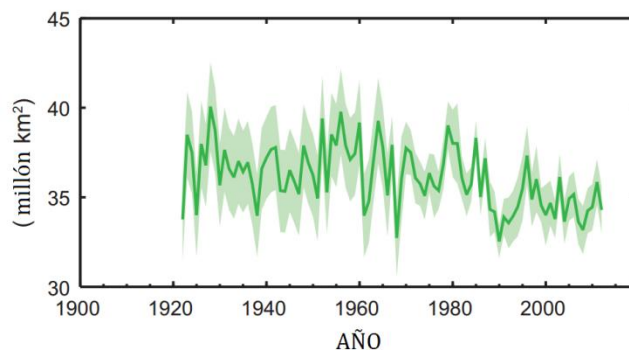


Figura 2.5. Cambio en la cobertura nivosa en el Hemisferio Norte durante los meses de Primavera [1].

Por otro lado, la Figura 2.6 muestra la variación en la extensión de la superficie de hielo oceánica del Ártico y la Antártica en el periodo 1979-2005. Los puntos indican valores anuales, la línea azul continua los cambios por década y la línea punteada la variación lineal total del periodo:  $-33 \pm 7,4 \times 10^3$  km<sup>2</sup>/año para el Ártico, valor estadísticamente significativo al 95% de confianza, y  $+5,6 \pm 9,2 \times 10^3$  km<sup>2</sup>/año en el Océano Antártico, valor que resulta estadísticamente no significativa [8] [10].

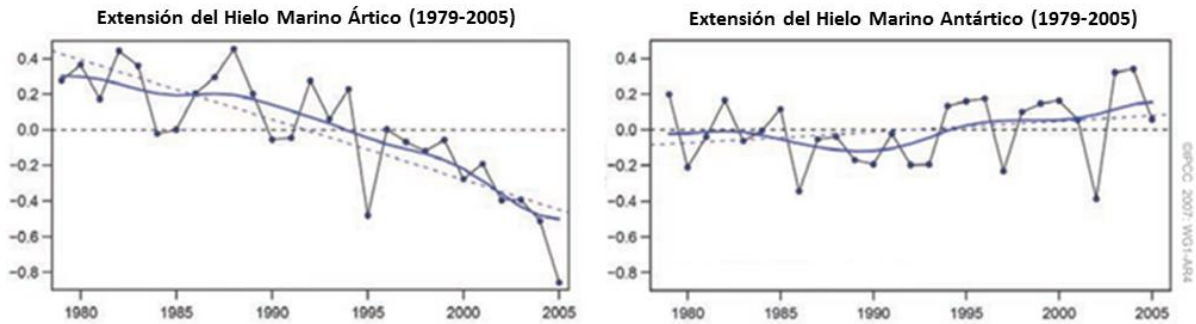


Figura 2.6. Cambio en la extensión de hielo marino [10].

En tanto, observaciones desde 1961 muestran que la temperatura media del océano ha aumentado hasta profundidades de, al menos, 3.000 metros, y que el océano ha absorbido más del 80% del calor añadido a la Tierra, provocando la expansión térmica del agua, que junto con la declinación en la superficie y volumen de glaciares, cobertura nivosa, campos de hielo y grandes casquetes, han provocado un importante aumento del nivel del mar, pasando de una tasa de 1,7 mm/año entre 1901 y 2010, a una de 3,2 mm/año entre 1993 y 2010. El aumento total del nivel medio del mar durante el Siglo XX fue de 0,19 m, y puede verse en la Figura 2.7 [1].

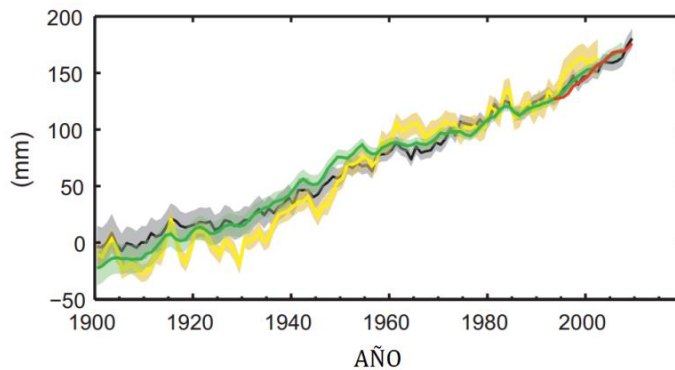


Figura 2.7. Nivel medio anual global del mar en relación al promedio del periodo 190-1905 (Distintos colores indican diferentes fuentes de datos. Se muestran además los intervalos de confianza del 90%) [1].

Ahora, con respecto a las precipitaciones, se han determinado variaciones muy disímiles entre las diferentes regiones del planeta, lo que impide hablar de comportamientos globales. Estas diferencias regionales en las tendencias de las precipitaciones se pueden observar en la Figura 2.8 para todas las áreas continentales [1].

A lo anterior se suman observaciones a escala continental, regional y oceánica, de numerosos cambios climáticos de largo plazo, incluyendo variaciones en la salinidad del océano, en los patrones de viento y en la ocurrencia de eventos climáticos extremos [8].

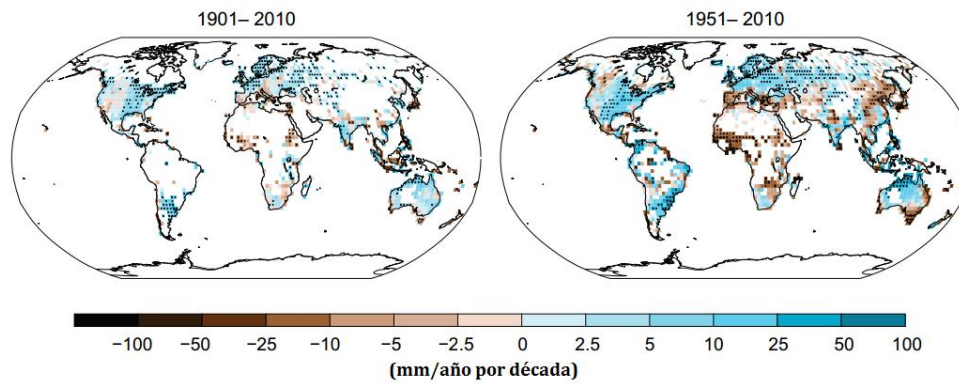


Figura 2.8. Variación por década en las precipitaciones anuales entre 1901 y 2010 [1].

Un evento climático extremo es aquel que cae fuera de la zona entre el décimo y el nonagésimo percentil de las estadísticas [2]. Entre ellos se cuentan sequías, fuertes precipitaciones, olas de calor y frío, y tormentas tropicales. Las sequías han sido cada vez más prolongadas y extensas geográficamente desde 1970, sobre todo en regiones tropicales y subtropicales. Además, se han registrado grandes cambios en las temperaturas extremas durante los últimos 50 años, volviéndose menos frecuentes los días y noches fríos, y las heladas, y más recurrentes los días y noches cálidos, y las olas de calor [8].

A pesar de todos los cambios anteriores, las observaciones globales muestran que el Rango de Temperatura Diario (RTD), que es la diferencia de temperaturas entre el mínimo (típicamente nocturno) y el máximo (típicamente diurno) [2], no ha cambiado entre 1979 y 2004, ya que ambas temperaturas se han incrementado a tasas similares. La tendencia en este parámetro, sin embargo, es muy distinta entre una región y otra [8], por lo que se espera que el RTD sí pueda ser afectado por el CC [7].

En síntesis, existe consenso en la comunidad científica en que la mayor parte del aumento observado en la temperatura global desde la mitad del Siglo XX se debe, con muy alta probabilidad, al incremento de las emisiones antrópicas de GEI, extendiéndose, este efecto antrópico, a otros aspectos del CC como el calentamiento del océano, las temperaturas extremas y los patrones de viento [8].

## 2.3.2 Estado Actual del Clima en Santiago de Chile

Para entender las principales evidencias del CC en Santiago de Chile, es importante conocer cuáles son las características del clima actual de la ciudad. Santiago se ubica sobre la zona central de Chile (31-37°S) [15], en el área subtropical del país.

### 2.3.2.1 Características Básicas del Clima en Santiago de Chile

El clima de Santiago es templado-cálido con lluvias invernales y una estación seca prolongada. En él, las precipitaciones muestran características mediterráneas, por su ciclo anual bien definido. Cerca del



80% de ellas cae en invierno (mayo a agosto), que es la estación húmeda y fresca. La época seca y cálida es de 7 a 8 meses (de octubre a abril), siendo todos ellos meses con menos de 1 mm de agua caída [16]. La humedad relativa media anual es baja (en torno al 70%), y las amplitudes térmicas, anual (13°C) y diaria (14°C a 16°C), son altas [16].

La Cordillera de la Costa impide la influencia marina, disminuyendo la nubosidad y la pluviosidad con respecto al litoral, mientras que la Cordillera de los Andes provoca aumento de las precipitaciones con la altura. En un año normal, en la estación meteorológica Quinta Normal (-33.445°S,-70.683°O) se registran 312,5 mm de agua caída. Estas precipitaciones tienen una elevada variabilidad anual, con años que pueden muy lluviosos y otros muy secos [16].

En el invierno se acumula nieve en la alta cordillera, y en los veranos su derretimiento es la principal fuente del caudal de los ríos [15]. Se sabe también, que las precipitaciones máximas están altamente correlacionadas con la profundidad de la nieve andina [17].

La temperatura media anual en Santiago es de 13,9°C, siendo el mes más cálido Enero con 22,1°C, y el más frío Julio con 7,7°C [16]. En invierno las temperaturas mínimas pueden bajar de 0°C, y en verano las máximas alcanzan normalmente valores superiores a 30°C durante el día [16].

Este régimen térmico está afectado fundamentalmente por el relieve y la altitud, impactando ambos los rangos y amplitudes térmicas anuales y diarias [15]. En términos generales, el ciclo térmico anual sigue la declinación solar, con meses invernales de menor temperatura que los estivales [15].

El ciclo anual de las precipitaciones y la temperatura en Santiago se muestra en la Figura 2.9.

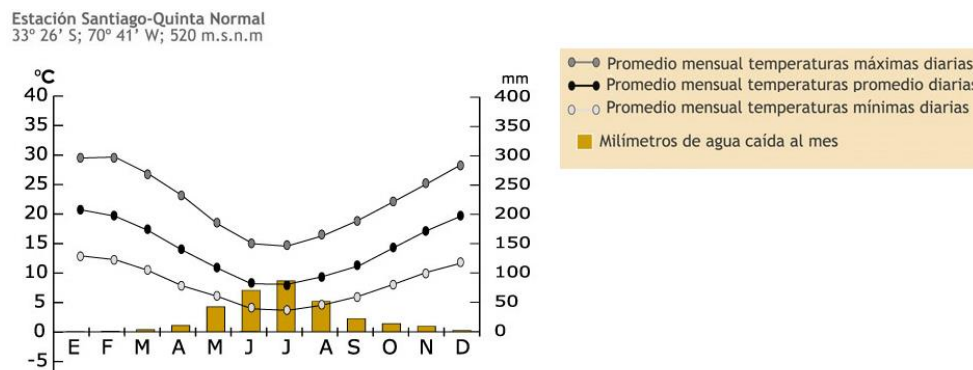


Figura 2.9. Climograma de precipitaciones y temperatura del clima actual en Santiago [16].

Finalmente, con respecto al viento, su dirección predominante es del suroeste, siendo en general débil, pero más recurrente en verano, con una intensidad media de 4,2 m/s, mientras que en invierno predominan los periodos de calma [15].

### 2.3.2.2 Evidencias del Cambio Climático en Chile

A partir de la literatura científica es posible distinguir una serie de evidencias del CC en Chile. En primer lugar, se ha observado una significativa disminución de las precipitaciones en la región subtropical del país durante el Siglo XX, que es la región donde se encuentra Santiago [18].

En la Figura 2.10 [19] se muestra la tendencia lineal de las precipitaciones anuales al considerar periodos móviles de 30 años entre 1930 y 2000, y se puede apreciar el predominio de una tendencia negativa entre los 30°S y 39°S, hasta aproximadamente 1970, la cual se revierte en las décadas posteriores (con mayor frecuencia de inviernos relativamente lluviosos), lográndose una tendencia positiva que alcanzó su mayor intensidad en el período 1955-1985.

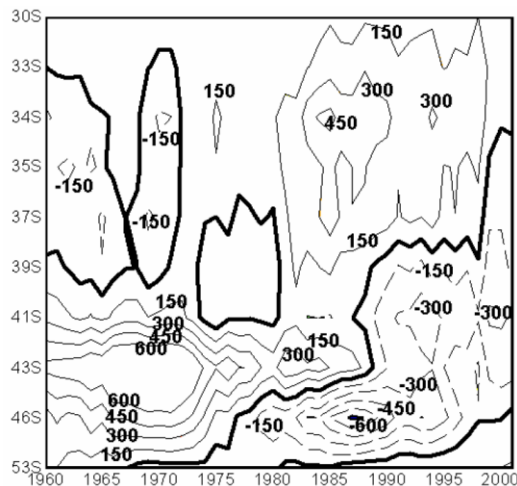


Figura 2.10. Tendencia lineal de precipitación anual (mm/30 años) calculada para índices regionales de precipitación sobre periodos móviles de 30 años, entre 1930 y 2000 [19].

La Figura 2.11 resume la situación entre 1970 y 2000, observándose que la precipitación se mantuvo prácticamente constante en la región de Santiago (33°S), mientras que hacia el sur se aprecia una tendencia negativa, en particular, entre las regiones del Biobío y Aysén (39°S-45°S).

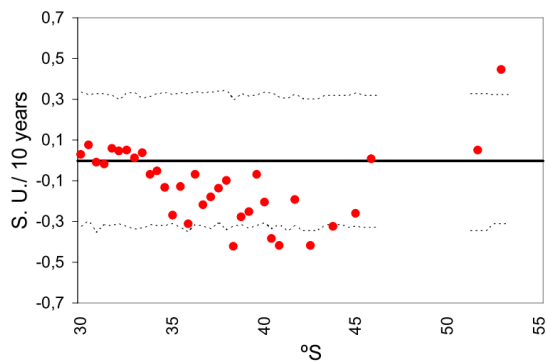


Figura 2.11. Tendencia lineal de precipitación anual en estaciones chilenas al sur de los 30°S durante el periodo 1970-2000, expresadas como cambio en los valores normalizados por cada 10 años [19].

Dentro de los principales factores que contribuyen a la variabilidad climática en Chile se encuentra la Oscilación del Sur (ENSO), que es una fluctuación cuasi-periódica a gran escala de la presión superficial del aire en el oeste del Pacífico ecuatorial (con un periodo en torno a los 2,33 años), que viene acompañada de variación en los vientos, corrientes oceánicas, temperaturas superficiales del mar y precipitaciones en muchas regiones del mundo, particularmente evidentes en las costas del Pacífico [2]. En particular, el calentamiento y enfriamiento de la superficie del mar en la costa sudamericana del Pacífico se conocen como El Niño y La Niña, respectivamente. Durante El Niño, que coincide con las altas presiones en el oeste del Pacífico, los vientos alisios se debilitan y la contracorriente ecuatorial se fortalece, provocando que las aguas cálidas indonésicas fluyan hacia el este hasta cubrir las aguas frías de las corrientes del Perú y Ecuador, con importantes impactos sobre el viento y las precipitaciones. El fenómeno de La Niña es el opuesto a El Niño, con fortalecimiento de los vientos alisios, y coincide con la ocurrencia de bajas presiones en la región indonésica del Pacífico [2]. Se ha sugerido que bajo condiciones de CC, se experimentarán más eventos climáticos extremos como El Niño, y con mayor intensidad [17].

Estas dos fases de la ENSO causan eventos climáticos extremos y son responsables de una parte importante de la variabilidad climática interanual en Chile [2] [20] [21]. Es así como se ha determinado que la variabilidad de las precipitaciones en Chile, al sur de los 30°S, se vincula con cambios en la ENSO, y con la ocurrencia de eventos de El Niño y La Niña, y está relacionada, en consecuencia, con las condiciones atmosféricas y oceánicas en toda la cuenca del Pacífico [22].

En la zona central de Chile, se observan anomalías positivas en las precipitaciones durante las etapas primarias de El Niño [23] [24], las que se manifiestan con fuertes lluvias a bajas altitudes [17]. Al mismo tiempo, sobre los Andes, caen grandes cantidades de nieve, y el derretimiento de esa nieve acumulada provoca aumentos en los caudales estivales de los ríos en el Chile central [25]. Por otro lado, durante los eventos fríos (La Niña), se presentan anomalías negativas en lluvias y caída de nieve, con consecuencias opuestas, incluyendo caudales hídricos de verano bajo lo normal.

Con respecto a la variación en la temperatura se ha establecido, en general, que durante los últimos 100 años Chile muestra una tasa de calentamiento de 1,2°C a 3,0°C [26], sin embargo, es importante dejar en claro que la temperatura varió de distintas maneras durante el Siglo XX. Así, por ejemplo, al sur de los 45°S, las temperaturas se han incrementado en forma gradual, mientras que en entre los 35°S y los 45°S, se observó un definido enfriamiento de 1 a 2°C entre la década de los 50 y los 70 del Siglo XX [18].

En cuanto a la temperatura media superficial a lo largo de la costa extra-tropical de Chile, se observa desde 1940-1950, un régimen térmico relativamente estacionario, con excepción de la región centro-sur, donde ha ocurrido un descenso térmico, situación que fue interrumpida por un aumento relativamente abrupto, a mediados de la década de 1970, asociado a un cambio de fase de la Oscilación Decadal del Pacífico (ODP) (patrón de variabilidad climática en la escala temporal de las décadas, con un periodo usual de 20 a 30 años). Así también, al analizar las temperaturas extremas diarias a partir de 1960, se observa un régimen térmico relativamente constante, con excepción de la región comprendida entre Santiago y Concepción, donde se aprecian aumentos de  $+0,05\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{década}$  en el promedio anual de temperatura máxima y de  $+0,18\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{década}$  en el de temperatura mínima [15] [18] [26].

El cambio térmico a mediados de la década de 1970 se aprecia claramente en la evolución de los promedios anuales de temperaturas extremas diarias en el norte y centro del país, como se muestra en la Figura 2.12, donde las líneas gruesas muestran las tendencias lineales en los periodos 1961-1976 y 1977-2004. Resulta evidente que el cambio tipo escalón tiene un importante efecto. Así, la tendencia lineal en el periodo 1961-2004 es de  $+0,3^{\circ}\text{C}/\text{década}$  a  $+0,4^{\circ}\text{C}/\text{década}$  de aumento en la temperatura mínima diaria y, sin embargo, al considerar separadamente su evolución durante los periodos 1961-1976 y 1977-2004, las tendencias resultantes son principalmente negativas [27].

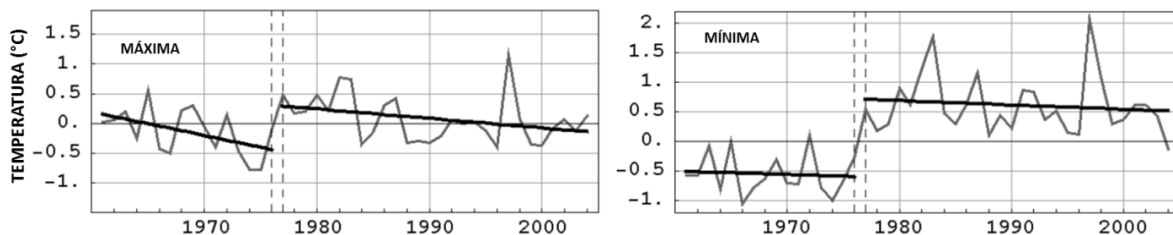


Figura 2.12. Promedios anuales de anomalías de temperaturas máxima y mínima diaria en las estaciones de Antofagasta, Copiapó, Vallenar y La Serena, con respecto al promedio del periodo 1961-1990 [27].

Las variaciones en la frecuencia de condiciones térmicas extremas están fuertemente influenciados por la variabilidad de la ODP, por lo que el cambio de fase de ésta, a mediados de la década de 1970, se tradujo en un aumento abrupto de la temperatura y una mayor frecuencia de eventos de El Niño, lo que ha tenido un gran impacto en los extremos térmicos [28].

Además de lo anterior, según [29] en el norte y centro de Chile ( $17^{\circ}\text{S}$ - $37^{\circ}\text{S}$ ) el efecto más notable en las últimas 4 décadas, es el contraste entre una disminución de la temperatura en las estaciones costeras ( $-0,2\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{década}$ ), y un calentamiento en los Andes ( $+0,25\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{década}$ ), a sólo 100 o 200 km de distancia de las primeras, debido a una fuerte estratificación vertical de las tendencias térmicas en la atmósfera al oeste de los Andes, mientras que el proceso de enfriamiento en la costa parece estar

relacionado con La Niña. La Figura 2.13 presenta la variación de la temperatura superficial en Chile central (27,5°S - 37,5°S), con respecto al promedio del periodo 1979-2006, mostrando estaciones ubicadas en los Andes orientales (a), Andes occidentales (b), valle central (c), costa (d) y océano (e).

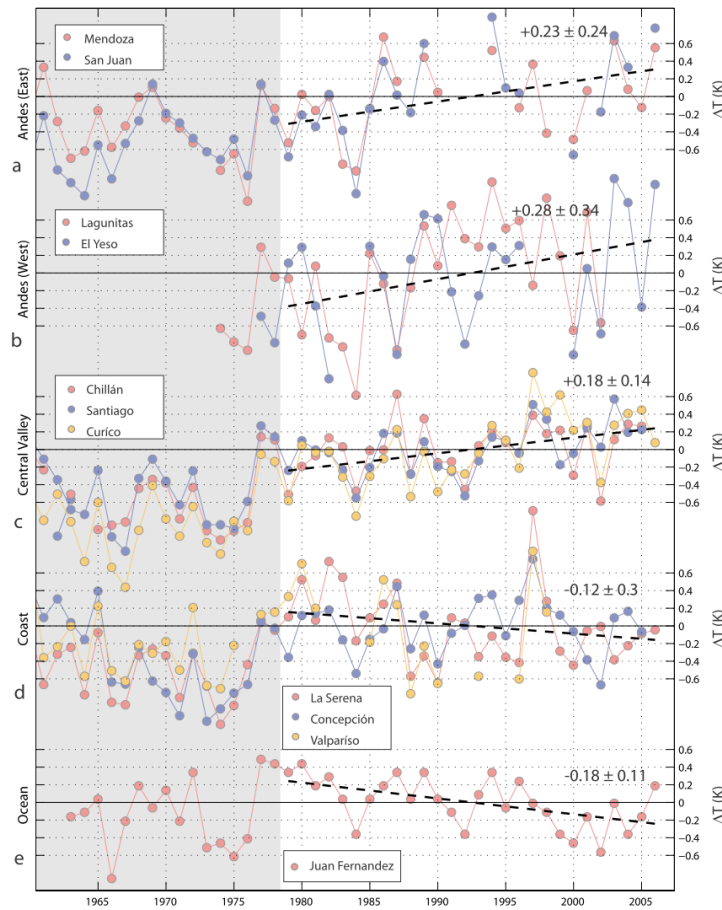


Figura 2.13. Series temporales de anomalías de la temperatura atmosférica superficial en el Chile central (27,5°S – 37,5°S) [29].

Finalmente, dentro de las principales evidencias del CC en Chile, está la dramática reducción de los glaciares en las décadas pasadas, y la desaparición completa de muchos de ellos, reportándose importantes disminuciones en el sur de Chile y Argentina [30] [31].

## 2.4 Modelos de Proyección Climática

### 2.4.1 Definiciones Básicas

Un modelo climático es una representación numérica del sistema climático basada en las propiedades físicas, químicas y biológicas de sus componentes y sus interacciones. Existen modelos de distinta complejidad según número de componentes, dimensiones espaciales, procesos representados

explícitamente, etc. Se utilizan como herramientas para estudiar y simular el clima, y para propósitos operacionales, incluyendo las proyecciones climáticas [2].

Una predicción o pronóstico climático es un intento por obtener la estimación más probable de la evolución futura del clima en distintas escalas de tiempo [2]. Por otro lado, una proyección climática es la respuesta del sistema climático frente a escenarios de concentración de GEI y aerosoles, obtenida mediante modelos climáticos. Las proyecciones se distinguen de las predicciones en que dependen de los escenarios utilizados, los que se basan en supuestos concernientes al desarrollo tecnológico y socioeconómico y, en consecuencia, están sujetos a importantes niveles de incertidumbre [2]. Así también, una predicción es un problema para el cual se cuenta con una condición inicial (estado actual del tiempo), mientras que una proyección es un problema para el que se tiene una condición de borde.

Un escenario climático, en tanto, es una representación creíble del clima futuro, basada en relaciones climatológicas consistentes, y obtenida mediante un modelo climático siguiendo un escenario de emisiones dado. Los escenarios se construyen para uso explícito en la investigación del CC sirviendo, normalmente, como entrada para modelos de evaluación de impactos. Finalmente, un escenario de cambio climático es la diferencia entre un escenario climático y el clima actual [2].

El primer requisito para validar los modelos climáticos es la calidad con que simulan el clima actual [15]. Así, se ha comprobado que, en general, reproducen en forma aceptable variables como presión atmosférica, viento y temperatura, tanto en su distribución geográfica como en su variabilidad temporal, mientras que otras, como la nubosidad y las precipitaciones, muestran un mayor grado de incertidumbre [15]. Es importante, entonces, destacar la necesidad de aplicar los modelos climáticos sobre periodos históricos con el fin de verificar su precisión.

## **2.4.2 Tipos de Modelos Climáticos**

### **2.4.2.1 Modelos Climáticos Globales**

Las proyecciones climáticas, en el contexto del CC, están habitualmente basadas en Modelos de Circulación General, que son modelos matemáticos que simulan procesos que ocurren en océanos y atmósfera y constituyen la esencia de los Modelos Climáticos Globales (MCG). Son numéricamente complejos e intensivos computacionalmente, y descansan en la formulación matemática de leyes fluido-dinámicas, químicas, termodinámicas, y biológicas, que describen el comportamiento del clima, las que, integradas a partir de un estado inicial y forzadas por la radiación solar y la concentración atmosférica de GEI, entre otros factores, dan lugar a variaciones similares a las observadas en el clima [3] [7] [15].

Cada MCG es distinto en su estructura, resolución espacial, procesos modelados y supuestos de entrada, entregando distintos rangos en sus valores de variables de salida [32], aunque existen buenas coincidencias entre ellos, por ejemplo, en tendencias de temperatura futura [3] [7]. Usualmente se aplican varios MCG con los mismos niveles de GEI para capturar esta variabilidad [7].

En particular, los Modelos de Circulación General Acoplados Océano-Atmósfera (MCGAOA) entregan una amplia representación del sistema climático [2]. Más de 30 de ellos han sido desarrollados y aplicados con el propósito de evaluar el CC a nivel global y su información ha sido puesta a disposición de la comunidad internacional [15].

### **2.4.2.2 Modelos Climáticos Regionales**

Las representaciones del clima obtenidas con MCG muchas veces no tienen el detalle espacial necesario para ser aplicadas en evaluaciones locales, particularmente en áreas donde la geografía afecta significativamente el clima, provocando diferencias considerables entre puntos cercanos, ya que entregan resultados, en el mejor de los casos, a escalas de cientos de kilómetros y, por lo tanto, sólo son adecuados cuando el relieve es suficientemente uniforme. Para solucionar lo anterior se utilizan los Modelos Climáticos Regionales (MCR), que tienen resoluciones mucho mayores (50 km, 25 km o menos), entregando información climática con mayor detalle [15] [33] [34] [35].

En vista de estas características, para realizar estudios de impactos, es crucial tener proyecciones de cambios climáticos a escala regional [17]. El proceso de obtener información con mayor detalle espacial se conoce como “*downscaling*” y existen variantes del mismo, la más conocida es el *downscaling dinámico*, en el que se simulan las leyes físicas, químicas y biológicas que rigen al sistema climático en un dominio de cálculo regional, descrito con mejor resolución que en un MCG, utilizando los resultados de este último como condiciones de borde para el MCR en la región analizada [15].

## **2.5 Escenarios Socioeconómicos de Largo Plazo**

### **2.5.1 Antecedentes Generales**

Para predecir el CC futuro, es necesario proyectar cómo cambiarán en el largo plazo las emisiones de GEI, pues éstas son un importante factor que afecta al clima global. Para ello es necesario contar con escenarios de emisiones, que son representaciones justificables de la evolución futura de éstas, basadas en supuestos consistentes respecto de sus causas y relaciones [2]. Esta evolución surge, a

su vez, de distintos escenarios socioeconómicos, que son también fundamentales para entender el comportamiento de la demanda eléctrica en el futuro, aún en ausencia del CC.

La evolución futura de las emisiones de GEI depende de complejos sistemas dinámicos, y posee gran incertidumbre debido a los distintos enfoques de modelación con que se calculan y las múltiples causas que las originan. Con fines de estandarización, el año 2000, el IPCC generó familias de escenarios de emisiones agrupados según condiciones socio-económicas y tecnológicas, que fueron presentados en el Reporte Especial de Escenarios de Emisiones (REEE), y han sido útiles para analizar cómo influirían distintos factores en las emisiones, para crear modelos climáticos y para evaluar impactos e iniciativas de adaptación y mitigación frente al CC [36].

Se entiende por adaptación, a aquellos ajustes en los sistemas humanos o naturales en respuesta a estímulos climáticos o sus impactos, buscando reducir el daño y potenciar los beneficios de tales cambios, mientras que la mitigación son las intervenciones antropogénicas para reducir las fuentes o aumentar los captadores de GEI [2].

## 2.5.2 Reporte Especial de Escenarios de Emisiones (REEE)

Las familias de escenarios del REEE describen el futuro, a escala regional y global en término de factores demográficos, sociales, económicos, tecnológicos y ambientales, relacionándolos con los procesos de globalización o regionalización [7]. Estos factores determinan, finalmente, el nivel de emisiones de GEI. Las cuatro familias de escenarios son las siguientes:

**Escenarios A1:** Corresponden a un futuro de fuerte crecimiento económico, con rápida inclusión de tecnologías eficientes, y una población global que alcanza su máximo a mitad del Siglo XXI para luego disminuir. Existe convergencia entre las regiones del mundo, en cuanto a interacción cultural y social, y a ingreso per cápita. Se distinguen dentro de esta familia tres grupos que describen distintos énfasis en el sistema energético: el A1FI es intensivo en la utilización de recursos fósiles, el A1T no utiliza fuentes de energía fósil, y el A1B corresponde a un balance entre fuentes fósiles y no fósiles [7] [8] [36].

**Escenarios A2:** Corresponden a un mundo regionalmente diverso y heterogéneo, con énfasis en la autosuficiencia, la preservación de la identidad local y el desarrollo económico regional. Los patrones de fertilidad entre regiones convergen muy lentamente, lo que provoca un aumento continuo de la población global. El crecimiento económico per cápita y los cambios tecnológicos están más fragmentados y son más lentos que en otras familias de escenarios [7] [8] [36].



**Escenarios B1:** Describen un mundo con igual población global que A1, pero con rápidos cambios hacia una economía de servicios y de la información, con aumento en la eficiencia en el uso de recursos e introducción de tecnologías eficientes y limpias. El énfasis está en soluciones globales a la sustentabilidad ambiental, económica y social, incluyendo mejoras en equidad [7] [8] [36]. En estos escenarios se asume un punto de inflexión (dentro de las próximas tres décadas y media) a partir del cual comenzarán a disminuir las emisiones mundiales [37].

**Escenarios B2:** Describen un mundo con énfasis en las soluciones locales a la problemática económica, la equidad social y la protección ambiental, es decir, está centrado en el desarrollo regional. Son escenarios con incrementos continuos en la población pero a una tasa de crecimiento menor que en A2. Tiene niveles intermedios de desarrollo económico y un cambio tecnológico más lento y más diverso que en las líneas B1 y A1 [7] [8] [36].

Ninguno de los escenarios del REEE incluye iniciativas climáticas particulares, es decir, no asumen explícitamente la implementación de la CMNUCC o del Protocolo de Kyoto [36]. Además, ningún escenario debe tomarse como recomendación de política a implementar, y todos ellos tienen necesariamente elementos subjetivos [36].

Dentro de cada familia se han aplicado seis modelos representativos de la economía, energía y el medio ambiente (Modelos EEE), dando origen a un total de 40 escenarios que se suponen igualmente válidos [7] [36]. Los resultados de estos escenarios están disponibles en el Centro de Distribución de Datos del IPCC (DDC), y consisten en pronósticos por décadas de: población, PIB, uso de energía, producción de energía según fuente primaria, uso del suelo y emisiones de GEI [38].

Estas familias de escenarios cubren un amplio rango de características futuras dando como resultado importantes variaciones en los niveles futuros de GEI [33]. La Figura 2.14 muestra las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a cada familia y la concentración resultante en la atmósfera [39].

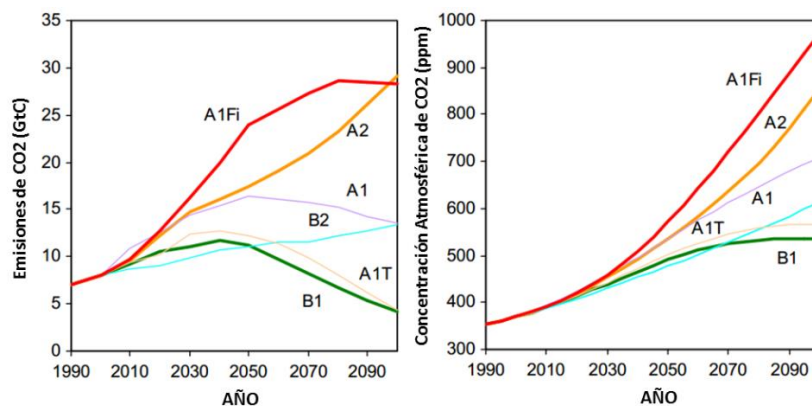


Figura 2.14. Trayectorias de las emisiones mundiales y la concentración atmosférica de CO<sub>2</sub> [37].

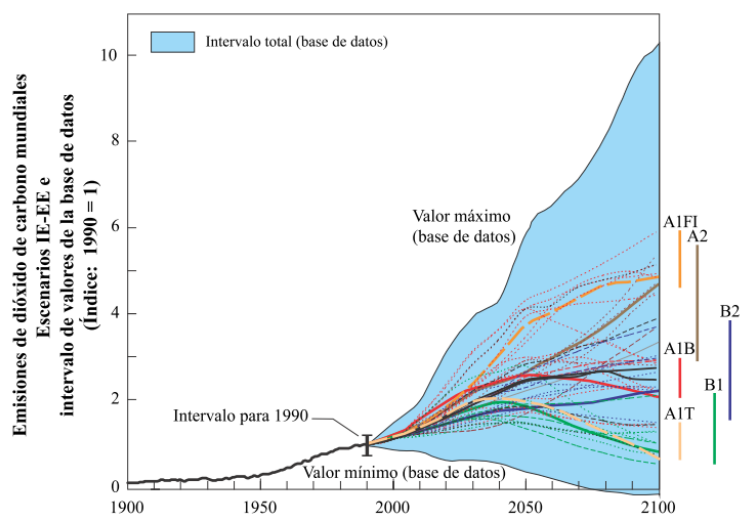


Figura 2.15. Emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> asociadas a la energía y a la industria [36].

En la Figura 2.15, en tanto, se muestran las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al sector energético e industrial para los 40 escenarios del REEE en forma de índice (con respecto a las emisiones de 1990). Las trayectorias punteadas describen distintos escenarios, y el área en celeste muestra el intervalo total de variación. Se muestra también un escenario ilustrativo de cada familia (trayectorias continuas) y las líneas verticales (en la derecha) indican el intervalo de emisiones en 2100 para cada familia. Así, los niveles más altos de emisiones se tendrían bajo los escenarios A1FI (intensivos en uso de combustibles fósiles en el sector energético) y A2 (centrados en el desarrollo económico y con poca convergencia demográfica entre regiones, lo que redunda en una mayor presión sobre sistemas de transporte, energéticos, alimentarios, etc.). Así, para que los escenarios de la familia A puedan llegar a tasas de emisiones similares a los de la familia B, es fundamental la participación del sector energético en la disminución de emisiones (escenarios A1B y A1T).

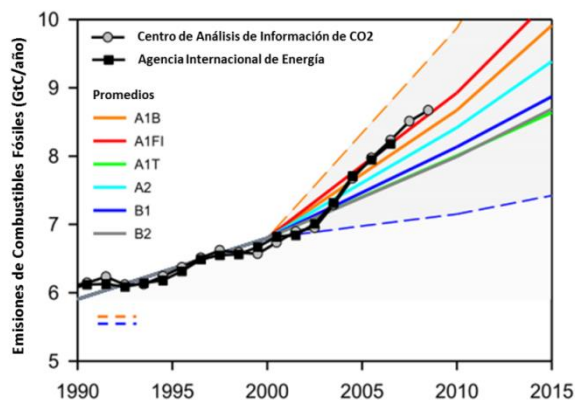


Figura 2.16. Emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> en la actualidad [10].

Finalmente, a partir de las mediciones de las emisiones de CO<sub>2</sub>, se puede señalar, tal como se ve en la Figura 2.16, que su nivel actual coincide con el de los escenarios de la familia A1FI, que

corresponden a una sociedad mundial centrada fuertemente en el crecimiento económico, con un gran avance en la globalización, y un uso intensivo de los combustibles fósiles en el sector energético. Dicha similitud es preocupante ya que la familia A1FI es la que presenta los mayores niveles futuros de emisiones de GEI y, en consecuencia, mayores cambios en el clima futuro con respecto al presente.

## 2.6 Proyecciones Climáticas Futuras

Se espera que el CC provoque modificaciones en distintas variables, tales como: temperatura, velocidad del viento, humedad atmosférica, precipitación y nubosidad [3] [7]. Estas variaciones, además, dependerán del horizonte de tiempo, resolución temporal y área geográfica del planeta.

### 2.6.1 Proyecciones Climáticas en el Mundo

Para las próximas dos décadas, se proyecta un calentamiento global de cerca de  $0,2^{\circ}\text{C}/\text{década}$  (en todo el rango de escenarios del REEE). Incluso si las concentraciones de todos los GEI se hubiesen mantenido constantes desde el año 2000, se esperaría un calentamiento de alrededor de  $0,1^{\circ}\text{C}/\text{década}$ , tal como se muestra en la Figura 2.18. De hecho, las mejores estimaciones indican que el calentamiento medio por década sobre cada continente (exceptuando la Antártica) hacia el año 2030 es insensible a la elección entre escenarios de emisiones del REEE y es muy probable que sea al menos el doble de la variabilidad observada durante el Siglo XX [8].

Con respecto a la Antártica, los modelos indican que podría permanecer suficientemente fría para que no ocurra un derretimiento generalizado, e incluso podría ganar masa futura debido a mayores precipitaciones nivosas. Pero, por otro lado, cambios en la dinámica glacial podrían incrementar sus aportes, y los de Groenlandia, al aumento del nivel del mar, mediante aceleraciones en las pérdidas de masas de hielo producto del adelgazamiento de la capa glacial por el calentamiento del océano. Este efecto podría agregar de 0,1 a 0,2 m al nivel del mar hacia el año 2100 [10].

Ahora bien, si continúan las emisiones de GEI a tasas iguales o mayores a las actuales, se producirá un mayor calentamiento, y se inducirían cambios en el clima durante el Siglo XXI que serán, muy probablemente, mayores a los observados en el Siglo XX. Además se ha determinado que el calentamiento tiende a reducir las captaciones de  $\text{CO}_2$  que hacen la tierra y el océano, incrementando la fracción de emisiones antrópicas que permanecen en la atmósfera [8].

La Figura 2.17 muestra las proyecciones para los cambios en la temperatura superficial en los periodos 2020-2029 y 2090-2099, para los escenarios B1, A1B y A2. Los gráficos a la izquierda muestran

la probabilidad relativa del calentamiento promedio global estimado a partir de diferentes escenarios REEE y distintas versiones de modelos climáticos.

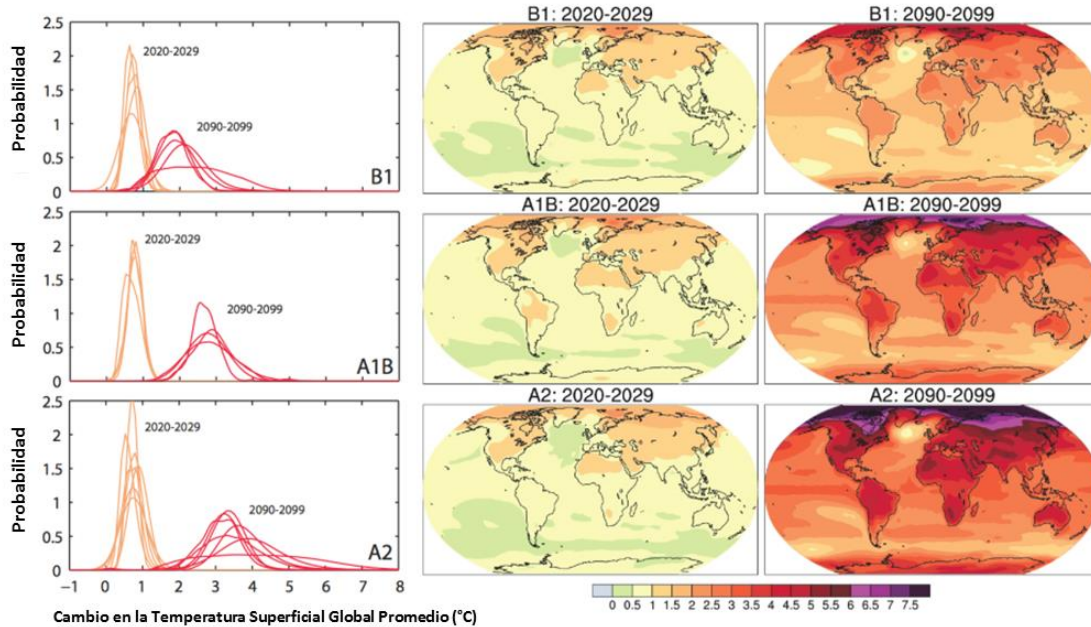


Figura 2.17. Proyecciones promedio de temperatura superficial para el Siglo XXI y su probabilidad de ocurrencia [8].

De la Figura 2.17 se concluye que en todos los escenarios y regiones del planeta se producirían aumentos de temperatura, sin embargo, estos incrementos no serían uniformes, sino que más notorios hacia fines del Siglo XXI, y en aquellos escenarios con mayor concentración de GEI (como el A2 o A1B). Además, existirían grandes diferencias entre distintas regiones del globo, por lo que los impactos serían geográficamente muy disímiles a lo largo y ancho del planeta.

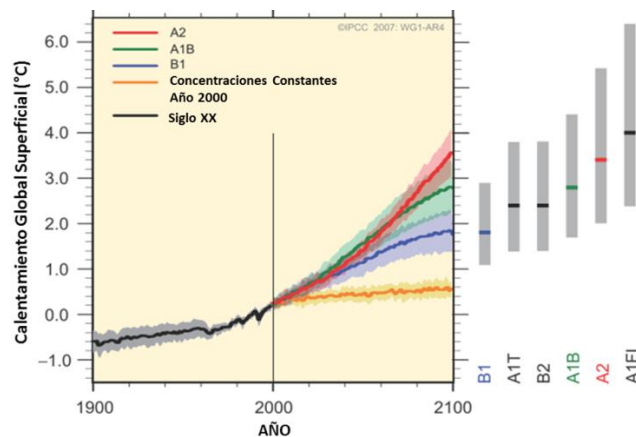


Figura 2.18. Rangos de calentamiento de la superficie promedios en base a múltiples modelos climáticos [10].

Las estimaciones del IPCC pronostican un aumento en la temperatura media global superficial del aire, de entre 1,8°C (escenario B1) y 4°C (escenario A1FI) para fines del Siglo XXI [8], tal como se muestra en la Figura 2.18, donde las líneas sólidas son los promedios de temperatura (relativos al

período 1980-1999) para cada escenario, y las áreas oscuras los rangos de desviación estándar  $\pm 1$  del conjunto de los distintos modelos utilizados. La línea naranja corresponde al escenario con concentraciones futuras constantes en su valor del año 2000. Las barras grises de la derecha incluyen las mejores estimaciones (líneas sólidas dentro de la barra) y el rango probable para cada uno de los seis escenarios representativos hacia el 2100.

Es importante también destacar que hay consenso entre la comunidad científica con respecto a que tanto el calentamiento antrópico como el aumento del nivel del mar continuarían por siglos debido a las escalas de tiempo asociadas a los procesos climáticos y sus retroalimentaciones, incluso si las concentraciones de GEI se logran estabilizar [8].

En cuanto a la evolución futura de las precipitaciones a nivel mundial, las proyecciones son más ambiguas [8], con zonas donde se proyectan aumentos y otras disminuciones. En la Figura 2.19 se pueden ver los cambios en las precipitaciones, para el periodo 2090-2099, relativos al periodo 1980-1999, bajo el escenario A1B [10]. A la izquierda se muestra el periodo de Diciembre a Febrero, y a la derecha de Junio a Agosto. Las áreas en blanco son regiones donde menos del 66% de los modelos coinciden en el signo del cambio, y las áreas punteadas aquellas donde más del 90% de los modelos proyectan igual signo de cambio. Entre estas áreas destaca, para el interés del presente trabajo, la región centro-sur de Chile, donde se predice una notable disminución en las precipitaciones.

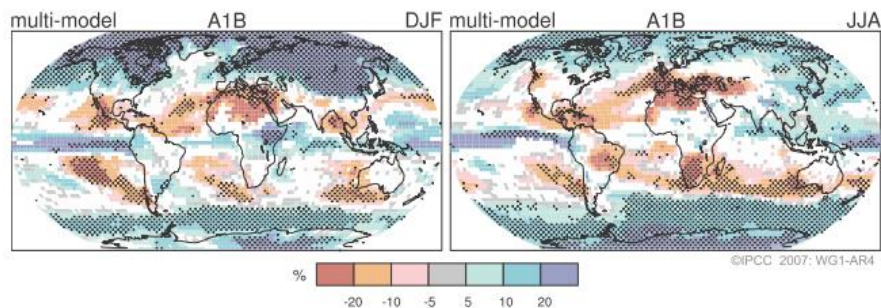


Figura 2.19. Patrones de cambio en las precipitaciones proyectados [10].

## 2.6.2 Proyecciones Climáticas en Chile

Un primer resultado sobre el que hay consenso es que, en Chile el calentamiento en las regiones altas de los Andes podría llevar a la desaparición de importantes superficies de nieve y hielo [17]. Además, los cambios en la circulación atmosférica resultantes de la ENSO y el CC podrían modificar la tasa de caída de nieve, con un efecto directo sobre los caudales hídricos superficiales y subterráneos y, finalmente, sobre el suministro de agua y la producción hidroeléctrica.

En [15] se han determinado los cambios en el clima en Chile para fines del Siglo XXI, en el periodo 2071-2100, utilizando el modelo PRECIS aplicado con una resolución de 25 km<sup>2</sup>, cubriendo todo el territorio continental del país, para los escenarios A2 y B2. PRECIS es un MCR desarrollado por el Centro Hadley (Reino Unido), que puede ser aplicado a cualquier área del planeta y generar proyecciones de CC. Tiene una resolución horizontal de 25 a 50 km, 19 niveles verticales en la atmósfera y 4 niveles en el suelo. Está basado en la última versión del MCG del Centro Hadley (HadCM3), y usa los pronósticos de éste como condiciones de borde, siendo capaz de entregar datos con resolución diaria [34].

La Figura 2.20 presenta los cambios estacionales en la temperatura hacia fines del Siglo XXI con respecto al clima actual (periodo 1960-1990). Se puede ver aumentos en la temperatura media en todas las regiones, siendo mayores bajo el escenario A2, donde dicho aumento, respecto al clima actual, varía entre 2°C y 4°C siendo más acentuado hacia las regiones andinas, y disminuyendo de norte a sur. Sólo en la zona austral, bajo el escenario B2 habría sectores acotados con calentamiento menor a 1°C. Estacionalmente, el calentamiento sería mayor en verano, superando los 5°C en la alta cordillera, aunque también se observan esos niveles en sectores altiplánicos en otoño e invierno (bajo el escenario A2).

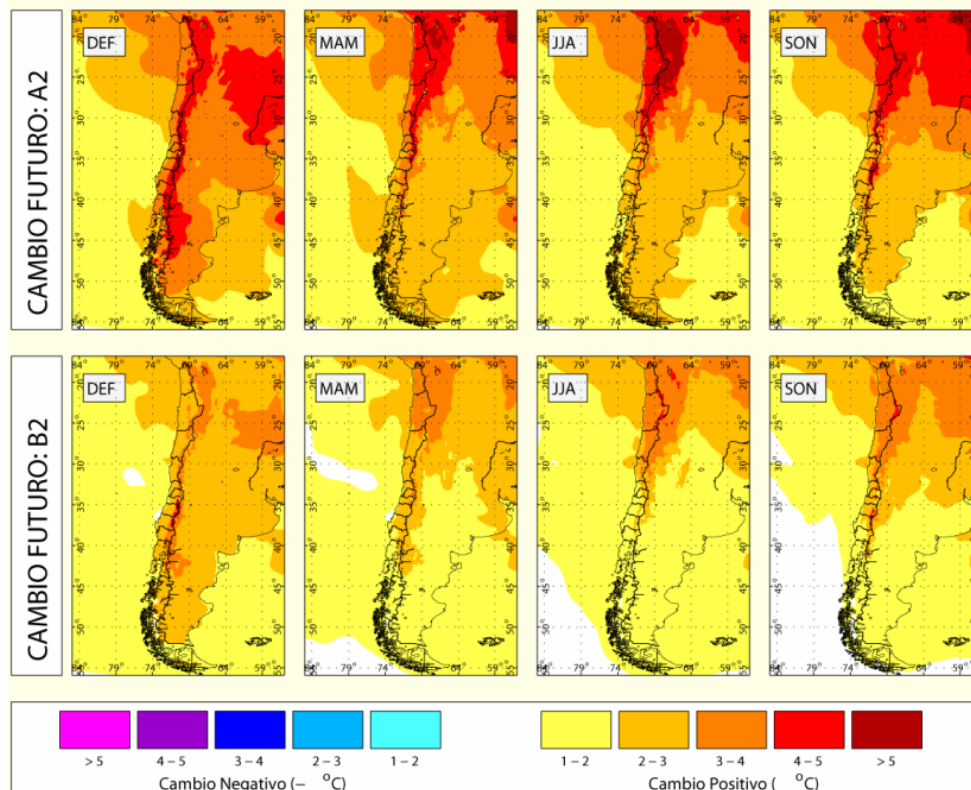


Figura 2.20. Diferencias en la temperatura media diaria para cada estación del año entre el final del Siglo XXI (2071-2100) y el clima actual (1960-1990) [15].



Análogamente, el cambio de las temperaturas extremas diarias (máxima y mínima) exhibiría un patrón espacial y estacional similar a los de temperatura media. En particular, las mayores diferencias (hasta 6°C bajo el escenario A2) se concentrarían sobre la cordillera del norte durante el verano, mientras que las menores diferencias (siempre positivas) estarían en el invierno de la zona austral [15].

En base a lo anteriormente presentado, se puede concluir, de manera bastante consistente, que la temperatura media en el país aumentaría aproximadamente 1°C en los próximos 30 años, entre 1°C y 2°C en el período 2040-2070, llegando a un aumento de entre 3°C y 4°C a finales del Siglo XXI [15].

Uno de los aspectos importantes a destacar entre estos cambios es la reducción del área andina capaz de almacenar nieve, debido a la elevación de la isoterma 0°C producto del calentamiento, lo que ocasionará crecidas invernales de los ríos, y la disminución de la reserva nival, fuertemente relacionada con los caudales estivales. En la Figura 2.21 se observa este efecto, siendo particularmente importante durante los meses de verano [15].

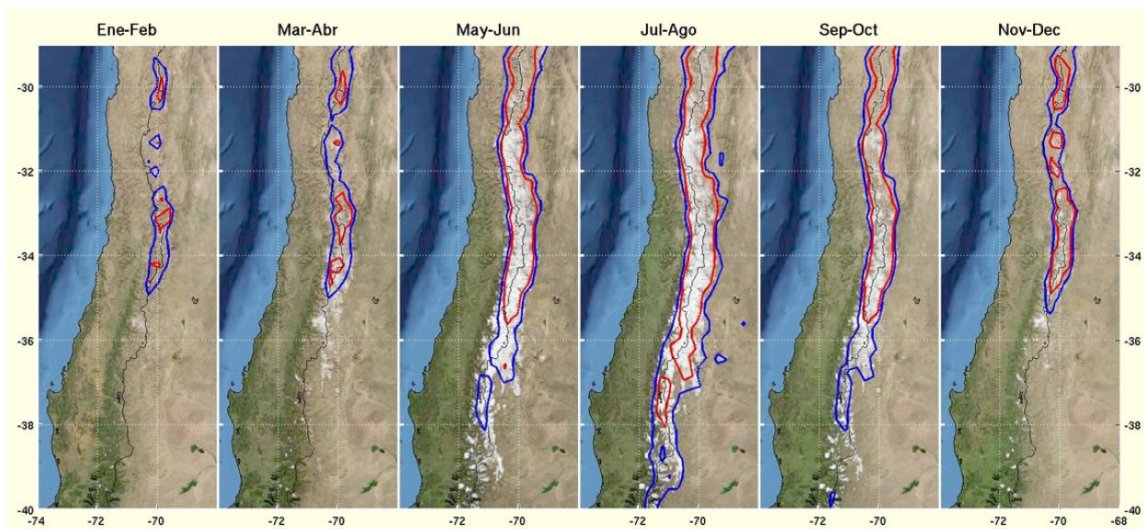


Figura 2.21. Área con temperatura inferior a 0°C bajo el clima actual (azul) y a fines del Siglo XXI (rojo) [15].

En la Figura 2.22 se muestran las grandes diferencias geográficas que tendrían las precipitaciones futuras a lo largo y ancho de Chile producto del CC [15]. En términos generales se observa una disminución en ellas, principalmente en latitudes medias y durante el verano y otoño. Importante es destacar que en el escenario A2, durante el verano, las precipitaciones sobre algunos sectores de la zona central y centro-sur de Chile se reducen a la mitad o incluso un cuarto del valor actual [15].

En la zona donde se encuentra Santiago se observa una disminución generalizada de precipitaciones bajo el escenario A2, condición que se mantiene en el escenario B2 (con la excepción de la estación otoñal para latitudes inferiores a 33°S). La disminución llega hasta a un 40% en zonas bajas,

ganando en magnitud hacia la cordillera en el verano, pero reduciéndose durante otoño e invierno bajo el escenario B2 [15].

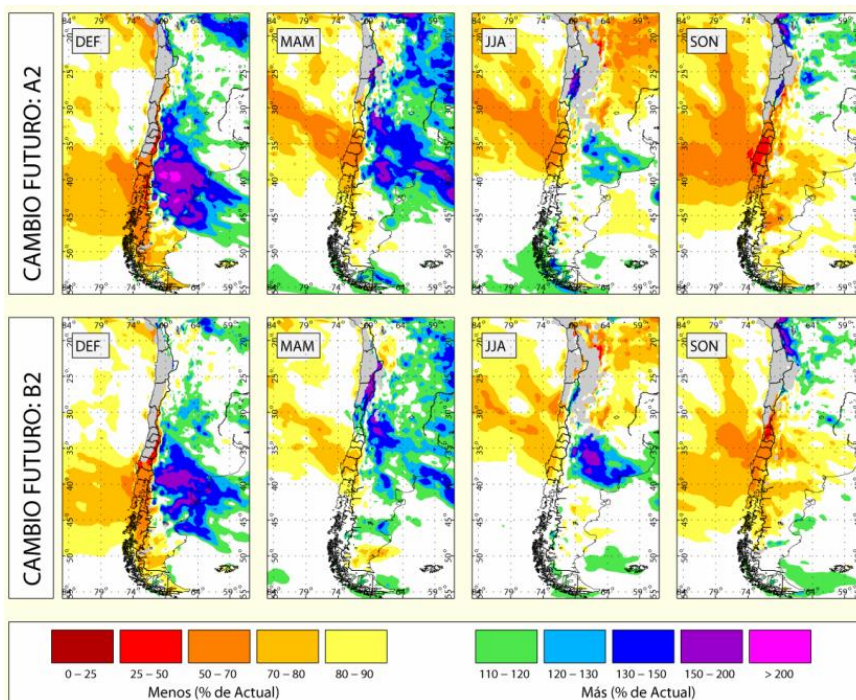


Figura 2.22. Diferencia en la suma pluviométrica estacional para cada estación del año entre el final del Siglo XXI (2071-2100) y el clima actual (1960-1990) [15].

En base a las descripciones anteriores, se ha concluido de manera muy clara, hacia finales del Siglo XXI, una reducción de las precipitaciones anuales (en torno al 30% a finales del siglo) en el Chile central (entre las regiones de Valparaíso y Los Lagos) [15].

Coincidiendo con el análisis anterior, la Figura 2.23 muestra los sectores donde las precipitaciones disminuirían o aumentarían en más de un 15% con respecto al clima actual bajo el escenario A2. Es posible observar que, con excepción de la región altiplánica en verano, y el extremo austral en invierno, dominan las disminuciones en los montos precipitados. Las disminuciones pluviométricas se suman a la elevación de la isoterma 0°C para ofrecer un panorama particularmente preocupante en toda la zona central y centro-sur del país [15].

Con respecto a los vientos en superficie, en general los cambios esperados sobre el área continental serían menores a 0,6 m/s, siendo mayores sobre el mar adyacente (hasta 2,5 m/s) [15].

Finalmente, de los resultados anteriores, se concluye que el clima de Chile continental hacia fines del Siglo XXI presentará cambios significativos en cuanto a temperatura y precipitaciones, sobre todo bajo el escenario A2 (el más severo desde el punto de vista de emisiones de GEI) [15].



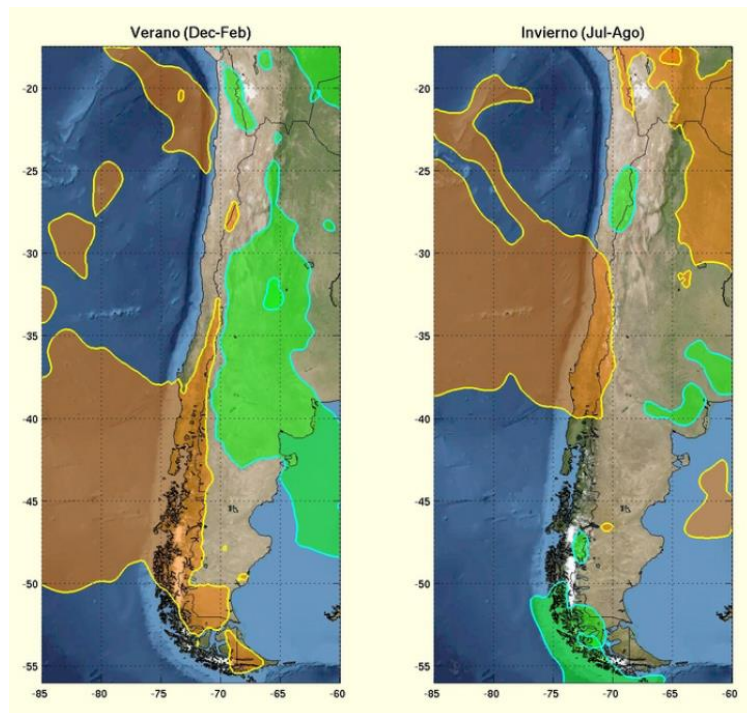


Figura 2.23. Áreas en que la pluviometría a fines del Siglo XXI (2071-2100), bajo el escenario A2, disminuye (naranja) o aumenta (verde) más de un 15% con respecto al clima actual (1960-1990) [15].

Por otra parte, en el contexto del proyecto anillo-SOX28 de “Impactos sociales y ambientales del Cambio Climático global en la Región del Biobío: desafíos para la sostenibilidad del siglo XXI”, se han completado también 100 años de simulación del clima regional futuro de Chile (1950-2050), en base al modelo PRECIS, forzado en sus bordes por el modelo global alemán ECHAM5, con el escenario A1B y una resolución espacial de 25 km., siendo la primera modelación numérica que simula el clima de manera continua a esta resolución para Chile.

# ESTADO DEL ARTE DEL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO SOBRE LA DEMANDA ELÉCTRICA

---

## 3.1 Antecedentes Generales

El sector energético, que incluye electricidad y otros combustibles, tiene una doble interacción con el CC. Por un lado contribuye a él a través de la combustión fósil emitiendo GEI, y por otro, es sensible a él, tanto en la demanda como en la generación y transporte de la energía [17] [40] [41]. Es posible entonces, clasificarlo como un sector de la economía particularmente sensible al CC [42].

Ya en [32], publicado en 1987, se establecía que los planificadores del sector eléctrico debían comenzar a considerar el CC en sus decisiones, dejando en claro que, si bien los impactos más grandes no son inminentes, éstos se incrementarán en el tiempo. De igual modo, en [43], publicado en 1997, se concluía la importancia de entender cómo el CC impactaría, a futuro, tanto el suministro como la demanda eléctrica. Asimismo, se ha establecido que el CC aumentará la incertidumbre que los planificadores del sector eléctrico deberán enfrentar, y que la adaptación anticipada al mismo, permitirá reducir los impactos sobre las inversiones y costos futuros en los sistemas eléctricos [32].

A la fecha, sin embargo, las investigaciones se han centrado principalmente en los procesos biogeoquímicos que originan el CC y en sus efectos, mientras que, con respecto a su interacción con sistemas antrópicos, se han enfocado en caracterizar la evolución de los GEI en base al desarrollo económico y tecnológico, en evaluar estrategias y políticas de mitigación de emisiones, y en identificar impactos en los sectores forestal, agrícola y pesquero [17] [33] [37] [40] [44].

Sólo recientemente, y a medida que aumenta la preocupación global sobre los riesgos que implicará el CC, así como la disponibilidad de información, se han comenzado a realizar estudios en el sentido inverso, centrados en los impactos potenciales del CC sobre el sector energético y las estrategias de adaptación de este sector frente a dicho cambio [17] [33] [37] [40] [45].

El estudio de los efectos del CC sobre la demanda eléctrica es, en la actualidad, una de las áreas de mayor dificultad en investigación y planificación, pues involucra interacciones futuras entre sistemas

altamente complejos, como son el climático, tecnológico y socioeconómico, todos los cuales son difíciles de proyectar por sí solos hacia el futuro [37].

## **3.2 Metodología de Estimación del Impacto del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica**

Debido a que los aumentos de emisiones de GEI y de demanda eléctrica son provocados básicamente por los mismos patrones tecnológicos y socioeconómicos, para poder estimar el impacto del CC sobre la demanda eléctrica, es necesario construir un modelo interrelacionado que capture dichos patrones, incorporando en su estructura factores climáticos y no climáticos [7] [33]. Es decir, cualquier estimación de los niveles futuros de demanda (incluyendo el caso base donde el clima permanece inalterado en sus condiciones actuales), debe ser consistente con los niveles de emisiones de GEI, lo que implica que deben estar basados en los mismos supuestos ajustados a la realidad local [7].

La Figura 3.1, construida en base a las metodologías desarrolladas en [7] y [33], muestra el procedimiento utilizado para estimar el impacto del CC sobre la demanda eléctrica. En ella se observa que, a partir de un cierto escenario socioeconómico futuro global (que incluye aspectos tecnológicos, demográficos y ambientales) se determina un patrón de emisiones de GEI, que se utiliza como variable de entrada en un MCG para obtener la evolución del clima. Luego, para dar mayor resolución espacial a estos resultados (cuando se requiere) se usa un MCR. Ambos modelos se construyen a partir de la dinámica del sistema climático y de las relaciones históricas entre éste y las emisiones de GEI.

De igual modo, los escenarios socioeconómicos globales se pueden detallar al nivel de escenarios regionales, teniendo en cuenta las diferencias entre distintas zonas del mundo, y los supuestos sobre los procesos de globalización o regionalización que implica cada familia de escenarios. Estos escenarios regionales permiten caracterizar la evolución de variables socioeconómicas de interés para entender el comportamiento futuro de la demanda eléctrica.

Por otra parte, a partir de las series históricas de variables climáticas, socioeconómicas y de consumo eléctrico, se determina un Modelo de Sensibilidad de Demanda (MSD) capaz de relacionarlas entre sí, incluyendo también, eventualmente, cambios estructurales futuros que afectarán el comportamiento de la demanda y que no pueden ser modelados a partir de relaciones históricas. Este MSD se utiliza para determinar la demanda eléctrica futura considerando el impacto del CC, es decir, usando las proyecciones futuras de variables climáticas y socioeconómicas.

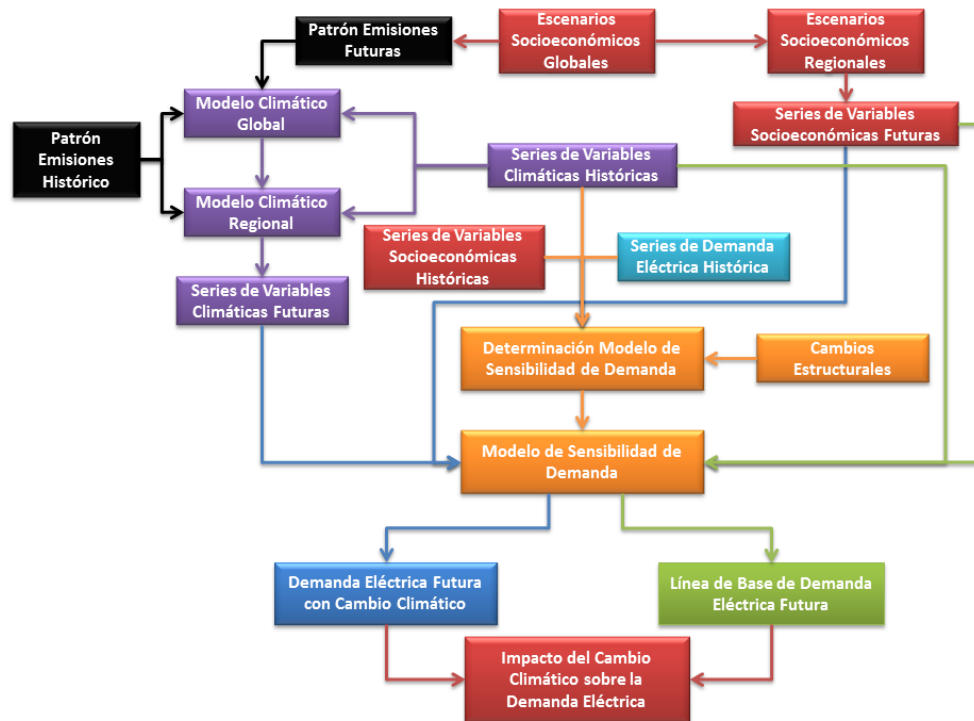


Figura 3.1. Metodología de estimación de impacto del CC sobre la demanda eléctrica (Elaboración propia en base a [7] y [33]).

Finalmente, para obtener el real impacto (absoluto o porcentual) del CC sobre la demanda eléctrica, se compara el resultado anterior del MSD, con una proyección realista de línea de base de demanda, que se obtiene a partir del mismo modelo, pero considerando cambios futuros sólo en las variables socioeconómicas, y asumiendo que el clima permanecerá inalterado en sus valores históricos [33] [44]. Mediante esta comparación, es posible estimar el impacto del CC sobre la demanda eléctrica.

### 3.3 Horizonte Temporal de Análisis

Una de las decisiones que se deben tomar para analizar la evolución futura de la demanda eléctrica, es qué horizonte de tiempo utilizar, el que viene determinado, entre otros factores, por los objetivos que se persigan en cada estudio.

#### 3.3.1 Tipos de Horizontes Temporales de Análisis

Hasta ahora, los pronósticos de demanda eléctrica se han concentrado en el análisis de corto plazo [3] [44], con horizontes desde pocas horas hasta algunas semanas, útiles en operación de sistemas eléctricos, despacho económico, planes de abastecimiento de combustibles para generación, análisis de seguridad, y evaluación y aplicación de programas de gestión de demanda [46] [47] [48]. Por ello, se ha investigado ampliamente la relación entre clima y demanda eléctrica en el corto plazo [49] [50] [51] [52]

[53] [54] [55] [56] [57] [58]. Dentro de este grupo se distinguen además los pronósticos de muy corto plazo, con horizontes temporales menores a 24 horas [48] o, incluso, desde unos pocos minutos a una hora, necesarios para el control en tiempo real de los sistemas eléctricos [47] [59].

En la literatura hay también una cantidad importante de pronósticos de mediano plazo. Según [48] éstos van desde una semana a un año, mientras que [47] [59] los definen desde unos pocos meses hasta 5 años, y [46] como aquellos que van desde uno a varios meses en el futuro. Estos pronósticos se utilizan, principalmente, en agendas de mantenimiento, planificación de las transacciones de energía y ajuste de precios [47] [59].

Más recientemente, con la desregulación de los mercados eléctricos, se ha puesto cada vez más atención en las evaluaciones con horizontes mayores ya que, en sistemas eléctricos liberalizados, los agentes están expuestos a los efectos climáticos sobre las redes eléctricas, surgiendo entonces la necesidad de modelar, predecir y gestionar la incertidumbre climática para disminuir el riesgo en el negocio eléctrico, mediante, por ejemplo, estimaciones correctas de la expansión del sistema [46] [54]. En Chile, diversos aspectos de la planificación del sistema eléctrico consideran horizontes de largo plazo que pueden verse afectados por esta incertidumbre. Tal es el caso de las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras, los estudios de expansión del sistema de transmisión troncal, o los contratos entre generadores y clientes libres.

Además, como el CC se volverá cada vez más importante [32], deberá ser tomado en cuenta por todos los agentes del sistema eléctrico que requieran gestionar la demanda [3] [48], mediante pronósticos de largo plazo, con horizontes temporales de más de un año [46] [48], usualmente entre los 20 y 30 años [48], y en ocasiones definidos con un mínimo de 5 años, cuyo principal objetivo es planificar la expansión de los sistemas eléctricos, así como determinar precios y políticas regulatorias [47] [59]. Al día de hoy, sin embargo, la literatura dedicada a investigar la relación entre clima y demanda en el largo plazo es aún muy acotada [33] [44] [60].

Dentro de los pronósticos de demanda de largo plazo se distinguen estudios con horizontes de evaluación entre 10 y 20 años [44] [60] [61] [62], de entre 20 y 30 años [32] [40] [63] [64] [65], y de más de 30 años [32] [66] [67] [68] [69], destacando aquéllos que plantean escenarios de demanda eléctrica hacia finales del Siglo XXI [37] [67] [68] [70] [71], cuando la señal de CC será mucho más robusta y evidente que en el futuro próximo. En general, la mayoría de las evaluaciones consideran horizontes temporales en torno a los 30 años, por ser éste un periodo de relevancia directa para la planificación eléctrica, incluyendo sólo cambios modestos en las variables climáticas. La decisión entre uno y otro

horizonte depende de si el objetivo del análisis es la planificación del sistema eléctrico o la estimación de efectos del CC.

Cabe destacar, finalmente, que existen estudios con horizontes temporales implícitos, donde se analizan los impactos del CC sobre la demanda eléctrica ante la duplicación de los niveles de CO<sub>2</sub> en la atmósfera [58] [60] [72], sin explicitar cuándo ocurriría esta situación, sin embargo, siempre se hace necesario realizar supuestos sobre el desarrollo económico, tecnológico, etc. que tendría la región en estudio al momento de ocurrir tal concentración.

La Figura 3.2 muestra una síntesis de los tipos de pronósticos de demanda según el horizonte temporal de análisis de acuerdo a lo analizado anteriormente.

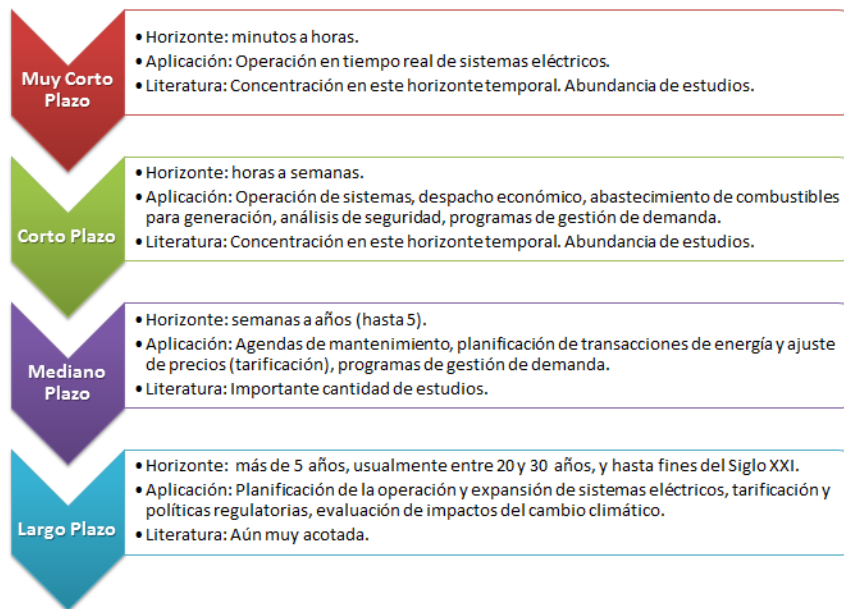


Figura 3.2. Tipos de pronósticos de demanda eléctrica según horizonte temporal de análisis (Elaboración propia).

### 3.3.2 Variables de Tendencia y Adaptación al Cambio Climático

Si bien el impacto del CC sobre la demanda eléctrica es, por definición, un efecto de largo plazo, para su entendimiento, puede ser visualizado observando las fluctuaciones actuales de la demanda con la variabilidad del tiempo y clima [3] [7]. Sin embargo, lo anterior no considera que un fenómeno gradual permite desarrollar medidas de adaptación [35] que se verán reflejadas en cambios estructurales (tecnológicos, socioeconómicos y políticos), por lo que la forma en que responde la demanda eléctrica al clima en la actualidad no es igual a cómo responderá en el futuro, siendo importante, entonces, diferenciar la sensibilidad en el corto y largo plazo [40]. Diversas investigaciones han concluido que la

respuesta de la demanda eléctrica al CC será mayor en el largo plazo [42], debido, en gran parte, a las medidas de adaptación que se pueden implementar.

Otro factor determinante del horizonte temporal a utilizar en la evaluación de impactos del CC, es la extensión de las series históricas disponibles (climáticas, económicas, demográficas, sociales, energéticas y tecnológicas) [44], las cuales, cuando son muy cortas, sugieren la necesidad de acotar la extensión hacia el futuro de las proyecciones.

Para poder contar con un horizonte de tiempo mayor, cuando no se dispone de más datos históricos, se incluyen variables de tendencia en el MSD, las que explican la evolución temporal del comportamiento de la demanda, capturando la potencial variabilidad temporal de su sensibilidad con respecto al clima [44]. Otra solución consiste en usar análisis de sensibilidad con respecto a las variables más inciertas.

A pesar del consenso anterior, una deficiencia recurrente en los estudios es no incluir la adaptación al CC [40], siendo que es altamente probable que las personas hagan ajustes (constructivos, culturales, tecnológicos), para modificar su comportamiento como consumidores y mejorar su capacidad de aprovechar la energía.

## **3.4 Sensibilidad de la Demanda Eléctrica al Clima**

### **3.4.1 Antecedentes Generales**

La mayoría de los estudios que han analizado los efectos del CC sobre el sector eléctrico sugieren importantes impactos sobre las decisiones operacionales y de inversión necesarias, provocando mayores requerimientos de capacidad instalada y aumentos en los costos de operación e inversión de los sistemas eléctricos [32] [44]. Como ejemplo, en [73] se encontró que Estados Unidos, entre 2010 y 2055, podría incrementar sus requerimientos de capacidad instalada en generación, por efecto del CC sobre la demanda eléctrica, entre un 14% y 23%.

Así, se ha establecido que el CC sería uno de los principales factores determinantes de la demanda eléctrica futura [62] y que, en los entornos urbanos, la demanda energética será una de las áreas más sensibles al CC [74].

El consumo eléctrico de las ciudades proviene de muchos servicios, tales como iluminación, agua caliente, refrigeración, electrodomésticos, procesos industriales, etc. [40], siendo una parte importante

para satisfacer necesidades de acondicionamiento térmico de espacios interiores (calentamiento y enfriamiento) [44] [61], siendo ésta la fracción de demanda más sensible al CC en el mundo urbano [40].

### **3.4.2 Demanda Eléctrica Directamente Sensible al Clima**

La forma en que el CC afectará la demanda eléctrica se puede separar en un impacto directo, modificando los requerimientos de acondicionamiento térmico de espacios interiores, y un impacto indirecto, debido a variaciones en el nivel de actividad económica que puede verse afectado por el clima (por ejemplo, industria agrícola, transporte de agua, etc.) [33].

En cuanto al impacto directo, el clima modifica la demanda por calefacción y aire acondicionado (AA), y ésta incide sobre la demanda energética diaria y la potencia máxima demandada por el sistema. La energía consumida en ambos procesos se relaciona con la necesidad de mantener una temperatura de confort relativamente constante al interior de la vivienda, distinta a la del exterior, y por lo tanto, está determinada por las condiciones ambientales exteriores, las ganancias, aislación y pérdidas térmicas de las construcciones, y las tecnologías utilizadas para calentar o enfriar los espacios interiores.

Siguiendo las tendencias climáticas globales, el principal efecto del aumento de la temperatura ambiente serán reducciones en las demandas por calefacción de espacios cerrados, e incrementos en los requerimientos por AA en esos mismos espacios [7] [37] [40] [42] [45] [51] [74] [65] [68].

Ahora, aunque el principal impacto del CC sobre la demanda eléctrica estaría vinculado a la utilización de sistemas de climatización, también tendrá efecto sobre otros consumos: los requerimientos de bombeo de agua aumentarán donde el clima se vuelva más cálido y seco, debido a mayor demanda de agua para riego y consumo, y a la mayor distancia de las fuentes de agua [3] [35] [42]. La demanda de los sistemas de refrigeración se incrementaría y para calentamiento de agua disminuiría [42], aunque estos efectos serán probablemente menores, ya que estos sistemas usualmente están ubicados en espacios ya climatizados y no son afectados directamente por las temperaturas exteriores. Además, las temperaturas de refrigeración y de agua caliente, se encuentran bastante por debajo o por encima, respectivamente, de las temperaturas de una habitación, por lo que el impacto proporcional sería bajo, incluso si se encontrasen en espacios no acondicionados térmicamente [3].

Debido a lo anterior, la literatura se concentra sobre todo en los impactos sobre la demanda eléctrica para acondicionamiento térmico urbano, incluyendo sólo en estudios muy particulares, los consumos de sistemas de bombeo y transporte de agua para granjas y ciudades [75]. La Figura 3.3



resume los tipos de efectos del CC sobre la demanda eléctrica en entornos urbanos de acuerdo al análisis anterior.

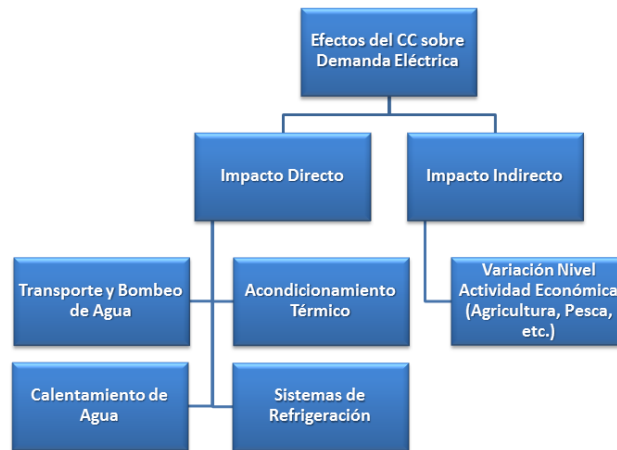


Figura 3.3. Tipos de efectos del CC sobre la demanda eléctrica en entornos urbanos (Elaboración propia).

Cabe destacar, que más del 50% de la energía mundial consumida por el sector residencial es para calefacción y, aunque actualmente el AA es mucho menos importante como consumo energético, presenta importantes tasas de crecimiento en países de altos ingresos y en economías emergentes [70]. En Estados Unidos, por ejemplo, en 1999, el 22% de toda la energía usada en el país era destinada a acondicionamiento térmico (sin considerar agua caliente) [44], con importantes tasas de crecimiento [40] [61]. De igual modo, cerca del 25% de la demanda energética residencial en los 27 estados de la Comunidad Europea es para calefacción, mientras que en Chile, dicho consumo alcanza hasta un 56,3% del total de la demanda residencial en un hogar promedio, llegando en las zonas sur y austral del país a ser un 80,7% del total de la energía anual consumida por las viviendas [76].

### 3.4.3 Efecto Neto del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica

Si bien diversos estudios han establecido importantes modificaciones en el consumo eléctrico debido al CC, no existe consenso sobre la magnitud neta de dichas modificaciones. La principal causa de esto son las direcciones opuestas de las variaciones de demanda por concepto de calefacción y AA ante aumentos de temperatura. Es importante, entonces, tratar estos efectos en forma separada, y luego realizar la comparación entre ellos [37], pues los análisis que los evalúan *a priori* en conjunto pueden ocultar cambios importantes al anularse unos con otros [44].

Así, por ejemplo, en [44] se concluye que aunque sí habrá efectos del CC sobre la demanda eléctrica en Maryland (Estados Unidos), pocos de éstos estarían fuera del rango histórico observado, por lo que, no existiría necesidad de inversiones a gran escala en infraestructura para enfrentarlos, sino

simplemente una vigilancia cuidadosa de la evolución del sector eléctrico a fin de planificar la mitigación y adaptación a tales cambios.

En [77] en tanto, se encontró que, en Estados Unidos, por cada 1°C de aumento de temperatura, se produciría un 2% de disminución en la demanda de energía para calefacción e incrementos comparables en la demanda de AA, con lo cual el impacto neto final dependería de la importancia relativa que tiene el uso de estos procesos dentro del país [42].

En [35] se determinó, para la región de Missouri, Iowa, Nebraska y Kansas, en Estados Unidos, que sólo ocurriría un pequeño incremento neto en la demanda energética producto del CC, ya que los mayores requerimientos por AA y sistemas de bombeo, serían compensados parcialmente por las menores demandas por calefacción. Ello podría hacer suponer que las implicancias del CC sobre la demanda eléctrica son menores, sin embargo, las diferencias estacionales y en las distintas formas de energía para climatización hacen que concluir lo anterior sea erróneo.

En [68] se evaluó un aumento de 4,4°C en la temperatura media anual en Suiza, hacia el periodo 2050-2100, con respecto a 1961-1990, observándose un 33-44% y 36-58% de disminución en la demanda energética anual para calefacción en edificios residenciales y comerciales, respectivamente, mientras que la demanda anual para AA en edificios comerciales aumentaría de un 223% a un 1050%.

La mayoría de los estudios donde se han evaluado por separado los impactos sobre la calefacción y el AA, han encontrado que el aumento de temperatura asociado al CC, provocará un incremento neto en la demanda eléctrica anual, ya que los mayores requerimientos por AA superarían a las disminuciones en el consumo eléctrico para calefacción [77] [42].

Tal es el caso en [63], donde se ha determinado, para Grecia hacia el año 2030, que +1°C de temperatura media, provocará un aumento en la demanda de AA de un 15-29% y una disminución de la demanda por calefacción de sólo un 5-10%, con un efecto neto final de aumento de demanda eléctrica.

Por otro lado, en [70] se determinó que la demanda energética mundial por AA se incrementará rápidamente en el periodo 2000-2100 debido al CC, pero su efecto neto sobre el consumo total de energía sería relativamente pequeño ya que existirían disminuciones compensatorias en la demanda por calefacción. A pesar de ello, los impactos por separado serían considerables, con la demanda energética mundial por calefacción disminuyendo en un 34% hacia 2100 y la demanda por AA incrementándose en hasta un 72% para el mismo año.

En general, entonces, se observa que el impacto neto final que tendrá el CC sobre la demanda eléctrica al agregar sus efectos sobre la calefacción y el AA, dependerá de una serie de factores tales como: niveles de penetración de los sistemas de climatización, tipo climático (localización geográfica), evolución económica y tecnológica, entre otros.

Estos factores hacen que algunos estudios predigan disminuciones en la demanda eléctrica o energética total, tal como en [66], donde se encuentra que un aumento de 4°C en la temperatura media anual provocaría hasta un 5% de reducción en la demanda energética del sector comercial de Estados Unidos hacia el año 2030.

De igual modo, en [61], se concluye que un incremento en 1°C en aquel país reduciría el consumo primario de energía en un 0,7% hacia el año 2010. Una de las principales causas de estas disminuciones globales de demanda sería el tipo climático frío de gran parte de los Estados Unidos.

Sin embargo, los resultados anteriores contrastan con otros estudios para el mismo país, que sugieren que un modesto calentamiento provocaría grandes aumentos en el consumo energético [40]. La principal razón de esta divergencia es que algunos estudios están enfocados sólo en el análisis de los sistemas de enfriamiento (AA) (casi 100% eléctricos), más que en el impacto total del CC sobre los sistemas de acondicionamiento térmico, que incluyen también otros tipos de energéticos [61].

En términos generales, los estudios que concluyen una disminución en la demanda total indican que ello se debe a que las bajas en los requerimientos de los sistemas de calefacción excederían a los aumentos en la demanda por AA [61] [66].

Así, la teoría, la modelación, los datos y la opinión experta coinciden en que un aumento de 1 a 5°C reduciría considerablemente la energía para calefacción en latitudes y altitudes medias y altas, mientras que la energía para AA se incrementaría [74]. También existe consenso en que, en general, al agregar ambos impactos, en regiones con bajas temperaturas dominarán las disminuciones de demanda para calefacción, mientras que en aquellas con altas temperaturas, lo harán los aumentos en las demandas por sistemas de AA [40].

En la Figura 3.4 se muestran los efecto contrapuestos del CC sobre las demandas de los sistemas de calefacción y AA, y los principales factores que tendrán incidencia sobre el efecto neto final al agregar ambos impactos.

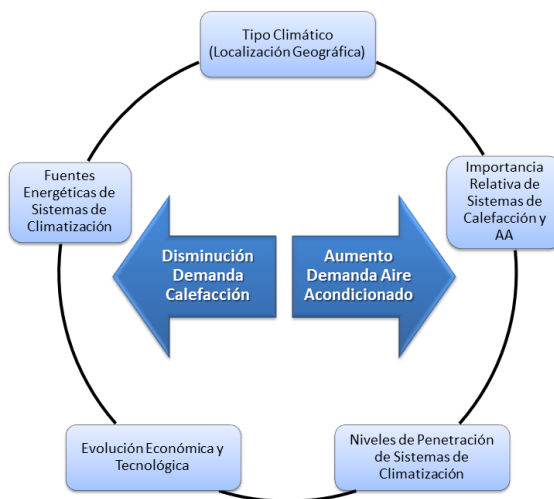


Figura 3.4. Efecto del CC sobre las demandas de sistemas de calefacción y aire acondicionado y principales factores que definen el efecto neto final (Elaboración propia).

En la Figura 3.5 se muestran los efectos del aumento de temperatura sobre la demanda energética en distintas regiones de Estados Unidos al año 2025, con respecto al año 2000, pudiéndose ver que todas las regiones presentan disminuciones en su demanda por calefacción y aumentos en su demanda por AA, y el efecto neto agregado, en la mayoría de ellas, es de disminución, con lo que el CC sería un beneficio desde el punto de vista del estrés sobre el sector energético [65].

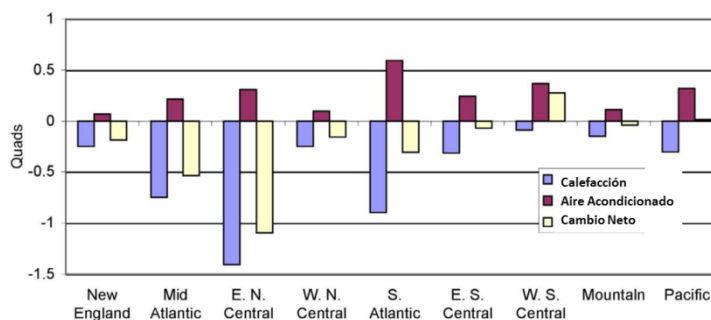


Figura 3.5. Modificaciones en la demanda energética de uso final para calefacción, aire acondicionado, y agregada (cambio neto) producto del CC hacia el año 2025, con respecto al año 2000, en los Estados Unidos [65].

Por ello, en países con gran extensión latitudinal como Chile, es importante poder identificar y aislar adecuadamente las condiciones (climáticas, energéticas, económicas, etc.) de su ciudad capital, Santiago, para poder llevar adelante un adecuado estudio de caso.

### 3.5 Resolución Temporal del Análisis

Diversos factores deben tenerse en cuenta a la hora de decidir la resolución temporal con que evaluar las variaciones futuras inducidas por el CC sobre los sistemas eléctricos.

### 3.5.1 Resolución Estacional o Mensual

En primer lugar, debe considerarse la ocurrencia de cambios climáticos estacionalmente diferenciados (no uniformes a lo largo del año), los que se manifestarían en un futuro más próximo que aquéllos cambios en los promedios anuales [3] [78].

Lo anterior se puede ver en la Figura 2.20, donde se muestra la tendencia estacional en el incremento de temperatura en Chile al año 2100, bajo los escenarios A2 y B2, pudiéndose observar claramente, para la zona de Santiago, mayores incrementos en la temporada estival que en la invernal, implicando distintos impactos, a lo largo del año, sobre la demanda eléctrica. Estos cambios no se podrían observar con un modelo de proyección que sólo tuviese resolución anual. Diversos estudios [15] [40] [61] [78] incluyen entonces, los patrones estacionales del CC.

Lo anterior es uno de los motivos por los cuales considerar un aumento anual uniforme de la temperatura [3], u otra variable climática, es útil sólo para identificar la sensibilidad de la demanda eléctrica frente a dicha variable, pero no es un método robusto para proyectar los impactos reales del CC, pues ese enfoque pierde capacidad de evaluar los importantes efectos estacionales [7] [44].

Luego, como la demanda eléctrica depende de la estacionalidad del clima [79], es importante el uso de modelos de sensibilidad con resolución mensual [44] [51] [52] [65] [72], al menos, o diaria u horaria, los que permiten realizar la evaluación de cambios estacionales y, adicionalmente, hacen posible tener un mayor número de observaciones, así como mayor variabilidad entre esas observaciones, volviendo más robusta la determinación de los parámetros del modelo, y llevando, finalmente, a un mejor comportamiento y desempeño del mismo [33] [35] [44].

Sin embargo, es importante tener en cuenta que mayores resoluciones temporales pueden perder representatividad en horizontes futuros muy lejanos, debido a la elevada incertidumbre asociada.

El aumento de resolución temporal en las variables climáticas, también puede ser replicable en otras variables (socioeconómicas, tecnológicas, demográficas, eléctricas, etc.). Así, por ejemplo, en [40] se concluye que incrementos de temperatura idénticos a lo largo del año, tienen distintos efectos en verano que en invierno, dominando en invierno las disminuciones en la demanda de sistemas de calefacción, y en verano los aumentos en la demanda eléctrica por mayor uso de AA.

En [44], por otro lado, se encontró que los impactos más pronunciados del CC sobre el estado de Maryland (Estados Unidos) ocurrirían durante los meses de verano. De modo similar, en [80] se

encontró, para El Líbano, que el aumento de temperatura tendría un efecto importante sobre la demanda eléctrica en verano, y uno poco evidente en invierno. Surge así la necesidad también de diferenciar los periodos más críticos o sensibles a lo largo del año para enfrentar los efectos del CC.

En [33], también, se determinó, para Grecia, un aumento en la demanda eléctrica por efecto del CC, de entre un 3,6% y 5,5% hacia el año 2080, fundamentalmente asociado a importantes incrementos en el verano (28% a 128% por encima de la demanda eléctrica del año 2000), los que sobrepasarían a las moderadas disminuciones invernales (-43% con respecto al año 2000).

Se puede concluir, entonces, que una importante consecuencia de utilizar una adecuada resolución temporal en el análisis del impacto del CC es la determinación de efectos que, en promedio, pueden ser pequeños, pero que, al ser estacionalmente no uniformes, pueden tener grandes, y a veces graves, implicancias sobre la operación normal de los sistemas eléctricos [44] [54].

### **3.5.2 Resolución Diaria u Horaria (Efecto de Día Hábil)**

Además de los efectos anteriormente mencionados, las series de tiempo de demanda eléctrica muestran generalmente otros dos ciclos temporales: un ciclo intra-diario (curva o perfil de carga diario) y un ciclo semanal. El ciclo semanal usualmente muestra clara diferenciación entre días de semana (laborales) y fines de semana, siendo las demandas generalmente mayores durante los días de semana [3] [37] [41] [54] [81] [82] [83].

Un análisis detallado de este ciclo sugiere que los fines de semana tienden a afectar también a los días Lunes y Viernes, los cuales usualmente son tratados separadamente. Asimismo, los días Sábado muestran un perfil de demanda distinto de los Domingos. Este patrón semanal exacto depende de cada región en estudio y de cada estación del año [81]. En [83], por ejemplo, se definen un índice de variación mensual-estacional y un índice de variación diaria-semanal de la demanda eléctrica.

Adicionalmente se pueden identificar casos excepcionales, por ejemplo: feriados, días de cambios de horario, etc., los cuales dependen de la fecha calendario, la que es también comúnmente considerada variable de interés. Varios enfoques, sin embargo, no consideran estos casos, debido a que hay poca información histórica disponible para estimar los parámetros del modelo en estos días [48].

En [3] [41] se propone considerar el efecto calendario mediante una variable llamada Efecto de Día Hábil (EDH), que representa, en forma independiente a otros efectos, el efecto del día de la semana en la demanda de un día particular como porcentaje de la demanda de un día representativo. Este efecto se explica con mayor detalle en la Sección 5.2.1.

En [3] el análisis incluye también variables que toman en cuenta la hora del día, para dar cuenta de los distintos comportamientos que tiene el consumo eléctrico en función de ella.

En términos generales, estos aspectos temporales y calendarios intentan representar el efecto de los patrones actuales de uso de electricidad sobre el cambio futuro en la demanda [3] [7] [37] [75].

Para capturar otros cambios potencialmente importantes, además de aquellos sobre las temperaturas medias, en [7] se considera la evolución del DTR, en base a cambios en las temperaturas mínima y máxima, dando cuenta de la importancia de la variación diaria de esta variable y sus modificaciones producto del CC. Surgen así modelos de resolución horaria, que cuantifican la sensibilidad para distintas horas del día e identifican cambios en los perfiles de demanda diarios producto del CC [3].

## **3.6 Resolución Espacial del Análisis**

Otro de los aspectos que debe tenerse en cuenta al analizar los impactos del CC sobre el sector energético es la resolución espacial de los mismos. En especial, cuando el objetivo de un estudio no es sólo cuantificar impactos, sino que también identificar posibles políticas que los resuelvan, éste debe ser desarrollado a una escala geográfica adecuada [17].

### **3.6.1 Impacto a Nivel Global**

Existen una serie de estudios en la literatura que se han centrado en el impacto del CC sobre los sistemas antrópicos a nivel global, los cuales han determinado, por ejemplo, que el efecto agregado sobre todos los países del mundo sería un impacto negativo, con pérdidas de cerca de un 0,3% del PIB mundial, la mayoría de las cuales provendrían del sector agrícola, de los recursos hídricos, y, en un tercer lugar, del sector energético [84]. Estos estudios, sin embargo, carecen de la resolución necesaria para evaluaciones a nivel país o de grandes ciudades.

### **3.6.2 Impacto a Nivel Nacional**

Se ha demostrado que los impactos específicos del CC sobre cada país serían muy disímiles, observándose, en particular, un efecto neto de disminución en la demanda energética de la mayoría de los países OECD, y un aumento en ella para gran parte de los países no-OECD [84]. Ello se debe a que los países OECD están ubicados, en general, en latitudes altas con climas fríos, por lo que el calentamiento global provocaría mayores reducciones en su demanda por calefacción que los aumentos asociados al AA, mientras el resto del mundo, en latitudes menores, vería un mayor impacto sobre el consumo de AA.

De lo anterior se comprende la dificultad para lograr acuerdos internacionales que enfrenten el CC, siendo también de vital importancia contar con funciones de respuesta específicas en cada país, particularmente aquéllos en vías de desarrollo.

Usualmente, entonces, las consecuencias del CC se analizan a escala nacional, con resoluciones que, sin embargo, para ciertos países, siguen siendo bajas, y como consecuencia de ello, sólo capturan algunas respuestas promedio para grandes áreas geográficas. Estas respuestas tienen poco valor al intentar proponer adaptaciones específicas para un determinado lugar, y pueden redundar en la aplicación de políticas inadecuadas [44] [85].

### **3.6.3 Impacto a Nivel Sub-Nacional**

Uno de los factores que debe tenerse en cuenta, a la hora de analizar las consecuencias del CC, es la variabilidad espacial de las características climáticas, aun dentro de un mismo país. De otro modo, se incurre en un sesgo importante en los resultados [35]. Tal es el caso de Chile, el país con mayor desarrollo latitudinal del mundo, y con una variedad climática que hace difícil pensar en la generalización de resultados obtenidos para algunas de sus ciudades en particular.

Más aún, se sabe que la evolución de la demanda no sólo dependerá del CC sino de sobre qué tipo climático se superponga dicho cambio, el cual depende a su vez de la localización geográfica del lugar en estudio [33] [60] [62] [64] [86]. Además de la extensión, en [33] se enfatiza la importancia de realizar análisis a escala regional en regiones donde la topografía provoca grandes diferencias locales en el clima, lo cual es también el caso de Chile.

La alta resolución necesaria para las evaluaciones no responde únicamente a la variedad de climas. También se ha concluido la importancia de incluir a los factores socioeconómicos con la mayor resolución geográfica posible, asegurando además que la evolución futura de ellos sea consistente con las tendencias globales que les dan origen [33] [62].

A lo anterior se suma la existencia de diferencias regionales en infraestructura eléctrica (fuentes energéticas, eficiencia, sistemas de generación, transmisión y distribución, etc.) y, finalmente, el hecho que los sectores residencial, comercial e industrial tienen comportamientos de demanda distintos entre las regiones de un mismo país influidos en forma importante por la economía local [44] [62] [87] [88]. En todos estos casos, el detalle espacial utilizado dependerá del grado de homogeneidad del país, pero también de la disponibilidad de información [7]. Un claro ejemplo de heterogeneidad surge al observar la matriz energética de todo Chile y compararla con la de Santiago. Estas se pueden ver en el Capítulo 5.



Un aspecto clave al considerar variaciones regionales en la estructura energética es identificar regiones con mayores y menores demandas por calefacción y AA [40], o en un sentido más amplio, tener en cuenta los distintos perfiles de uso de energía específicos de cada región [62].

Por otro lado, en [89] se concluye que las grandes diferencias en la estructura socioeconómica a través del mundo provocan distintos patrones de dependencia climática de la demanda. En este sentido, una región podría ser más parecida, en términos de esta dependencia, a otro lugar con similares características socioeconómicas que a una región vecina o con un clima similar.

En resumen, una escala regional, local, o sub-nacional se justifica porque el CC tendrá impactos geográficamente diferenciados y, como consecuencia de ello, los análisis que se aplican a todo un país por igual, pueden ocultar importantes efectos locales [44].

Un ejemplo de lo anterior se muestra en [72], donde, al analizarse la relación clima-demanda eléctrica en 8 estados de Estados Unidos, se obtuvo un amplio rango de resultados para un mismo calentamiento (2°C): mientras en Washington se tendrían disminuciones de demanda de 7,2% para el sector residencial y 0,3% para el comercial, otros estados tendrían incrementos de entre 0,9% y 11,6% (este último para Florida) en el sector residencial, y de entre 1,6% y 5,0% en el comercial. Incluso estados vecinos, como Florida y Louisiana, mostraron notorias diferencias en sus respuestas, dando cuenta de la inaplicabilidad de la generalización de resultados.

Otros estudios también han encontrado importantes diferencias en la sensibilidad demanda eléctrica-temperatura entre distintos estados de Estados Unidos [65] [88], las que se explican por diferentes distribuciones de temperatura y distintos niveles de crecimiento económico y demográfico dentro del país [61] [65] [69]. Así, en [60] se encontró que los estados del noreste, bajo un escenario de CC, reducirían su demanda energética total, mientras que en otras regiones los aumentos de demanda por AA sobrepasarían a las disminuciones de demanda por calefacción, ocasionando aumentos en el consumo energético total. Similarmente, en [40] se concluye que las regiones de Estados Unidos con clima frío se beneficiarán de un aumento suave en la temperatura, mientras que aquellas que ya son cálidas se verán afectadas negativamente por este hecho.

De igual modo, en [77] se encontraron respuestas únicas en el consumo energético de edificios comerciales frente al CC, para cuatro ciudades de Estados Unidos (Seattle, Minneapolis, Phoenix y Shreveport). Por ejemplo, un aumento de 3,9°C, haría crecer la demanda por AA en un 36% en Phoenix y en un 93,3% en Seattle. Es importante destacar, eso sí, que los cambios absolutos pueden ser mayores en áreas que tienen una alta demanda, aun cuando los cambios porcentuales sean bajos.

A su vez, en [32] se encontró que un calentamiento, hacia 2015, de 0,8°C a 1°C, provocaría un aumento de 0,45% en la demanda eléctrica de Nueva York, y de 3,4% en el Sureste de Estados Unidos. El mayor incremento en el Sureste se debería, en parte, a las mayores temperaturas esperadas, pero también a su sensibilidad más alta (4%/°C en Nueva York, 6,8%/°C en el Sureste) por mayor uso de AA.

Siguiendo esta tendencia, las investigaciones sobre efectos del CC a escala sub-nacional y regional se han acelerado en los últimos años, a medida que los riesgos asociados al mismo se han vuelto más importantes y la resolución espacial disponible en las proyecciones climáticas ha aumentado [37]. Por ello que se pueden encontrar varios otros estudios que han desagregado su análisis por regiones, estados o ciudades [42] [61] [70] [90].

Cabe destacar que la capacidad de los sistemas sociales, económicos, tecnológicos e institucionales a nivel local es crítica para la adaptación exitosa al CC. Soluciones desde el nivel nacional o internacional frecuentemente han sido mal adaptadas a las circunstancias locales, mientras que los mecanismos más efectivos han sido aquellos fuertemente apoyados, e incluso desarrollados, en forma local, con asistencia técnica e institucional de niveles nacionales o globales [74].

Finalmente, como el sector comercial y residencial tienen su máximo desarrollo en las ciudades, es útil tener en consideración, el fenómeno conocido como Isla de Calor, que corresponde a una región, dentro de un área urbana, caracterizada por temperaturas mayores que los alrededores debido a la absorción de energía solar de materiales como el asfalto [2]. Si bien aún existen contradicciones sobre sus efectos, en general provocaría mayor demanda eléctrica estival y disminución en la invernal, aumentando el estrés térmico e intensificando las olas de calor sobre las ciudades, elevando las temperaturas de verano en varios °C. Existe además, retroalimentación positiva entre demanda eléctrica e Isla de Calor, ya que el mayor uso de AA (que conlleva mayor demanda eléctrica) aumenta la severidad de la Isla de Calor a través de la producción térmica por vía eléctrica. Aun así, el efecto preciso de la Isla de Calor en áreas metropolitanas específicas del mundo es muy poco claro [63] [74].

### **3.7 Cambio Climático y Demanda Eléctrica Máxima**

Al evaluar los efectos del CC sobre el sistema eléctrico debe distinguirse, y analizarse por separado, el impacto sobre el consumo de energía eléctrica, sea a escala diaria, mensual o anual, de aquel sobre la demanda máxima o peak del sistema [3] [32] [37] [58] [69].

Se sabe que los cambios climáticos estacionales, con la mayor temperatura asociada, en general, ocasionarán importantes aumentos en la demanda eléctrica máxima, provocando la necesidad de ampliar la capacidad instalada en generación, transporte y distribución [33], ya que los sistemas eléctricos, para su expansión, deben considerar la satisfacción de la demanda peak [42] [74].

Un importante porcentaje de esta capacidad adicional podría ser subutilizado durante gran parte del año, por lo que cobran relevancia nuevas estrategias de adaptación apropiadas, como por ejemplo, nuevas inversiones, interconexión entre sistemas eléctricos, programas de ahorro energético, medidas de tarificación para modificación del perfil de demanda, entre otras [33] [42] [74].

El énfasis debe estar en que las diferencias intra-anales en el perfil de demanda tienen distintas implicancias en la expansión del sistema eléctrico. Por ejemplo, aumentos de demanda eléctrica en verano podrían ser compensados por disminuciones de demanda en invierno y, sin embargo, lo anterior no implica que dejen de requerirse de grandes inversiones en el sistema eléctrico para suministrar las demandas máximas estivales [35] [44].

La demanda máxima es particularmente importante ya que temperaturas extremas exacerbarían situaciones de estrés ya existentes en los sistemas eléctricos, llegando incluso a colapsarlos y provocar *blackouts* en el sistema [3] [7] [37]. Surgen así estudios que se centran en estimar el impacto del CC sobre la demanda sólo en verano, que es cuando ocurre la mayor parte de los elevados peaks, principalmente en los días más cálidos y en regiones que tienen un uso intensivo de AA [58] [72].

En esta misma línea, en [69] se concluye que los mayores impactos del CC sobre la demanda eléctrica ocurrirán, precisamente, en las horas de demanda máxima (mediodía en verano) pues esas horas tienen la sensibilidad más alta con respecto a la temperatura [7], debido a un importante porcentaje del consumo explicado por el uso de AA (tal como ocurría ya en el año 1992, en Israel, donde el AA representaba hasta el 20% de la demanda total en dichas horas [58]).

En [75] se encontró que 1,9°C más de temperatura al año 2010, provocarían, en California, un aumento de 2,6% en el consumo de energía eléctrica y de 3,7% en la demanda peak, con el 80% de este impacto explicado por mayor uso de AA.

Por otra parte, en [69] se encontró que, en los Estados Unidos, un aumento de 3,7°C hacia el año 2055, provocaría una elevación de 13% a 20% en la demanda peak y de 4% a 6% en el consumo eléctrico.

A su vez, en [32] se encontró que si la temperatura subiese de 0,8°C a 1°C hacia el año 2015, la demanda de energía eléctrica crecería 0,45% en Nueva York y 3,4% en el Sureste de los Estados Unidos, mientras que la demanda peak crecería un 3,3% y 7% respectivamente.

En [3] y [7], se determinó, para Tailandia, que un calentamiento de entre 1,7°C y 3,4°C hacia el año 2080, elevaría la demanda peak entre 6,6% y 15,3%, con aumentos mucho más evidentes durante el verano, y, al igual que en los casos anteriores, un mayor impacto sobre la demanda peak que sobre el consumo de energía eléctrica.

En [91], se muestra un caso distinto, pues para el sistema eléctrico de Finlandia, país de clima muy frío, la demanda peak se produce en invierno (debido al alto consumo de calefacción eléctrica), y se estima que ella se reduciría entre un 7% y 23% hacia el año 2020 por efecto del CC. De igual modo, la demanda de energía para calefacción se reduciría en un 4% hacia el año 2020 y en un 14% hacia 2050. Este ejemplo evidencia que no siempre la demanda máxima está asociada al verano y las altas temperaturas, sino que está determinada por el clima y la matriz energética de cada país.

En [37] se determina, para California, una función cuadrática entre el consumo de energía eléctrica y la temperatura media diaria, y una relación lineal entre la demanda peak y la temperatura máxima. Así, para el periodo 2070-2099, el consumo anual de energía eléctrica crecería de 2,9% a 17,8% con respecto a la actualidad, y la demanda peak aumentaría de 4,2% a 19,8% (los rangos son consecuencia del escenario socioeconómico analizado y el modelo climático utilizado).

En general, se puede observar, que porcentualmente existe un mayor impacto del CC sobre la demanda peak que sobre el consumo de energía eléctrica. Esto se explica porque la temperatura máxima aumentará mucho más que la temperatura media en la mayoría de las localizaciones, por efecto del CC. Como ya se ha comentado, ello tiene grandes implicancias para la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos.

Finalmente, se debe mencionar que hay estudios donde no se analiza explícitamente la demanda peak, sino que se utiliza un factor de carga (razón entre la potencia media y la potencia máxima) constante para determinarla habiendo conocido el consumo de energía eléctrica [7].

## **3.8 Impacto del Cambio Climático sobre la Demanda Energética Total**

En la presente sección se analizan las diferencias en el impacto del CC sobre el sector eléctrico aislado o en conjunto con otros combustibles como parte de un sector energético global.

### **3.8.1 Diferenciación del Impacto sobre el Sector Eléctrico y Energético**

El CC tendrá impactos únicos sobre el uso de cada forma de energía y, en consecuencia, sobre los distintos sistemas de producción, transporte y distribución energética. Así por ejemplo, el sistema eléctrico podría requerir de mayores capacidades instaladas a medida que sube la temperatura, debido al mayor uso de AA y, sin embargo, la menor demanda por calefacción podría ocasionar la contracción de los sistemas asociados al gas natural u otros combustibles fósiles [3] [44].

Es por ello que debe tenerse claro que los estudios que sólo se centran en la demanda eléctrica no son representativos de todo el sector energético ya que la electricidad, si bien es casi la única forma de energía usada para sistemas de AA, es sólo una de las muchas fuentes para calefacción [40]. Debe entonces considerarse que el efecto del CC sobre la demanda energética dependerá de la matriz energética de uso final, la cual no sólo viene determinada por los precios, sino también por la disponibilidad de recursos y tecnologías en cada lugar [60] [62] [64] [86].

Así, por ejemplo, en [69] y [42] se concluye que el CC provocaría un aumento en la demanda eléctrica y una disminución de la demanda por otros combustibles (usados típicamente para calefacción) en Estados Unidos. En [62] se encontró también un mayor consumo eléctrico residencial, y una disminución en el consumo de gas natural residencial, hacia el año 2020, por efecto del CC, en Massachusetts.

Por otra parte, una característica usual en los MSD es que la sensibilidad de la demanda eléctrica a altas temperaturas resulta ser mayor que a bajas temperaturas debido, en parte también, a que la demanda por calefacción, en muchos lugares, está suministrada por otros combustibles, y la electricidad queda reducida a algunas pocas aplicaciones térmicas [90]. Así, en invierno, el calentamiento global podría reducir la demanda eléctrica para calefacción, sin embargo, la mayor parte de este impacto serían reducciones en la demanda por otros combustibles.

Lo anterior muestra la importancia de diferenciar y aislar los impactos sobre el sector eléctrico de aquellos a un nivel más agregado, considerando todos los tipos de fuentes energéticas de uso final para climatización de espacios interiores.

### **3.8.1.1 Sustitución de Energéticos**

De acuerdo a la discusión anterior corresponde entonces, incluir separadamente en el análisis, el efecto del CC sobre la energía eléctrica de otras fuentes energéticas. Sin embargo, estos energéticos no siempre son fácilmente separables ya que muchos de ellos son sustitutos, sobre todo para calefacción, por lo que debe considerarse en su evolución futura la posible sustitución entre ellos de acuerdo a sus precios, tecnologías disponibles, preferencias culturales o tendencias históricas de largo plazo.

Es así que, en [67] se incluyó, en el análisis de impactos del CC, un modelo de selección de combustible en los Estados Unidos, siendo una de sus principales conclusiones el que los consumidores cambiarían de gas natural, petróleo y otros combustibles a electricidad, a medida que el clima se vuelve más cálido, aumentando la demanda energética global y, especialmente, la demanda eléctrica.

En [71] se determinó que, en Estados Unidos a lo largo del Siglo XXI, cada vez una mayor parte de la energía total suministrada sería eléctrica, y además, que las restricciones sobre las emisiones de CO<sub>2</sub>, provocarían bajas en las demandas por gas natural y otros derivados del petróleo, pero tendrían un impacto muy bajo sobre la demanda eléctrica. Esta tendencia parece ser replicable a nivel global.

Se retomará este punto en la Sección 3.11.2 en lo relativo a la evolución de los precios de los distintos combustibles.

## **3.9 Impacto del Cambio Climático sobre el Sector CPR**

Los estudios actuales del impacto del CC sobre el sector eléctrico están centrados fundamentalmente en las áreas urbanas, que son áreas en las cuáles se consume gran parte de la energía en la actualidad, y donde se pueden lograr importantes sinergias entre la mitigación, para disminuir las emisiones de GEI, y la adaptación, para reducir los impactos del CC [44].

Dentro de estas áreas, los sectores que se verán más afectados por la ocurrencia del CC, son el comercial y residencial, por cuanto resultados de diversos estudios [43] [44] [72] [87] sugieren que la demanda eléctrica en el sector manufacturero no es sensible a la temperatura. De hecho, uno de los sectores industriales más sensibles al CC es el mismo sector energético [42].

En el sector industrial se presentan, fundamentalmente, procesos continuos de calentamiento o enfriamiento, que operan sin importar la temperatura exterior, y se utilizan, por ejemplo, en áreas como el procesamiento y almacenamiento de alimentos, etc. En general, se considera esta demanda industrial como independiente de la temperatura exterior [62], principalmente por la gran diferencia entre la temperatura de operación de sus procesos y las fluctuaciones de la temperatura exterior, o porque operan bajo condiciones ambientales ya climatizadas, sin embargo, una parte de ellos, podría llegar a depender de la temperatura exterior si se considera que algunos de estos procesos frecuentemente intercambian calor con el aire exterior [89]. A pesar de lo anterior, su inclusión en términos explícitos no se considera en el presente trabajo de tesis.

Al sector comercial y residencial, en Chile, se suele agregar el sector público en forma diferenciada, constituyendo lo que se conoce típicamente como Sector CPR. Al considerar esta componente de demanda es posible entonces realizar análisis detallados de la demanda eléctrica urbana y sus vulnerabilidades frente al CC [72].

En términos generales, se señala una sensibilidad de la demanda eléctrica residencial de un 2% a 4% por cada 1°C de aumento en la temperatura ambiente [90]. Para tener una noción de la magnitud de estos impactos sobre el sistema eléctrico, se debe tener en cuenta que sólo el sector residencial consume alrededor de un tercio de toda la energía de uso final del mundo [70].

Por supuesto, los impactos sobre el sector comercial y sobre el sector residencial no serán iguales, siendo mayores o menores según la localización en particular que se esté evaluando. De ahí que algunos estudios se concentren en evaluar, por separado, los impactos en cada sector [40] [44] [61] [62] [63] [67] [68] [72], o sólo se dediquen a uno de ellos [51] [52] [66] [70] [77] [90].

En [44] se encontró que el incremento en la demanda eléctrica comercial (hasta un 10% hacia el año 2020), debido al CC, sería mucho mayor que en la demanda residencial. En [72], en tanto, se señala que la duplicación de los niveles actuales de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, provocaría un aumento en el consumo eléctrico en los sectores residencial y comercial, en conjunto, de un 5% a un 15%.

En particular, algunas evaluaciones incluyen variables para caracterizar el sector comercial (útiles cuando se analiza por separado del residencial), entre ellas: total de ventas, número de empresas, horarios de trabajo, antigüedad de las construcciones, ubicación en el área metropolitana, actividades asociadas al comercio, presencia de máquinas dispensadoras, refrigeradores y congeladores, metros cuadrados construidos, número de pisos de edificios, material del techo, presencia de terrazas, etc. [40], todos ellos en el contexto de un modelo con un elevado nivel de detalle.

Finalmente, cabe señalar, con respecto a otros sectores productivos sensibles al clima (agrícola, forestal, pesquero), que la mayor parte de los estudios indican que su productividad neta es una función cuadrática de la temperatura. Así, a partir de temperaturas frías, estas actividades económicas se incrementan junto con ella hasta un cierto valor máximo a partir del cual con incrementos en la temperatura la actividad comienza a decaer [84].

## **3.10 Factores Climáticos que afectan a la Demanda Eléctrica**

Se sabe que tanto la variabilidad del tiempo, en el corto plazo, como el CC, en el largo plazo, provocan y provocarán importantes modificaciones en distintas variables climáticas, las que influyen fuertemente sobre la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Además, estas mismas variables producen cambios en la demanda eléctrica [3] [7] [33] [58].

Se han identificado, entonces, dos tipos de variables climáticas, las variables climáticas primitivas, tales como la temperatura, humedad relativa y precipitaciones, y las variables climáticas derivadas, como los grados-días, las cuales son determinadas a partir de las primeras [54].

### **3.10.1 Variables Climáticas Primitivas**

La temperatura ha sido, por mucho tiempo, considerada como un factor determinante para la demanda eléctrica en el corto plazo y existe gran cantidad de literatura enfocada en analizar su importancia en los pronósticos de demanda en ese horizonte temporal [7] [81].

Por otro lado, aunque existe menos investigación al respecto, también se ha identificado a la temperatura como el principal factor climático que afecta la demanda eléctrica en el largo plazo, estando ambas variables fuertemente correlacionadas [7] [33] [41] [52] [54] [79] [82] [83] [88] [92] [93] [94].

Esta relación demanda-temperatura se debe a que en las edificaciones, la temperatura del aire exterior afecta la conducción térmica a través de ventanas y paredes, además del intercambio de calor para ventilación y las pérdidas de aire a través de ventanas y puertas [58], provocando diferencias en la demanda por energía eléctrica para llegar a temperaturas interiores cercanas a la de confort.

Así, diversos estudios consideran a la temperatura como variable que, al modificarse por efecto del CC, afectará a la demanda eléctrica futura, usándola, por lo tanto, en la determinación de los MSD [5] [32] [40] [41] [52] [58] [67] [69] [72] [84] [88].



Sin embargo, la demanda eléctrica también está influenciada por otras variables climáticas como la velocidad del viento [3] [5] [7] [58] [72] [88], la humedad atmosférica [3] [7] [52] [58] [77] [80] [88], las precipitaciones [3] [5] [7] [40] [67] [84], la evaporación [3] [7], la evapotranspiración [3] [7] y la nubosidad [3] [5] [7] [52], aunque dichas variables tienen efectos menores sobre el consumo [83].

Como regla general, los elementos del clima que afectan la demanda eléctrica son, en orden decreciente de importancia: temperatura, humedad, precipitaciones y, finalmente, velocidad del viento [33] [95] [94], aunque, en la práctica, depende de cada región y del clima local, cuáles son los factores climáticos que tienen una mayor o menor influencia significativa [48].

Con respecto a la humedad atmosférica, en [80] se ha encontrado que ésta aumenta la demanda eléctrica en verano, pero la disminuye en invierno en países con climas cálidos. En [52], en cambio, se encontró que la humedad no está relacionada significativamente con la demanda eléctrica residencial en Hong Kong, mientras que la cobertura nubosa sólo lo está durante el verano. En [77], por otro lado, se demuestra que el aumento en la humedad sería un factor importante en el consumo energético comercial en las zonas más húmedas de los Estados Unidos. En términos generales, la humedad atmosférica sólo se vuelve una variable relevante en climas muy húmedos, sean éstos cálidos o fríos.

Para las precipitaciones, en general, se ha encontrado que las mismas aumentan la demanda energética en todas las estaciones del año, en concordancia con los mayores gastos energéticos típicos en zonas más húmedas [40].

El aumento en la velocidad del viento, por otro lado, afecta el balance término en los edificios acelerando el intercambio de calor en la superficie exterior de éstos, lo cual, típicamente reduce la necesidad de AA al interior, y también aumentando el intercambio de calor y humedad entre interior y exterior a través de pérdidas, lo cual aumenta la necesidad de AA [58]. Su efecto final, por lo tanto, no es evidente, aunque se estima en general como mucho menor que los de la temperatura y precipitaciones.

Por otro lado, también se utiliza, en ocasiones, el índice de claridad [80], o la irradiancia solar global [5] [58] como variables que incidirían sobre la demanda eléctrica, ya que el balance térmico de los edificios es afectado por la irradiancia solar absorbida por la envoltura de los mismos, o transmitida a través de las ventanas a su interior. En general, la relación entre índice de claridad (o equivalentemente, irradiancia solar) y demanda eléctrica es positiva en verano, y negativa en invierno [80].

En [44] se incluyen además de las variables climáticas propiamente tales, las horas de luz solar (tiempo transcurrido entre el amanecer y el atardecer), las cuales disminuyen el sesgo en las

estimaciones de sensibilidad de demanda, ya que están generalmente correlacionadas con la temperatura, e influyen en la demanda eléctrica debido a los cambios en las necesidades de iluminación artificial, así como en el uso de otras aplicaciones eléctricas debido a la permanencia de los individuos dentro de las viviendas o edificios.

Finalmente, cabe señalar que en [3] se ha establecido también que es común agregar en el análisis como variable independiente la temperatura media del día previo, lo cual sirve para tener en cuenta la inercia térmica de la demanda energética.

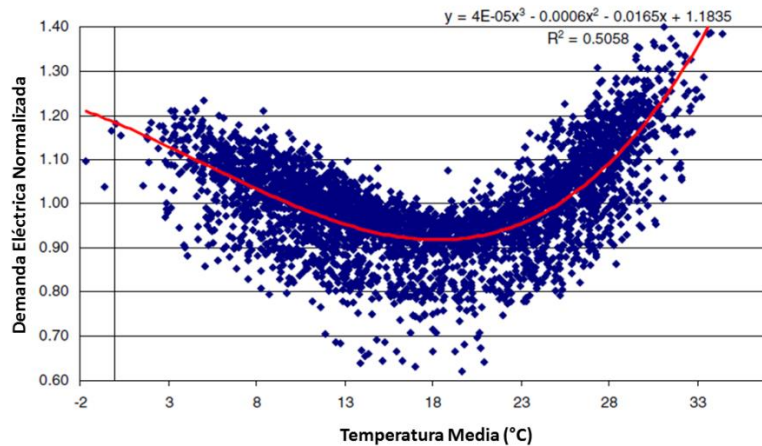


Figura 3.6. Relación entre demanda eléctrica normalizada y temperatura media diaria para el Sistema Interconectado de Grecia (1993-2003) [33].

En la Figura 3.6 se presenta la relación entre demanda eléctrica normalizada y temperatura media diaria para Grecia desde 1993 a 2003. La demanda normalizada se obtiene dividiendo la demanda real observada por aquella nominalmente atribuida al desarrollo económico. En ella se puede observar que la variación de la demanda con la temperatura es no lineal [41] [96], incrementándose además, asimétricamente en ambos sentidos, para temperaturas decrecientes o crecientes, a partir de una cierta temperatura para la cual se tiene la demanda mínima, denominada típicamente temperatura umbral, de referencia o de balance [33]. Este patrón de variación se debe al uso de aplicaciones eléctricas de climatización a temperaturas bajas y altas [89].

Si se asume que la forma de la relación demanda-temperatura es continua y derivable, entonces la temperatura de balance es aquella para la cual la demanda eléctrica es inelástica frente a cambios en la temperatura [33]. Según [62], la temperatura de balance es aquella donde el consumo eléctrico puede ser considerado prácticamente insensible a la temperatura.

El estándar ISO 7730 define el confort térmico como la condición mental en la que se expresa satisfacción con el ambiente sin la intervención de mecanismos termorreguladores del cuerpo, estando

asociado a una temperatura umbral o de bienestar que varía, normalmente, entre 18°C y 26°C. Por otro lado, la OMS ha definido como temperatura saludable para un ser humano aquella que se sitúa en torno a los 20°C [97]. Sin embargo, existen países y regiones donde las temperaturas umbrales o de referencia pueden diferir sustancialmente de dichos valores ideales.

La relación entre demanda eléctrica y temperatura que se encuentra usualmente es en forma de U como la mostrada en la Figura 3.6 [33] [37] [40] [44] [41] [54] [83] [88], sin embargo, la forma exacta de esta relación depende de cada región, de las condiciones climáticas, de variables socioeconómicas y del comportamiento de los consumidores [81] [89]. Esta forma en U es la que implica las consecuencias ambiguas del CC sobre la demanda eléctrica, ya que el aumento de las temperaturas puede ocasionar disminuciones o aumentos de la energía dependiendo de la zona de la curva donde se encuentre el sistema en una región geográfica e instante en particular [89].

De cualquier forma, este comportamiento en U es concordante con la diversidad de impactos del CC estimados en los distintos estudios sobre la demanda eléctrica, ya que los aumentos en la temperatura, en la generalidad, producirán reducciones en la demanda por calefacción e incrementos en las demandas por AA por lo que, dadas las diferencias estacionales y espaciales de estos efectos opuestos, el balance neto por demanda eléctrica es entonces, a priori, incierto [89].

### 3.10.2 Variables Climáticas Derivadas

Una forma usual de determinar el impacto del cambio climático sobre la demanda eléctrica o energética es utilizando los cambios en los Grados-Días de Calentamiento o Enfriamiento (Heating Degree Days (HDD) y Cooling Degree Days (CDD), respectivamente) [44], que son funciones derivadas de la temperatura [33] que toman en cuenta el confort humano definiendo temperaturas umbrales más allá de las cuales se requiere la activación de sistemas de calefacción o refrigeración [7] [65].

Los grados-días de calentamiento  $HDD_i$  y los grados-días de enfriamiento  $CDD_i$  del día  $i$  se estiman como [33]:

$$HDD_i = \max(T_{ref} - T_i, 0) \quad (1)$$

$$CDD_i = \max(T_i - T_{ref}, 0) \quad (2)$$

Donde  $T_i$  es la temperatura media del día  $i$ , y  $T_{ref}$  es la temperatura de balance o de referencia. Los CDD y HDD mensuales se obtienen como la suma de los correspondientes grados-días diarios calculados previamente [33].

Existe una amplia gama de estudios sobre el impacto del CC en la demanda eléctrica que utilizan el método de los grados-días [7] [33] [44] [51] [54] [61] [62] [63] [66] [70] [72] [88] [90].

Además de los grados-días, se pueden incluir otras variables climáticas derivadas menos utilizadas, como los Días de Entalpía Latente (ELD, Enthalpy Latent Days), que son usados para tener en cuenta los posibles efectos de la humedad sobre la demanda de AA [51] [52] [72], o como los índices de confort bio-meteorológico o la entalpía específica por unidad de masa de aire [58].

La metodología de los grados-días, presume una relación temperatura-demanda eléctrica en forma de V, como se muestra en la Figura 3.7. Esta forma, al ser lineal por partes [72], permite superar la no linealidad mostrada por la relación entre demanda eléctrica y temperatura.

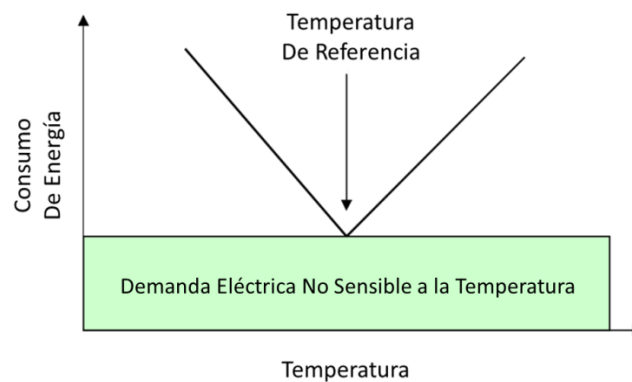


Figura 3.7. Relación teórica entre temperatura y consumo de energía [44].

La forma característica de las curvas mostradas en las Figura 3.6 y Figura 3.7 (según se utilicen variables primitivas o derivadas de la temperatura), se denominan típicamente Patrón de Dependencia con la Temperatura (PDT) de la demanda eléctrica [89], y dependen, entre otros factores, de las características climáticas de la región analizada y del tipo de equipamiento usado para climatización [41].

La temperatura para la cual la demanda es mínima (base de la función en forma de V) es también la temperatura de balance o umbral. La demanda energética en ese punto está en su mínimo ya que las condiciones climáticas exteriores producen la temperatura interior deseada. La energía demandada para la temperatura umbral es energía no sensible a la temperatura. Si la temperatura exterior se desvía hacia arriba o abajo de esta temperatura de balance, la demanda energética aumentará proporcionalmente. Este aumento de energía demandada es energía sensible a la temperatura. Cada grado de desviación a partir de la temperatura de balance es contado como un grado-día. La forma de la curva no es necesariamente simétrica [41] [44].

Por otro lado, en muchos lugares es esperable que la sensibilidad de la demanda eléctrica frente a variaciones en los CDD sea mayor que aquella asociada a las variaciones en los HDD, lo cual se debe a que los consumidores usan una variedad de fuentes energéticas para calefacción (diésel, gas natural, electricidad, biomasa, etc.), mientras que, para sistemas de enfriamiento, prácticamente sólo utilizan electricidad [33].

En general, se espera que el aumento de temperaturas asociados con el CC, provoque disminuciones de los HDD anuales en la mayoría de los lugares, así como aumentos en los CDD, sin embargo, la distribución intra-anual de estas variaciones o sus distintas magnitudes no es un fenómeno generalizable entre distintos países o regiones del mundo.

Por ejemplo, estudios indican que el efecto neto del CC, en los Estados Unidos, sería uno de disminución en la demanda energética en aquellos lugares con más de 2.200 HDD anuales, puesto que ahí el calentamiento reduciría el consumo por calefacción más que lo que incrementaría el consumo por AA, mientras que en las ciudades con menos de 2.200 HDD anuales, el efecto sería el contrario [42] [60] [65] [70]. En términos más genéricos aún, en [41] se establece que en las regiones con climas muy cálidos, habrá muy poca o nula respuesta a las bajas de temperatura, mientras que en las regiones con climas muy fríos, habrá muy poca o nula respuesta a las alzas en la temperatura. Santiago, en tanto, corresponde a un clima de tipo templado cálido, ni extremadamente frío, ni extremadamente cálido, por lo que podría, a priori, presentar respuestas frente a temperaturas muy bajas y muy altas.

### **3.10.3 Determinación de la Temperatura de Referencia**

La temperatura de balance o referencia de un determinado sistema eléctrico varía dependiendo de las características específicas de cada lugar o región, tales como: tipo de construcción, volúmenes de edificación, otras variables climáticas, y de parámetros tan subjetivos como las preferencias culturales de los habitantes y su percepción individual de confort térmico. Esta temperatura se debe seleccionar adecuadamente para separar las relaciones de demanda-temperatura ante situaciones de calor y frío [90]. A pesar de lo anterior, se suele usar 18°C como la temperatura de balance por defecto, ya que hay mucha documentación de grados-días calculados con respecto a dicha temperatura [44] [89].

En [44] [66] [90] se propone la determinación de la temperatura de balance aplicando modelos de regresión lineal múltiple (ver Sección 4.6.1) iterativamente para determinar la demanda eléctrica, por sobre la postulación *a priori* de dicha temperatura, con el fin de que la relación funcional entre demanda y temperatura quede mejor especificada. Cada iteración se desarrolla usando los grados-días calculados con una temperatura de balance distinta, a intervalos de 1°C en un rango determinado de temperaturas.

La temperatura que explica la mayor parte de los cambios en la demanda eléctrica, es decir, aquélla que produce el valor de  $R^2$  más alto, se selecciona como la temperatura de balance. Las regresiones incluyen además todas las otras variables independientes del modelo.

Este enfoque puede aplicarse para definir distintas temperaturas de balance por mes, por sector económico, por fuente energética, o distintas temperaturas para sistemas de calefacción y AA. Éstas últimas se asumen usualmente idénticas [44], sin embargo, se sabe que la temperatura umbral para activar ambos mecanismos no necesariamente es la misma [89]. Varios estudios reportan que el uso de dos distintas temperaturas umbrales se ajusta mejor a los datos en ciertas regiones [61] [62] [63] [88].

La mayoría de los estudios asumen una temperatura de balance fija [44] [60] [62] [72] [88] [98], sin embargo, este es un supuesto que debe explicitarse [61] ya que la temperatura interior deseada podría no ser estacionaria sino que variar en el tiempo y verse afectada por las modificaciones atribuibles al CC, existiendo evidencia de aclimatación que podría influir en la misma [90]. Se entiende por aclimatación a la adaptación psicológica a las variaciones climáticas [2]. En particular, tanto los ingresos de los hogares, como las preferencias culturales de los consumidores, y los precios de la energía podrían ocasionar importantes diferencias en la temperatura umbral futura [41].

En [40] se argumenta que a pesar del amplio rango de temperaturas invernales exteriores en los Estados Unidos, las personas mantienen temperaturas de confort o referencia, prácticamente idénticas en todo el país. Lo anterior podría sugerir que las personas mantendrán sus temperaturas interiores de confort a pesar del CC. Sin embargo, no es igualmente claro si las temperaturas interiores en verano son las mismas en todo Estados Unidos. Lo anterior sugiere que la temperatura de confort puede variar a lo largo del año, distinguiendo distintas temperaturas para diferentes estaciones del año, surgiendo entonces el concepto de variación intra-anual de la temperatura de referencia.

La aplicación del método iterativo antes descrito, para determinar la temperatura de referencia en la presente tesis, se detalla en la Sección 5.2.7.

### **3.10.4 Comparación entre Variables Primitivas y Derivadas**

En [88] se desarrollaron y compararon dos modelos basados en diferentes conjuntos de variables independientes, uno con variables meteorológicas primitivas, y otro con variables derivadas, para evaluar la sensibilidad de la demanda eléctrica y de gas natural frente al clima, discutiéndose las ventajas y desventajas de ambos enfoques. Ambos modelos fueron aplicados a los ocho estados más intensivos

en energía de Estados Unidos, y se encontró que el modelo con variables derivadas entregó mejores resultados para caracterizar la demanda eléctrica.

Una de las mayores debilidades de los métodos que usan los grados-días para estimar el impacto del cambio climático sobre la demanda eléctrica es que éstos son definidos en función de una referencia arbitraria (temperatura de referencia), y el análisis resultante se vuelve demasiado sensible a la temperatura de referencia escogida [40]. Lo anterior se puede minimizar, utilizando para ello el método ya citado, propuesto en [41] [44] [66] para determinar la temperatura de referencia.

### **3.11 Impactos No Climáticos sobre la Demanda Eléctrica en el Contexto del Cambio Climático**

Los efectos del CC sobre los sistemas eléctricos ocurrirán en el contexto de otros cambios: ambientales, socioeconómicos, demográficos, tecnológicos y culturales, que en sí mismos resultan también inciertos y complejos [74]. En consecuencia, el CC es sólo uno de los muchos factores que provocarán variaciones en el consumo eléctrico. Todos estos factores deben tomarse en cuenta en la planificación futura del sistema eléctrico y en las políticas de gestión de demanda [37].

De hecho, se sabe que los factores no climáticos probablemente tendrán impactos aún más grandes sobre la demanda eléctrica que el propio CC, aun cuando este último también la afectará en forma sustancial. En este sentido, se sugiere que el clima representará un grado de incertidumbre relativamente pequeño, comparado con esos otros factores [7] [33] [74] [75]. En general, los estudios han desestimado sistemáticamente este potencial efecto, y sus resultados, al no considerar factores no climáticos, han subestimado en forma importante la demanda eléctrica futura. De ahí la importancia de su inclusión en el análisis [89].

Así, en [44] se concluye que, aunque existirá un notable impacto del CC sobre la demanda, los precios futuros de la energía y los cambios en la población, que son representativos del desarrollo socioeconómico, tendrían efectos mucho más grandes sobre el consumo eléctrico.

Ahora bien, aunque el CC, en sí, probablemente será un factor de relevancia comparativamente pequeña sobre los sistemas eléctricos, en combinación con los factores no climáticos tendría un importante rol en exacerbar el estrés sobre estos sistemas, representando importantes desafíos para decisiones políticas y de inversión futura [44] [74].

Es importante, entonces, la utilización de un modelo multifactorial para evaluar la evolución futura de la demanda eléctrica y poder estimar el impacto relativo de cada variable sobre ella [74]. Como consecuencia, resulta fundamental separar la influencia de los factores climáticos y no climáticos [44].

En [3] [33] [72] se concluye la importancia de incluir factores no climáticos en los modelos usados para estimar efectos del CC sobre la demanda, poniendo énfasis en la necesidad de asegurar que la evolución futura de dichos factores sea consistente con las tendencias globales que les dan origen.

La inclusión de variables climáticas y no climáticas implica un compromiso entre la utilización de horizontes temporales de largo plazo con el objetivo de evaluar efectos del CC en una escala de tiempo apropiada, y, por otro lado, la incorporación de información socioeconómica, demográfica, tecnológica, energética, etc. con suficiente detalle. Sobre estas últimas, y en la escala de tiempo señalada, existirían muchas fuentes de incertidumbre que deben ser resueltas mediante un sensato análisis de escenarios.

En [7] se observa un amplio rango de demandas proyectadas bajo distintos escenarios socioeconómicos. En [33], en tanto, aun proyectándose tasas de aumento de demanda similares por efecto del CC bajo distintos escenarios, surgen diferencias importantes en valores absolutos de demanda al considerar las distintas líneas de base que implica cada conjunto de parámetros socioeconómicos. Los anteriores constituyen ejemplos del elevado nivel de incertidumbre asociado a estas proyecciones.

Debe, por lo tanto, considerarse un límite superior al grado de detalle a incluirse en las evaluaciones antes de exceder el nivel permitido de precisión [37]. Cómo sobrellevar exactamente este compromiso de forma rigurosa es un importante tópico para futuras investigaciones.

En las secciones siguientes se detallan los principales factores no climáticos que se han incluido en la literatura para modelar el impacto del CC sobre la demanda eléctrica. De todos ellos, se reconocen como los más determinantes, en el largo plazo: el PIB y la población [7] [44] [45].

### **3.11.1 Evolución Económica y Demográfica**

Existe consenso, en la literatura, en que uno de los factores no climáticos más importantes que determinan la demanda eléctrica es el nivel de actividad económica [3] [7] [33] [37] [40] [41] [44] [45] [60] [62] [64] [69] [79] [82] [86] [89], cuyo efecto esperado sobre el consumo eléctrico, podría ser igual o mayor que el del CC [75].



La forma usual de incluir este nivel de actividad económica en los modelos de proyección de demanda es utilizando el Producto Interno Bruto (PIB), y su evolución en el largo plazo [3] [7] [37] [40] [45] [75] [84] [99], aunque también se pueden utilizar otros indicadores [99].

A medida que los países tienen mayores ingresos, el costo de vida generalmente se incrementa, por lo cual se debe considerar el PIB per cápita ajustado según Paridad del Poder Adquisitivo (PPA). En [100] se encontró que el PIB para 150 países al año 2000 se podía ajustar según la relación:

$$PIB_{PPA} = 20,9 \cdot PIB_0^{0,7088} \quad (3)$$

Donde  $PIB_0$  es el Producto Interno Bruto sin ajustes. Esta relación muestra un factor  $R^2=0,92$ .

Además del PIB, es común usar el ingreso por hogar o el ingreso per cápita, usualmente relacionado con el PIB per cápita, en la proyección de la demanda eléctrica futura [40] [45] [51] [70] [99].

El crecimiento económico y de los ingresos tendrá, entonces, un importante efecto sobre la demanda eléctrica, incrementando la energía consumida para requerimientos de confort térmico y otros consumos dependientes del clima [33] [68]. De hecho, en [70] se concluye que un aumento continuo en la demanda por AA durante el Siglo XXI sería conducido principalmente por el aumento de los ingresos.

Así, independiente del clima, los consumidores ajustan parte de su demanda de acuerdo a sus circunstancias financieras y los estándares de calidad de vida predominantes. Por ejemplo, las necesidades de calefacción se modifican con el tamaño de las viviendas, mientras, la penetración de sistemas de AA está fuertemente relacionada con el ingreso de los hogares [33].

Otros de los factores comúnmente reconocidos dentro de los más importantes que afectan a la demanda eléctrica son los cambios demográficos [3] [7] [33] [37] [40] [44] [45] [61] [71] [75] [84] [99], tales como las variaciones en el nivel de población o en su distribución espacial (migraciones) [42].

En [71] se demostró que los continuos incrementos de población determinados en la mayoría de los escenarios futuros del SRES provocarían una gran presión para aumentar la demanda eléctrica futura.

Existen estudios que proponen, para analizar sólo el efecto del CC, aislar la influencia de los factores demográficos sobre la demanda, dividiendo ésta por la población de la región en análisis [90].

El aumento de población no es el único factor demográfico que afecta el consumo eléctrico en el sector residencial, sino que también, en menor medida, una serie de otras características, tales como el tamaño de las familias, la ubicación metropolitana, la edad del jefe de hogar, etc. [40] [45].

Es así que los países en vías de desarrollo constituyen un caso particular en el análisis de impactos del CC, ya que ellos, en el largo plazo, además de sus fuertes incrementos poblacionales, van mejorando sus estándares de calidad de vida (representados usualmente a través del PIB per cápita), por lo que presentarán cambios en la sensibilidad de su demanda frente al clima, modificando sus actuales patrones de consumo eléctrico [3] [7]. De hecho, diversos estudios han demostrado que, en países en vías de desarrollo, existe una buena correlación entre el crecimiento del PIB y de la demanda eléctrica [3] [7]. Por otro lado, el crecimiento económico de largo plazo de un cierto país se puede ver afectado en forma importante por el CC [3] [7]. En consecuencia, los rápidos niveles de crecimiento económico y demográfico de los países en vías de desarrollo agregan una complejidad adicional al problema de pronóstico de la influencia del CC sobre la demanda [3] [7].

Éste y otros efectos, tales como las diferencias en ingresos, inversiones, tecnologías, etc., hacen que los resultados obtenidos para países desarrollados no puedan ser directamente extrapolados a aquellos en vías de desarrollo [90]. Actualmente, la literatura describe principalmente impactos del CC en países desarrollados [101].

### **3.11.2 Evolución Futura de Precios y Sustitución de Energéticos**

Un factor fundamental que afecta la demanda eléctrica son los precios de la energía (electricidad y combustibles) [3] [7] [37] [40] [44] [51] [71] [75] [99] [45], por lo que su inclusión en los MSD es un tema a analizar. Sin embargo, dada su gran variabilidad temporal e inmensa incertidumbre futura [45], se incluyen sólo en ocasiones puntuales, y usualmente, bajo distintos escenarios futuros de precios.

Se ha encontrado que, incluso cambios moderados en los precios de la energía podrían dar señales de mercado y ajustar los perfiles de demanda, ayudando a revertir los aumentos asociados al CC [44], siendo entonces una potente señal de adaptación mediante el incentivo o desincentivo de la utilización de cualquier tipo de energía en ciertas horas o días [35].

Además de lo anterior, al incluir los precios de otras fuentes energéticas distintas a la electricidad, puede también realizarse un análisis de sustitución de energéticos [40].

De acuerdo a [40] se espera que los precios de la electricidad se incrementen a tasas más lentas que aquellos de los combustibles fósiles (gas, petróleo y derivados), ya que la electricidad, en el futuro, podría seguir siendo producida con carbón (más abundante y barato). Es importante destacar, eso sí, que el escenario anterior es altamente incierto y corresponde sólo a un supuesto de la evaluación ya citada.

De igual modo, en [71] se concluye un incremento en la demanda eléctrica en edificios de Estados Unidos, como consecuencia de mayores precios futuros esperados en petróleo y gas natural.

Otro combustible que presenta una ventaja comparativa desde el punto de vista de los precios es la leña la cual, en muchas localizaciones, se ha convertido en un importante factor para disminuir la demanda eléctrica (y de otros combustibles) con fines de calefacción [40]. La leña es particularmente importante en la matriz energética chilena, aun cuando no tiene igual representación si se observa únicamente la ciudad de Santiago debido a restricciones ambientales para su utilización.

Existen, en particular, modelos econométricos que estiman la participación de los combustibles dentro del sector energético, estimando en primer lugar, el consumo total de energía, el cual después se usa para determinar las participaciones de los distintos combustibles, las cuales se definen como las razones entre los consumos de un combustible individual y el consumo energético total [99]. Este es el enfoque que se utilizará, con algunas modificaciones, en el presente trabajo, para analizar la eventual sustitución de combustibles por energía eléctrica en Santiago hacia fines del Siglo XXI. En estos modelos los precios de los combustibles y energía eléctrica son tratados como variables endógenas, sin necesidad de incurrir en proyecciones con altos niveles de incertidumbre o en una gran cantidad de escenarios que pueden resultar no representativos.

Por este motivo también, la mayoría de los estudios que analizan impactos del CC sobre la demanda eléctrica no incluyen los precios de la energía en el análisis, fundamentalmente, por lo errática de la señal en el largo plazo, y se espera absorber tal incertidumbre, simplemente mediante la evolución de los ingresos de la región en estudio.

### **3.11.3 Cambios Constructivos, Tecnológicos y Eficiencia Energética**

Diversos estudios incorporan la influencia de la actividad económica sobre la demanda eléctrica futura, así como los impactos del CC, en forma de relaciones invariantes en el tiempo, que serían iguales en el futuro como han sido en el pasado reciente, o en otras palabras, que la sensibilidad de la demanda frente a estas variables permanecerá inalterada. Este supuesto no es siempre válido en el largo plazo, y se debería considerar la incorporación de tecnologías eficientes, el aumento en el uso de dispositivos eléctricos y cambios constructivos para lograr mayor confort térmico, todo como resultado de la mejor calidad de vida asociada al aumento de los ingresos futuros [102].

Debido a lo anterior, la consideración de cambios constructivos y tecnológicos, principalmente asociados a mejoras en eficiencia energética, se vuelve un importante factor de precisión en el pronóstico de demanda largo plazo y en la determinación de su relación con el clima [103].

Un parámetro comúnmente usado para evaluar los efectos anteriores sobre la demanda eléctrica es la Intensidad Energética, definida como el consumo de energía final por unidad de PIB producido, y que es una medida de la penetración de tecnologías energéticamente eficientes y la implementación de técnicas de ahorro energético [33] [60] [62] [64] [70].

En [71] se estudió el potencial de la eficiencia energética para contrarrestar los aumentos futuros esperados en la demanda, concluyéndose que se requerirían de grandes esfuerzos para lograr tales amortizaciones. Sin embargo, se ha demostrado que este aumento sí podría ser enfrentado en forma efectiva mediante avanzadas técnicas de diseño y eficiencia energética [77]. En general, los diseños y construcciones energéticamente eficientes, en el contexto del CC, se incluyen como mecanismos de adaptación, pero sin involucrar la penetración de ninguna combinación particular de tecnologías como medida de mitigación [66], pues esto último pasa por decisiones políticas y de planificación que tienen gran incertidumbre en el largo plazo.

Además de los factores anteriores, cuando se usan modelos detallados, es común utilizar variables relativas a las características de las construcciones. Existen características no sensibles al clima, tales como: tamaño de edificaciones, tipo de ocupación, número de habitaciones, antigüedad, número y área de puertas y ventanas, etc. [40] [71], mientras que las características sensibles al clima incluyen aspectos estructurales y relacionados con la eficiencia térmica, tales como: materiales de construcción, tipo de aislación térmica, tipo de envoltura y cubierta superficial de las edificaciones, ganancias de calor internas, y también estrategias de protección solar eficiente y de ventilación nocturna [40] [68] [71].

En particular, diversos estudios han identificado que la aislación térmica juega un rol preponderante en la determinación de la demanda por calefacción, resultando, en consecuencia, imprescindible su inclusión en las políticas públicas de ahorro energético [97].

Además de los aspectos constructivos, otra característica sensible al clima es la elección del equipamiento de calefacción y AA [40], la que está íntimamente relacionada con los precios de tales equipos y su disponibilidad futura [71] [99]. Además se sugiere, que un factor importante en el aumento esperado de la demanda sería la emergencia de tecnologías de calefacción eléctrica más avanzadas.

Otros estudios [61], sin embargo, suponen que las características de las edificaciones son fijas en el largo plazo, sin considerar, posibles mejoras en aislación o en la eficiencia de equipos de AA.

La relación entre consumo energético, mejoras constructivas y CC es variable a lo largo del año. Así, características constructivas como la aislación y ventanas de termo-panel reducen los consumos durante el invierno. Y la elevación de temperaturas asociadas al CC reducirá la necesidad de estas mejoras en el largo plazo. Durante el verano, en cambio, la climatización implica agregar o aumentar la capacidad instalada en AA, y el CC presionará aún más estos aumentos [40].

Uno de los principales parámetros no sensibles al clima que se incluye en los modelos como indicador estructural es el tamaño o volumen de las edificaciones (en  $m^2$  o  $m^3$ ) [42] [51] [70] [71], planteándose que la demanda eléctrica puede depender fuertemente de ellos [44] [71].

En [70] se determinó la relación entre el tamaño de las viviendas ( $A_{(m^2/capita)}$ , en  $m^2/hab$ ) y el PIB per cápita anual, a partir de datos de los Indicadores Globales Urbanos de la ONU, de la Eurostat (Oficina de Estadísticas de las Comunidades Europeas), y de la Agencia Internacional de Energía. Esta relación se muestra en la Figura 3.8 (Para Estados Unidos, Canadá y Australia se debería utilizar otro ajuste con áreas mayores), obteniéndose la siguiente la relación logarítmica:

$$A_{(m^2/capita)} = 6.33 \cdot \ln(PIB_{cápita}) - 28.95 \quad (4)$$

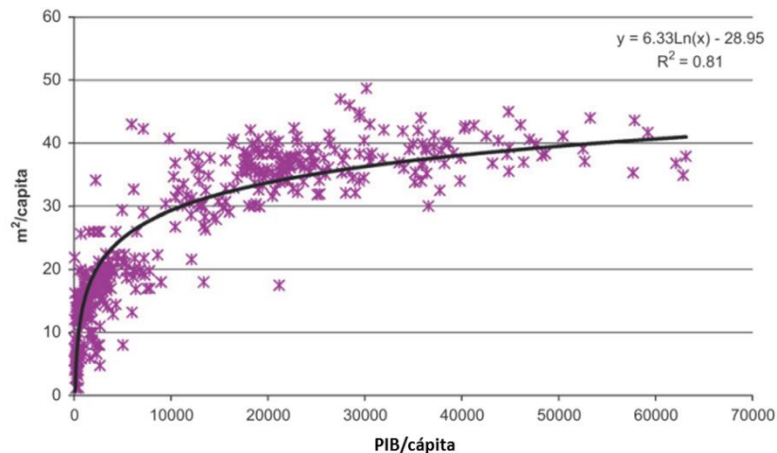


Figura 3.8. Área per cápita de las viviendas VS PIB per cápita [70].

Se sabe, además, que existe una relación directamente proporcional entre el área de las viviendas y el consumo de energía para calefacción [70].

Con respecto a la eficiencia de los equipos para calefacción (cantidad de calor útil que emana del dispositivo como porcentaje del total de energía que éste utiliza) [70], los valores históricos y proyectados se muestran en la Tabla 3.1. En ella, no se han considerado bombas de calor, cogeneración ni otros esquemas menos comunes.

Fuente Energética	Eficiencia (%)			
	Valor Histórico	2005	2050	2095
Combustible Sólido (Carbón o Biocombustible Moderno)	55	58	65	73
Parafina (Kerosene)	66	82	92	96
Gas	66	87	96	96
Biocombustible Tradicional	10	15	25	30
Calor Secundario (Calefacción Distrital)	90	90	90	90
Electricidad (Sólo Calor Resistivo)	100	100	100	100

Tabla 3.1: Valores históricos y proyectados de eficiencia del equipamiento para calefacción [70]

Se sabe, además, que existe una relación inversamente proporcional entre la eficiencia de los equipos de calefacción y el consumo de energía final para calefacción [70]. Para Chile, en tanto, se ha determinado la evolución reciente de la eficiencia de artefactos de calefacción, según su antigüedad, mantenimiento y manejo [97], la que se muestra en la Tabla 3.2.

Combustible/Año	Eficiencia (%)											
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Kerosene	70	70	70	70	70	75	75	75	75	80	80	80
GLP / GN	70	70	75	80	80	80	80	80	80	85	85	85
Electricidad	75	75	80	80	80	85	85	85	90	90	95	95
Leña	40	40	45	45	50	50	50	50	55	55	55	55

Tabla 3.2: Eficiencia de aprovechamiento del calor en artefactos calefactores según tecnología [97].

El hecho de que a futuro deban considerarse cambios estructurales en el sector constructivo y tecnológico asociados a la eficiencia energética, ya se ha observado en el periodo histórico [64], donde la proliferación de fachadas de vidrio, mecanismos de aislación térmica, y el aumento de los estándares de confort, han incrementado la demanda por sistemas de AA. En otras palabras, la modernización de los edificios ha contribuido a un menor confort térmico en relación al CC, surgiendo la necesidad de evaluar estrategias en el sector constructivo para minimizar estos impactos negativos.

Por otro lado, el elevado potencial de impacto que tiene el uso de AA sobre el consumo eléctrico, ha justificado la proliferación de políticas respecto a su uso, principalmente Programas de Estándares y Etiquetado (PEE) [100]. En Estados Unidos, se espera que estos estándares reduzcan el consumo

residencial en un 8% a 9% para el 2020 [104]. En [105] se concluye que las políticas al respecto, en los países OECD, serían capaces de reducir el consumo eléctrico residencial en un 12,5% hacia el año 2020.

A pesar de lo anterior, muchos países aún no poseen programas de este tipo, o los que existen, no cubren la gran variedad de equipos que podrían, por lo que hay un enorme potencial remanente por mejorar en este sentido. De hecho, los expertos coinciden en que los instrumentos de política energética irán pasando, a futuro, de la tradicional regulación monetaria (impuestos y subsidios) hacia instrumentos no monetarios [99], dentro de los que destaca la eficiencia energética.

### **3.11.4 Evolución del Mercado de los Sistemas de Aire Acondicionado**

La dinámica de adquisición, penetración, utilización y eficiencia de los sistemas de AA es de particular interés en el análisis de la demanda eléctrica, debido al elevado consumo energético que hacen estos equipos, así como también a su elevado impacto sobre la demanda peak [100].

La historia reciente ha mostrado que la adquisición de equipos para AA puede crecer mucho más rápidamente que la economía en los países con clima cálido. Por ejemplo, en 1990 menos de un 1% de los hogares urbanos en China tenían AA, para 2003 este número creció a un 62%. La evidencia sugiere que crecimientos similares en otros países no son improbables. Así, con la expansión de los sistemas de AA, se espera que la demanda eléctrica crezca más rápidamente con el aumento en la temperatura [44].

La Tabla 3.3 muestra el PIB per cápita al año 2000 en distintas regiones del mundo, además de los CDD, evidenciando una clara anti-correlación (con muy pocas excepciones) entre ambas variables, permitiendo inferir que el equipamiento de AA es más necesario, precisamente, en aquellos países donde no puede ser adquirido, por lo que, el crecimiento económico de estos países tendrá un importante efecto sobre la utilización de estos sistemas.

En consecuencia, uno de los factores que más afectará la demanda eléctrica futura es el cambio y saturación en las tasas de adquisición de sistemas de AA [7], existiendo, por ejemplo, zonas donde actualmente no hay un uso masivo de estos sistemas, pero sí se prevé en el futuro. La importancia de estos sistemas en los países en desarrollo, entonces, se basa en que serán probablemente instalados, en hogares donde el consumo eléctrico es aun relativamente bajo, por lo que implicarían un importante aumento porcentual en su consumo energético [100].

REGIÓN	PIB Per Cápita (2000)	CDD (°C)	REGIÓN	PIB Per Cápita (2000)	CDD (°C)
	(US\$ año 2000)			(US\$ año 2000)	
India	520	3120	Brasil	3917	2015
África Sub-Sahariana	642	2125	América Latina	3924	1669
Indonesia	877	3545	Medio Oriente	4878	1796
Asia Central Planificada (China)	1103	1180	México	6731	1560
Resto de Asia	1287	2965	Europa Occidental	19556	335
Antigua Unión Soviética	1292	347	Asia OECD + Corea	30155	842
Norte de África	1527	1808	América del Norte	36186	812
Europa Oriental	3472	226			

Tabla 3.3: Producto Interno Bruto (PIB) y Grados Días de Enfriamiento (CDD) por región del mundo [100].

Para evaluar este impacto, es necesario pronosticar los incrementos futuros en ventas y stock del equipamiento de AA en la región en estudio [100]. En los mercados maduros (países desarrollados), donde los niveles de posesión de sistemas de AA están cerca de la saturación, las ventas están principalmente determinadas por reemplazos e incrementos en la población, sin embargo, en países en vías de desarrollo, estarán dominadas por la evolución del poder adquisitivo.

En [72] [90] se concluye que es necesario evaluar los cambios en la saturación del mercado de AA, ya que el CC la afectará. El asumirla constante, significaría, implícitamente, que se estarían determinando sólo respuestas de la demanda en el corto plazo. Esta inclusión permitirá además tener en cuenta un cambio adaptativo de la población frente al CC [90].

Es así como se han incluido en los modelos los niveles de intensidad en el uso del AA [61], y los índices de proliferación o penetración del equipamiento eléctrico para climatización [44] [64] [70].

La saturación del mercado de AA depende de un gran número de factores económicos, sociales y climáticos. En [90] se analizó la relación entre temperatura, consumo eléctrico, y esta saturación en Estados Unidos, determinándose la relación entre penetración de mercado y CDD, con una importante componente de saturación frente a aumentos de temperatura, por lo que las proyecciones de respuestas de la demanda eléctrica frente al CC podrían ser subestimadas si dicho efecto no se incorpora. La pendiente de esta curva de saturación es particularmente alta para ciudades que actualmente tienen baja o moderada saturación del mercado de AA ( $< 0,8$ ), donde la demanda eléctrica sería muy sensible a cambios en los CDD, y frente a un CC moderado podrían presentarse grandes incrementos en ella.

A partir de datos históricos, en [90] se determinó la curva de saturación del mercado de AA, considerando todos los equipamientos disponibles (centralizados y unidades de ventanas) en función de



los CDD en 40 ciudades de Estados Unidos (ver Figura 3.9). Se utilizaron los datos más recientes de saturación de mercado para aislar los efectos del precio de los sistemas de AA y los ingresos de los hogares, que son responsables de una gran porción de su variación temporal.

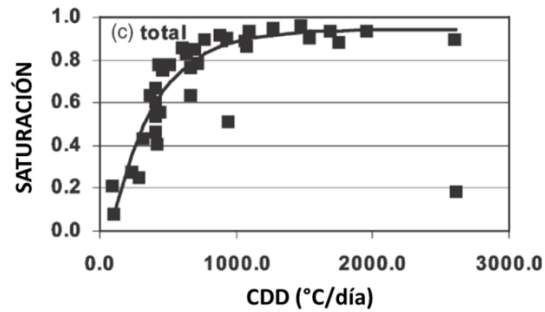


Figura 3.9. Saturación del mercado residencial de aire acondicionado para 40 ciudades de los Estados Unidos [90].

La relación matemática que se obtiene a partir de la Figura 3.9 es:

$$S_0 = 0,944 - 1,17 \cdot e^{-0,00298CDD} \quad (5)$$

Donde  $S_0$  es la saturación actual del mercado, y CDD son los grados días de enfriamiento anuales en una localización particular [90]. Esta ecuación permite estimar los incrementos potenciales en la saturación de mercado a partir de variaciones en los CDD por efecto del CC, bajo el supuesto de que estos datos, de diferentes ciudades y con climas distintos, pueden ser usados en cualquier otra ciudad. De acuerdo a [100], los CDD son la variable naturalmente más adecuada para considerar en los modelos de adquisición y utilización de equipamiento de AA.

Para incluir este efecto en los impactos del CC sobre la demanda eléctrica se propone separar las componentes sensible y no sensible al clima de la demanda, como se muestra a continuación [90]:

$$E = E_{AA} + E_C + E_{base} \quad (6)$$

Donde  $E$  es la demanda eléctrica total,  $E_{AA}$  es la demanda eléctrica para AA,  $E_C$  es la demanda eléctrica para calefacción y  $E_{base}$  es la demanda eléctrica no sensible al clima. Luego, la energía demandada para AA en el futuro ( $E_{AA}'$ ) se podrá expresar como:

$$E_{AA}' = \left( \frac{S_{fut}}{S_0} \right) \cdot E_{AC} \quad (7)$$

Donde  $S_{fut}$  es la saturación futura del mercado de AA, influenciada por la variación de CDD que provocará el CC ( $\Delta CDD$ ), y entonces se puede expresar como:

$$S_{fut} = S_0 + \left( \frac{dS}{dCDD} \right) \cdot \Delta CDD = S_0 + 0,00349 \cdot e^{-0,00298CDD} \cdot \Delta CDD \quad (8)$$

El análisis detallado en [90], muestra que el incremento potencial en la saturación del mercado de AA, puede ser varias veces más importante, en cuanto a sus efectos, que el rol de la propia sensibilidad climática de la demanda eléctrica.

En [100] se modela la evolución del consumo por AA considerando el ingreso por hogar, parámetros climáticos y demográficos, además de distintos escenarios de eficiencia, de acuerdo a las tecnologías disponibles y a los tiempos para lograr el desarrollo de programas como los de etiquetado o de estándares mínimos de desempeño eficiente (MEPS, Minimum Efficiency Performance Standards).

En [100] se propone también evaluar la saturación del mercado del AA ( $S_{AA}$ ), tomando en cuenta la máxima saturación posible ( $S_{MÁX}$ ) y la disponibilidad basada en el poder adquisitivo de la población para obtener estos equipos ( $A_V$ ), es decir, se tendría:

$$S_{AA} = S_{MÁX} \cdot A_V \quad (9)$$

La saturación máxima para cualquier país se asume igual a la saturación, para igual número de CDD, de Estados Unidos [90] [106], determinándola de modo análogo a lo realizado en [90], pero considerando que su máximo puede llegar al 100% se obtiene la siguiente relación:

$$S_{MÁX} = 1 - 0,949 \cdot e^{-0,00187CDD} \quad (10)$$

Ahora bien, para determinar la disponibilidad es necesario obtener primero el ingreso mensual por hogar, para lo cual se puede considerar el PIB per cápita mensual y multiplicarlo por el número promedio de personas por hogar, lo cual, si bien es un método simple y que no busca determinar precisamente el ingreso de los hogares, es una metodología consistente de aproximación al problema. Los datos históricos y las proyecciones del PIB por país se encuentran disponibles en el Banco Mundial, mientras el tamaño de los hogares en ONU Hábitat. Así, según [100], esta queda determinada por:

$$A_V = \frac{1}{1 + 126,2167 \cdot e^{-1,055I_{pc}}} \quad (11)$$

Donde  $I_{PC}$  es el ingreso por hogar en miles de US\$. Esta relación, se puede ver en la Figura 3.10, donde se observa una curva en forma de S, la cual aumenta muy gradualmente para países de bajos ingresos, para luego mostrar un rápido incremento a partir de los US\$3.300 y posteriormente tener una forma saturada a partir de los US\$6.000.

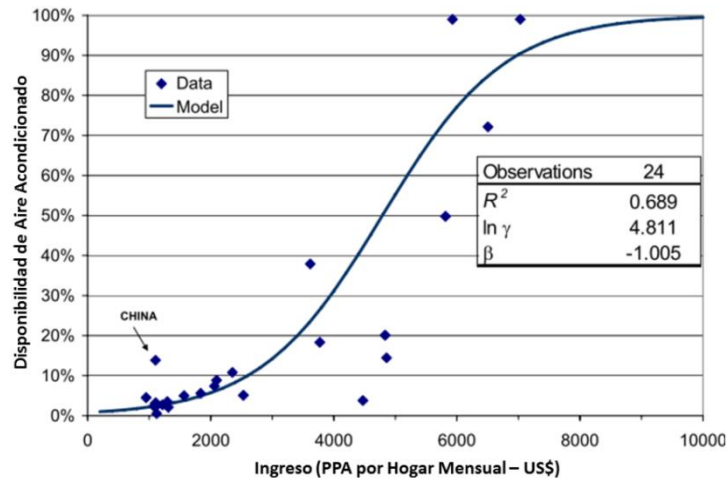


Figura 3.10. Disponibilidad de aire acondicionado versus ingreso mensual por hogar [100].

En base al modelo descrito, el consumo mundial por AA pasaría de 115 TWh en 2005 a 757 TWh en 2030. Por ejemplo, Latinoamérica, excluyendo a Brasil y México, incrementaría su consumo 10 veces en dicho periodo, mientras que el consumo de Estados Unidos crecería levemente hasta 2015, para luego mantenerse constante, debido a la completa saturación del mercado de AA y a la aplicación de MEPS, de tal manera que los países en vías de desarrollo lo superarían ampliamente en cuanto a consumo por AA hacia el año 2030 [100].

### 3.11.5 Políticas de Adaptación y Mitigación

Aunque normalmente no se representan, se pueden también incluir, en los modelos, decisiones políticas y medidas de adaptación o mitigación al CC en el sector energético [3] [7] [37] [75], las que afectarán de manera importante tanto a los perfiles de demanda como su respuesta frente al CC [7].

Así por ejemplo, según [37], sería conveniente evaluar los efectos mitigadores de un aumento en la penetración de sistemas fotovoltaicos, los cuales reducirían los efectos sobre la demanda peak, gracias a su fuerte correlación con la demanda eléctrica diaria [107]. En [7] también se han propuesto las políticas de generación distribuida como importantes factores determinantes de la demanda eléctrica.

Por otro lado, en [7] [37] [71] [75] se ha propuesto considerar explícitamente los programas gubernamentales en eficiencia energética, y las políticas de gestión de demanda o tarificación que se pudieran aplicar para disminuir los impactos del CC sobre la demanda eléctrica, y viceversa.

Existe incluso literatura que propone la evaluación de políticas asociadas a medidas más prácticas como la reducción del efecto de Isla de Calor urbana con el uso de superficies reflectantes para techos y pavimentos, o planificación de sombras con árboles, etc. [37] [75].

Otras medidas más críticas evaluadas en estudios del impacto del CC, son el racionamiento energético [80] y la limitación de emisiones atmosféricas de GEI [71]. Esta última afectaría principalmente a combustibles fósiles, con un impacto más moderado sobre la electricidad, debido a que ésta puede ser generada aún con múltiples formas bajas en emisiones (o con emisiones nulas), por lo que ellas tenderían a favorecer el aumento de la demanda eléctrica en desmedro de otros combustibles.

Todas las evaluaciones anteriormente mencionadas, han sido desarrolladas en base a información precisa de políticas energéticas a implementarse en cada región o estudio pues, de otro modo, la cantidad de escenarios posibles de decisiones de largo plazo vuelve impracticable un análisis comparativo entre situaciones hipotéticas.

### **3.11.6 Introducción del Vehículo Eléctrico**

El uso de vehículos eléctricos (VE) como medio de transporte, sea como respuesta al CC, al agotamiento de los combustibles fósiles, o como simple desarrollo tecnológico, será una componente importante en la demanda eléctrica futura, y su introducción masiva impactará a las redes eléctricas urbanas [108]. Este efecto será cada vez más relevante, ya que en los próximos 50 años se proyecta un crecimiento del parque vehicular en las ciudades del mundo de 700 a 2.500 millones [109], el que será particularmente importante en países en vías de desarrollo.

En la actualidad los principales actores de la industria automotriz mundial ya están desarrollando y comercializando VE de distintos tipos [82] [108], y existen modelos comerciales que comienzan a lograr autonomías y costos competitivos frente a los vehículos de combustión interna (VCI) [110]. Para conocer sobre los distintos tipos de vehículos eléctricos, se sugiere consultar [108] [111] [112] [113].

Así, su uso en entornos urbanos ya está cubierto por la oferta, con autonomías del orden de 160 km [112] y los avances tecnológicos permitirán su utilización futura para viajes de gran recorrido. A su madurez tecnológica relativa, independencia de los combustibles fósiles y emisiones nulas, se suma su alta eficiencia y bajos costos de operación y mantenimiento [108] [114].

La penetración masiva de VE en el mercado automotriz mundial dependerá entonces, de las mejoras en autonomía, la disminución del costo de las baterías [114] [115] [116] [117] y otras componentes que impactan su precio de venta, la implementación de redes de distribución inteligentes [109], la optimización de potencias de conexión y consumo por viaje, además de políticas (leasing, subsidios, etc.) que cada país implemente para su fomento [82] [114].

Un estudio del Boston Consulting Group ha predicho una participación de los VE al año 2020 del orden de un 6% de las ventas totales en los mercados automotrices más importantes del mundo [110].

En Chile, siguiendo un modelo de transporte similar a Estados Unidos, es probable que la penetración de VE comience con unidades particulares [108] [114]. Este uso particular implicaría que las baterías se carguen, sobre todo, antes o después de la jornada laboral, con lo que la curva de demanda sería como la mostrada en la Figura 3.11. Se muestra además la posibilidad de amortización de esta curva si la infraestructura eléctrica de las ciudades permitiese realizar la carga durante todo el día.

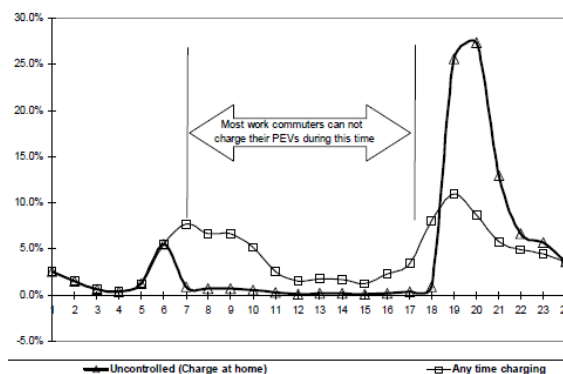


Figura 3.11. Patrón de la curva de carga diaria de los VE [118].

La Figura 3.12, en tanto, muestra el aumento esperado de la demanda máxima en verano en Chile entre 2011 y 2030 por efecto de la introducción de VE, con y sin control de demanda (equipamiento de amortización, tarificación diferenciada), observándose grandes diferencias en ambos casos. En este sentido, la introducción de VE y su impacto sobre las redes eléctricas es una componente de elevada incertidumbre para la demanda eléctrica en el mediano y largo plazo.

Debido a las formas usuales de las curvas de demanda (invernal y estival) de las ciudades, con máximos al mediodía y por la tarde [119], para lograr un menor impacto de los VE sobre la demanda debería propenderse a la recarga nocturna de las baterías, aplanando la curva de carga, disminuyendo sus variaciones y evitando aumentos en la demanda máxima del sistema [120], desplazando la carga desde las horas de punta a las horas de valle del sistema, tal como lo muestra la Figura 3.13 [121].

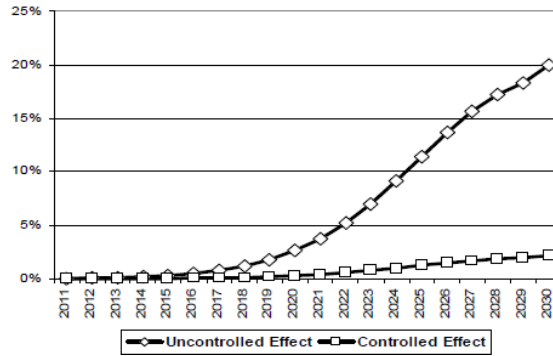


Figura 3.12. Efecto de los PEV sobre la carga peak de verano bajo un sistema de carta controlada y no controlada [118].

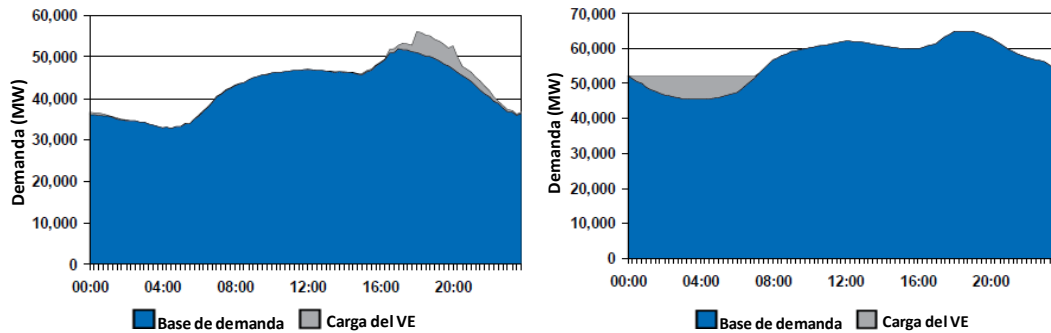


Figura 3.13. Desplazamiento horario de la carga de lode VE en la curva de carga diaria [121].

Sin embargo, de acuerdo a [110], antes del año 2020 la participación de los VE en el mercado automotriz mundial será de sólo un 2-3%, estimándose, para Europa, hacia el año 2030, sin ninguna gestión de carga y con escenarios de ventas muy agresivos (50% del total de ventas de vehículos), impactos sobre la demanda peak menores al 5%. Se ha estimado, que penetraciones de hasta un 10% de VE no representarían mayores impactos para los actuales sistemas de distribución en Santiago, mientras que niveles de penetración por encima de 15% representarían sobrecargas inadmisibles, hasta provocar importantes problemas de suministro (50% de penetración) [114].

El análisis anterior permite concluir la importancia que tendrá el VE como nuevo consumo eléctrico, muy complicado de modelar sólo a partir de información histórica y con un elevado nivel de incertidumbre, en particular, en países en vías de desarrollo como Chile. Si a ello se suma la posibilidad de realizar inyección de energía a la red desde los VE, convirtiéndose en pequeños generadores distribuidos [114] [120] el sistema se vuelve aún más complejo de modelar en el largo plazo.

Esta elevada sensibilidad e incertidumbre, sumada al hecho que el consumo eléctrico de los VE dependen fundamentalmente de su penetración en el mercado (la cual, obedece a una multiplicidad de factores que es preciso interrelacionar a modo de análisis de escenarios), y, una vez que ya han penetrado, de la intensidad energética, el número, distancia, y tiempo promedio de los viajes, el instante

y duración del proceso de carga, e indirectamente del nivel de actividad económica y aspectos culturales, siendo una parte de su consumo sensible también al clima (por ejemplo por uso de sistemas de AA al interior del vehículo), hace que esta componente de la demanda eléctrica, si bien relevante en magnitud absoluta hacia finales del Siglo XXI, no sea incluida en las evaluaciones de los impactos del CC sobre el sector eléctrico en la generalidad de la literatura, y tampoco en el presente trabajo de tesis.

### **3.11.7 Modificaciones Culturales y de Comportamiento**

Finalmente, junto a todos los parámetros y variables anteriormente comentados, es frecuente que se señale la importancia de los hábitos culturales [60] [62] [64] [86] en la evolución futura de la demanda eléctrica, pues son ellos los que muchas veces, cuando se tienen sistemas socioeconómicos, tecnológicos y características climáticas similares, explican las diferencias en el comportamiento de la demanda entre distintas regiones del mundo. Debe tenerse en cuenta, eso sí, que su inclusión en los modelos es, en la actualidad, aún muy acotada, debido principalmente a la dificultad de modelación.

En [122] se señala que las variaciones en el comportamiento de los consumidores residenciales será un factor significativo para determinar la demanda energética futura, siendo tanto o más importante que el propio CC.

Por otro lado, en distintos estudios, tales como [68], se ha encontrado que el crecimiento económico podría provocar cambios, y más precisamente aumentos, en los requerimientos de confort térmico de las personas al interior de espacios cerrados, modificando, en consecuencia, las temperaturas de umbral o referencia del PDT.

### **3.11.8 Impacto de los Factores No Climáticos sobre el PDT de la Demanda Eléctrica**

Como ya se ha detallado, existen claras interacciones entre la estructura socioeconómica y tecnológica de una región y el patrón de dependencia térmico (PDT) de su demanda eléctrica. La mayor parte de los estudios, de hecho, subestiman estos efectos en forma importante. Los procesos relativos al confort térmico son los que dan la forma característica al PDT de la demanda eléctrica, y operan bajo un determinado rango de temperatura exterior [89].

Existen entonces, una serie de indicadores que afectan en la actualidad, y lo harán en el futuro, a este PDT, tales como el desarrollo económico, la disponibilidad de fuentes energéticas, la penetración de tecnologías eficientes, el clima actual, y los hábitos culturales [60] [62] [64] [86] [89]. Así, diversos

desarrollos, tales como el aumento en la capacidad o en la eficiencia de las aplicaciones usadas para calefacción o AA, pueden cambiar el PDT a lo largo del tiempo [41] [89] [96].

La Figura 3.14 muestra la demanda por sistemas de enfriamiento y calentamiento en espacios interiores para lograr un determinado nivel de confort. Además, se muestran distintos cambios que podrían alterar tales demandas [64], entre ellos: a) mayor eficiencia de los sistemas de calefacción, b) mejoras en la aislación, c) mayor eficiencia de los sistemas de enfriamiento o AA, d) incremento en las ganancias de calor internas, e) cambio en los patrones de confort humanos.

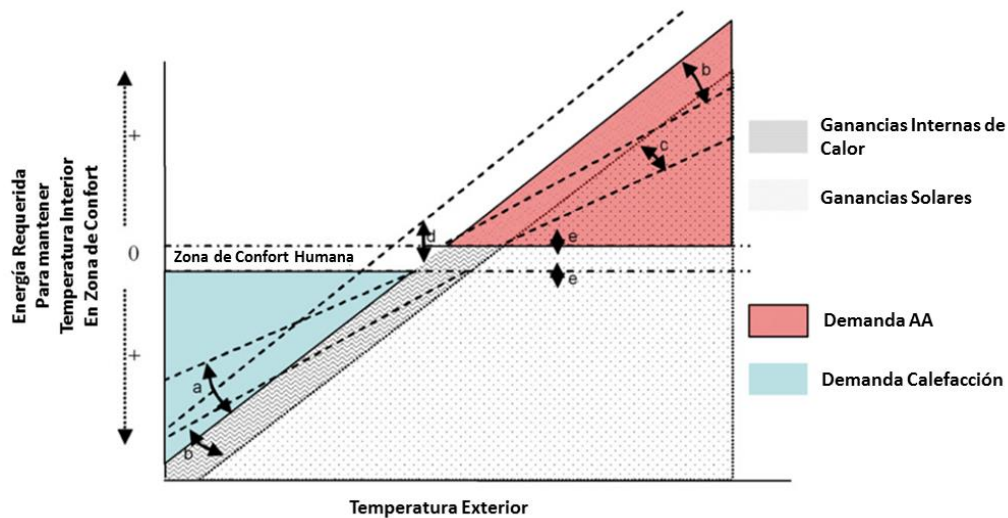


Figura 3.14. Requerimientos de energía para mantener las temperaturas interiores dentro de la zona de confort y ejemplos de cambios estructurales que afectan dicha demanda [89].

A partir de la Figura 3.14, se puede ver que los incrementos en aislación, eficiencia de sistemas de calefacción, y ganancias internas de calor (por ejemplo, por mayor uso de aplicaciones eléctricas), así como los cambios en los patrones de confort pueden hacer que la demanda por calefacción comience a producirse a temperaturas más bajas. De igual modo, los desarrollos opuestos pueden ocasionar que la demanda por AA se mueva hacia temperaturas más altas. Se debe notar, en particular, que mayores ganancias internas de calor disminuyen la demanda por calefacción, pero aumentan la de AA. Discutiblemente, se ha señalado que la suma de estas tendencias (mejor aislación, mayores ganancias de calor internas, y disminución a la tolerancia al calor) provocarán una disminución en las demandas por calefacción y un aumento en la de AA [64] [89].

Las mejoras en eficiencia y en aislación, pueden reducir tanto las demandas por calefacción como por AA, y posiblemente, en el futuro, cambiar los rangos de temperatura en los cuales dichas demandas ocurren [89].



Es importante entonces considerar que el PDT de la demanda eléctrica no necesariamente es estático, sino que variará al verse afectado, tanto por los niveles de penetración futuros de AA, como por desarrollo y mejoras en eficiencia energética [70] [90], o en características constructivas [66] [77].

Finalmente, ya se discutió que las temperaturas umbrales o de referencia para sistemas de AA y calefacción podrían no ser iguales, ahora además se debe señalar que su evolución futura, debido a cambios socioeconómicos, estructurales o de comportamiento, podría ser también diferente [89].

## **3.12 Conclusiones a partir del Estado del Arte**

A partir de la extensa revisión bibliográfica presentada en las secciones anteriores del presente Capítulo 3, es posible establecer los criterios y lineamientos generales con que se desarrollara la Metodología de trabajo presentada en el Capítulo 5.

En cuanto al horizonte temporal a utilizarse en el presente estudio, éste será de largo plazo, en particular, hasta fines del Siglo XXI, que es donde la señal de CC es más robusta y en concordancia con el objetivo de realizar una evaluación de impactos del CC sobre la demanda eléctrica. Lo anterior requiere necesariamente de la utilización de variables tendenciales que representen cambios estructurales y adaptativos que surgirán como respuesta al CC, a fin de representar el hecho que la respuesta de la demanda eléctrica futura no es igual a la actual.

Dentro de la demanda eléctrica, es de importancia fundamental analizar lo que ocurriría en los sectores residencial, comercial y público en las ciudades, al ser éstos sectores altamente sensibles al clima y sus variaciones. Este consumo explica además una proporción importante de la demanda eléctrica total a nivel mundial. La presente tesis se concentrará en el estudio de los impactos directos del CC sobre la demanda, relativos a los procesos de acondicionamiento térmico en estos sectores, analizando por separado lo que ocurre sobre procesos de calefacción y de aire acondicionado, teniendo en cuenta las direcciones opuestas del impacto sobre cada uno de ellos, su importancia relativa, las fuentes energéticas que se usan para accionarlos, los niveles de penetración de mercado y la evolución económica general. En términos muy generales, se sabe que la demanda eléctrica residencial varía en torno al 2% a 4% por cada 1°C de aumento de temperatura [90].

Con respecto a la resolución temporal, se debe tener en cuenta la disponibilidad de información y la utilización de un nivel de detalle concordante con la incertidumbre en horizontes de largo plazo. Al menos, es importante contar con evaluaciones de impactos estacionales y con la posibilidad de capturar el efecto calendario sobre el perfil de demanda eléctrica dentro de cada semana.

Es importante también desarrollar una evaluación local, en este caso para la ciudad de Santiago, teniendo en cuenta todas las variables con ese nivel de resolución espacial. Esto es fundamental en un país con la extensión latitudinal y las condiciones geográficas de Chile.

Para analizar la demanda máxima sobre el sistema, se puede utilizar un análisis de la relación demanda máxima versus temperatura máxima, o bien respetar los perfiles de carga diarios (factores de carga) y aplicar ese supuesto sobre la demanda eléctrica futura. Al utilizar este último formato se debe dejar en claro que existe un elevado nivel de incertidumbre asociado a cambios en dicho perfil hacia el futuro, sin embargo, por la propia configuración de la demanda eléctrica actual en Santiago se optará por este camino.

Ahora bien, se debe separar también el análisis de impactos sobre el sector eléctrico de otras fuentes energéticas a fin de evitar resultados sesgados. Para ello, se incluyen en forma separada el análisis sobre combustibles sustitutos de la energía eléctrica, teniendo en cuenta, tal como se ha revisado en la literatura, que en general se observa un aumento en la importancia relativa de la energía eléctrica en las matrices de cada país, a medida que éstos se vuelven más ricos.

Se deben incluir en la determinación del MSD a la temperatura, como el factor climático ampliamente identificado como el más importante en su efecto sobre la demanda, y, eventualmente, otras variables con impactos menores, como la humedad y las precipitaciones (en ese orden). Sin embargo, se ha detectado que, en general, la humedad sólo estaría relacionada con la demanda eléctrica en climas muy húmedos, sean éstos cálidos o fríos (lo cual no es el caso de Santiago). Las precipitaciones, en tanto, tenderían a aumentar la demanda en todas las estaciones del año, mientras que la velocidad del viento tendría un efecto neto no evidente. Ambas variables, en todo caso, tendrían un impacto mucho menor que el de la temperatura ambiente.

Se debe incluir, además, como variable independiente, a las horas de luz solar, pues ellas afectan en forma importante a la demanda eléctrica, y su inclusión disminuye el sesgo respecto de la temperatura al estar ambas variables frecuentemente correlacionadas.

La inclusión de la temperatura puede hacerse mediante las variables derivadas, grados-días, los cuales permiten separar el análisis para temperatura bajas y altas. Su inclusión requiere la determinación de la temperatura de balance, con respecto a la cual se miden, mediante un proceso iterativo de mejor ajuste a la respuesta de demanda, y no como una proposición a priori. Esta temperatura podría ser distinta para distintos energéticos, para temperaturas altas y bajas, y además podría variar a lo largo del año.

Para el análisis definitivo se debe considerar un modelo multifactorial, puesto que los impactos no climáticos pueden ser tanto o más importantes que el CC. Lo cierto es que en conjunto exacerban el estrés sobre el sistema eléctrico y su demanda. Dentro de estos factores no climáticos destacan el crecimiento económico y el aumento de la población, particularmente relevantes en países en vías de desarrollo. También son muy importantes los precios de la energía, los cuales, por su elevada incertidumbre, en general no se explicitan en modelos de largo plazo, sino que son tratados como variables endógenas, y la sustitución de energéticos se aborda mediante escenarios de tendencia históricos concordantes con los supuestos socioeconómicos y tecnológicos globales. Sin embargo, los cambios en los precios, aún moderados, pueden dar señales de mercado y ajustar los perfiles de demanda en respuesta a modificaciones atribuibles al CC, por lo que su inclusión debe ser materia de estudios futuros.

Se deben considerar además cambios tecnológicos y constructivos, como modificaciones en la eficiencia energética del equipamiento usado para calefacción o AA, mejoras en aislación térmica de las viviendas, evolución del tamaño de las viviendas, y niveles de penetración del equipamiento de AA.

Asimismo, sería interesante contar en trabajos futuros con análisis sobre medidas de adaptación propuestas a partir de políticas energéticas de largo plazo, como podrían ser la generación distribuida (por ejemplo, mediante sistemas fotovoltaicos) o la penetración del vehículo eléctrico, los cuales, debido a sus elevados niveles de incertidumbre no se consideran en el presente trabajo.

### MODELOS DE SENSIBILIDAD DEMANDA-CLIMA

---

El pronóstico de la demanda de largo plazo es el primer paso en la planificación y desarrollo de los sistemas eléctricos siendo entonces de vital importancia saber cómo el CC afectará a tal demanda.

La teoría económica dispone de distintos enfoques para analizar las relaciones entre el consumo de energía y variables económicas que son fácilmente generalizables al incluir variables climáticas [99].

En primer lugar está el enfoque cercano a los modelos microeconómicos, conocido como *bottom-up*, con una fuerte base ingenieril y en donde se especifican los requerimientos energéticos de cada equipo o maquinaria para luego, agregándolos, determinar el consumo energético total [99]. Para ello se requiere usar datos detallados de combustibles, tecnologías, variables climáticas, económicas, demográficas y de políticas energéticas, además de las características de la carga eléctrica, como el tipo de edificaciones, los requerimientos de AA, etc. Esta información frecuentemente no está disponible [7], sin embargo, cuando lo está, permite evaluar costos y beneficios de distintas alternativas de tecnologías de suministro o equipamiento de demanda eléctrica.

En general, la incertidumbre del desarrollo económico y tecnológico, en el largo plazo, es tan grande que la modelación tipo *bottom-up* no es factible [102]. Esto es particularmente cierto para países en vías de desarrollo donde se espera ocurran grandes cambios y adopciones de nuevas tecnologías.

Por otro lado, están los modelos económicos cercanos a lo macroeconómico, conocidos como *top-down* [99], los que usan datos con mayor nivel de agregación, y son capaces de evaluar costos y beneficios midiendo impactos en la producción, el ingreso, y el PIB, asumiendo, en general, eficiencia de mercado, y capturando retroalimentaciones e interacciones entre distintos sectores de la sociedad y de la economía. Aunque en general podría ser un enfoque poco adecuado para examinar políticas tecnológicas específicas, permite buenas aproximaciones a estas evaluaciones con los ajustes necesarios.

El uso de un método tipo *top-down*, usualmente menos sofisticado que un *bottom-up*, no supone, como podría pensarse, una deficiencia en el estudio de la demanda eléctrica tal como se

demuestra en [73], donde se concluye que es posible, con ambos enfoques, obtener resultados comparables.

Los modelos *top-down* pueden ser agrupados en dos clases principales: métodos clásicos, en los que se aplican conceptos de series de tiempo y análisis de regresión, y métodos más recientes que se enmarcan en el campo de la inteligencia computacional y artificial [48].

El MSD, que es aquel encargado de relacionar la demanda eléctrica con sus factores causantes, entre ellos, las variables climáticas, puede ser obtenido mediante un gran número de herramientas distintas que usan una amplia gama de técnicas matemáticas e ingenieriles, las cuales pueden caer tanto dentro del enfoque *top-down* como del enfoque *bottom-up*, o ser un enfoque mixto entre ambos.

Si bien existen muchos modelos y técnicas para el pronóstico de demanda eléctrica a nivel global, nacional o local, existe una clara dominación, en la literatura técnica, de métodos para pronósticos de corto plazo [48], siendo aún pocas las experiencias de aplicación a pronósticos de demanda de largo plazo, que es el horizonte temporal de interés para analizar los efectos del CC.

A continuación se presenta una breve descripción de los principales modelos usados para el pronóstico de demanda en el largo plazo.

## 4.1 Modelos de Optimización

En general son modelos *bottom-up* que incluyen no sólo la demanda eléctrica, sino también la generación y transmisión, ya que utilizan programación lineal para identificar la configuración de mínimo costo del sistema energético tal que sea capaz de suministrar una cierta demanda, bajo una serie de restricciones, siendo útil, principalmente para la selección de tecnologías en base a sus costos relativos.

Sin embargo, los supuestos que se hacen en la optimización (por ejemplo, competencia perfecta) hacen que, en su mayoría, sean modelos inapropiados para representar la evolución de la demanda en el mundo real, por lo que se debe tener en cuenta que si bien generan proyecciones de demanda, se utilizan en su amplia mayoría para evaluar la oferta en generación del sistema eléctrico [99].

## 4.2 Modelos de Equilibrio Parcial (MEP)

Son modelos *bottom-up* que también acoplan la demanda eléctrica con el sector generación y transmisión. En ellos, se simula el comportamiento de los consumidores y productores bajo distintas señales (precios, niveles de ingreso, etc.) y restricciones, ajustando endógenamente los precios y

cantidades en forma iterativa para dar con los precios de equilibrio, los que permiten, finalmente, igualar oferta y demanda.

Si bien estos modelos incluyen factores no monetarios con mayor facilidad que los de optimización, y no están limitados a supuestos de comportamiento óptimo, además de no asumir que la energía es el único factor que afecta la decisión tecnológica, tiene como gran desventaja el que las relaciones de comportamiento suelen ser controversiales y difíciles de parametrizar, además de la complejidad e intensidad en el uso de datos. Junto con ello, se enfocan en la totalidad del sistema energético, oferta y demanda, por lo que no aplican sólo sobre el comportamiento de esta última [99].

En [40] se utiliza un MEP para modelar las decisiones, como consumidores de energía eléctrica, de los individuos (sector residencial) y las compañías (sector comercial), con respecto al CC. Para ello se modelan como sujetos que deben decidir, en base a un presupuesto limitado, entre gastar en energía, en mejoras en la construcción (eficiencia energética) o en otros bienes, con una función de bienestar dada por la temperatura interior deseada y el beneficio que reportan las otras áreas de la actividad humana.

## 4.3 Modelos de Uso Final

Corresponden a modelos *bottom-up* cuyo enfoque busca estimar el impacto de los patrones de consumo de energía de distintos artefactos, en diversos sectores (residencial, comercial, industrial, etc.), basándose en el principio de que la energía eléctrica se necesita por el servicio que ella habilita (iluminación, climatización, agua caliente, refrigeración, etc.) y no como un bien de consumo final ni una necesidad en sí misma [99]. La información estadística sobre los consumos junto con su dinámica de cambio son las bases de estos pronósticos [123].

Los análisis de uso final requieren de medidas de intensidad energética ( $I$ ) de los usos, y de medidas de niveles de actividad ( $NA$ ), de tal forma que la relación básica de la demanda eléctrica es:

$$E = I \cdot NA \quad (12)$$

Luego el análisis se agrega incluyendo todos los artefactos, usos, combustibles o sectores de la economía [99]. Los precios, ingreso y otros efectos económicos y de política se capturan implícitamente.

Estos modelos son muy útiles cuando se desea analizar la introducción de nuevas tecnologías, mejoras en eficiencia energética, tasas de utilización o sustitución de combustibles, y, en particular, también para incorporar variaciones dinámicas en los PDT de la demanda eléctrica con respecto al clima o al desarrollo socioeconómico [61] [63] [77] [89] [99].

Su mayor problema es que requieren de un altísimo nivel de detalle de la información, la que, usualmente, no se encuentra disponible y que, no representan, en su mayoría, el comportamiento de los agentes del mercado eléctrico. Este tipo de modelos destaca como uno de los pocos que se puede aplicar exclusivamente para el pronóstico de consumos energéticos futuros [99].

Así por ejemplo, en [70] se utiliza un modelo de uso final, logrando visualizar el desarrollo de la demanda eléctrica, y los posibles efectos de la adaptación al CC, permitiendo incluir objetivos de eficiencia energética, por ejemplo, mediante el uso de equipos eficientes para calefacción. Diversos otros estudios han usado también este tipo de modelos [60] [61] [63] [77] [89] [100].

### **4.3.1 Modelos de Simulación Dinámica**

Esta es una categoría de modelos de uso final que busca representar las causas físicas de la demanda eléctrica o energética por parte de ciertos equipos, dispositivos o sectores de la economía. Se ha desarrollado ampliamente por su precisión de resultados, sin embargo, presenta elevados niveles de complejidad matemática y de consumo computacional, principalmente por la dificultad para modelar geometría de edificios, ecuaciones de transferencia energética, movimientos de masas de aire, etc.

En particular, estos modelos han tenido un gran desarrollo en la determinación de la demanda eléctrica y energética futura en grandes edificios, y han sido ampliamente aplicados sobre los países desarrollados en la etapa de diseño y construcción de los mismos, con objetivos de lograr mejoras en eficiencia energética, tal como puede observarse en los estudios presentados en [42] [68] [75] [77].

## **4.4 Modelos de Equilibrio General Computable (MEGC)**

Son modelos tipo *top-down* de gran consistencia con la teoría económica, con un enfoque multisectorial y que incorporan mecanismos de mercado en la asignación de recursos. Su diferencia fundamental con los MEP es que consideran interacciones de todos los sectores de la economía, permitiendo analizar efectos directos e indirectos. Estos modelos incorporan los precios de forma endógena y permiten la sustitución entre factores productivos por lo que resultan adecuados para simulaciones de largo plazo, permitiendo evaluar los efectos de distintas políticas. Así, los MEGC buscan representar la respuesta macroeconómica real a políticas, tal como la sustitución del consumo de energía por otros insumos o bienes de consumo [99].

Los MEGC se aplican sobre la oferta y demanda en conjunto y no se utilizan para proyectar esta última en solitario. Además, sus aplicaciones se limitan, en la actualidad, a proyecciones de mediano plazo, y se les critica el carecer de flexibilidad en la selección tecnológica [99].

## 4.5 Modelos de Extrapolación de Tendencias

Estos modelos son uno de los modelos más simples para proyectar la demanda eléctrica hacia el futuro [99]. En ellos se analizan y extienden las tasas de cambio históricas de demanda eléctrica hacia el futuro, usando para ello técnicas de extrapolación que pueden llegar incluso a complejas curvas generadas computacionalmente, las que constituyen el pronóstico. Normalmente no existen grandes explicaciones sobre por qué la demanda se comportaría de tal forma, y sus tendencias son frecuentemente modificadas por juicio experto sobre cambios en el comportamiento futuro de la demanda con respecto a sus movimientos en el pasado [123].

Su principal ventaja es que son mecanismos sencillos, rápidos y poco costosos para obtener pronósticos de demanda futura, mientras que su principal desventaja es la falta de explicaciones respecto del por qué la demanda se comportará de uno u otro modo [123]. Por otro lado, se asume en ellos que el futuro es una simple extensión, suave y continua, del desarrollo pasado, es decir, en ausencia de cambios estructurales en el sistema, lo cual pierde validez en el largo plazo [99].

## 4.6 Modelos Econométricos

Los métodos econométricos pueden estar tanto dentro de la categoría *bottom-up* como de la categoría *top-down*, dependiendo del caso de estudio y la aplicación [99].

Estos modelos permiten proyectar relaciones entre elementos del sistema, por ejemplo, entre demanda eléctrica y crecimiento económico, demográfico o variables climáticas, para lo cual se basan en el ajuste entre una variable dependiente (demanda eléctrica, en el ejemplo) y variables independientes (temperatura, PIB, etc.), que corresponden a factores que afectan la demanda, obteniendo la función de dependencia en forma sistemática a partir de la información histórica [99], combinando la teoría económica con técnicas estadísticas [48] [123].

Este tipo de modelos destaca como uno de los pocos que se puede usar con el fin exclusivo de pronosticar la demanda energética futura [99] y han sido los más utilizados, hasta hoy, para estimaciones de demanda en el largo plazo [42].



Su principal desventaja es la dificultad para incorporar cambios estructurales (como nuevas políticas o tecnologías) en el sistema, ya que los cambios futuros permanecen análogos a los cambios producidos en el pasado, sin embargo, algunos procedimientos permiten también incorporar elementos de proyecciones de tendencia, que hacen posible ajustar hacia el futuro las relaciones obtenidas, permitiendo entonces extenderlas hacia el largo plazo [99].

Con todo, la demanda eléctrica ( $E$ ) puede considerarse dependiente de una serie de variables independientes climáticas y no climáticas:

$$E = f(x_1, \dots, x_n, y_1, \dots, y_m) \quad (13)$$

Donde  $x_1$  a  $x_n$  son  $n$  variables independientes climáticas, e  $y_1$  a  $y_m$  son  $m$  variables independientes no climáticas. Se puede además incluir en forma explícita el tiempo o variables de tendencia [99].

Luego, para obtener la relación exacta entre la demanda eléctrica y las variables independientes se debe especificar una forma funcional del modelo, la cual puede ser lineal o no lineal, dependiendo de las bases teóricas del mismo, o de planteamientos expertos de los analistas [99].

En este contexto, se requiere de un modelo matemático explícito para obtener la relación entre demanda eléctrica y varias variables independientes. Dentro de estas técnicas destacan, por ejemplo, los métodos basados en regresiones (mínimos cuadrados) y los métodos de series de tiempo [48].

## 4.6.1 Modelos de Regresión

Los modelos de regresión son métodos econométricos comunes en el pronóstico de demanda. Son relativamente sencillos de implementar, y se usan para modelar la relación entre una variable dependiente  $y$ , en este caso, la demanda eléctrica  $E$  y una o varias variables  $x_i$  independientes, tales como: clima, desarrollo económico, tecnológico, etc. La regresión involucra un conjunto de parámetros o coeficientes desconocidos  $b_i$  [48] [124].

Una de las mayores ventajas de los métodos de regresión es que la relación entre las variables independientes y la demanda eléctrica es fácil de comprender, por lo que también permiten evaluaciones de desempeño relativamente sencillas [48].

El tipo más común de regresión es la regresión lineal (RL), es decir, la que supone una relación lineal entre la variable dependiente y las independientes. A pesar de lo anterior, se sabe, por ejemplo, que la influencia de la temperatura sobre la demanda eléctrica es no lineal, y que las RL no simulan

dichas relaciones, por lo que pueden presentarse problemas en la identificación del modelo correcto en éste y otros casos donde se presentan comportamientos no lineales [48] [79].

Sin embargo, los modelos de regresión lineal no tienen por qué incluir necesariamente a todas las variables en forma lineal, ya que sólo deben ser lineales en los coeficientes de cada variable independiente, no en las variables en sí mismas [124]. Así, estas últimas pueden venir especificadas en función de sus logaritmos naturales, exponenciales, formas cuadráticas, como polinomios, o mediante cualquier otra función matemática, con el objetivo de mejorar la correlación y los ajustes del modelo [40] [44] [124]. La dificultad entonces, radica, en el conocimiento previo que se debe tener sobre el comportamiento de las variables a fin de proponer, a priori, una cantidad finita de funciones matemáticas a evaluar en cada variable de interés.

En el contexto de este trabajo, para superar la relación no lineal entre la demanda eléctrica y la temperatura, se utilizan, generalmente, las variables derivadas CDD y HDD, las que se consideran con relaciones lineales con la demanda eléctrica [92].

El tipo más común de RL es la Regresión Lineal Simple (RLS), que supone una relación lineal entre la variable dependiente (demanda) y una única variable independiente [3], tal como se muestra a continuación:

$$y = b_0 + b_1 \cdot x_1 \quad (14)$$

## 4.6.2 Modelo de Regresión Lineal Múltiple (RLM)

Las Regresiones Lineales Múltiples (RLM), por su parte, son métodos de regresión lineal donde se busca relacionar la demanda eléctrica con más de una variable independiente, y es también una técnica comúnmente usada en el pronóstico de demanda de largo plazo [3]. Aquí, la variable dependiente viene especificada como se muestra en la siguiente relación ( $p$  es el número de variables independientes):

$$y = b_0 + \sum_{i=1}^p b_i \cdot x_i \quad (15)$$

Se han usado RLM en diversos estudios para relacionar empíricamente variables climáticas con la demanda eléctrica [3] [7] [33] [37] [44] [51] [52] [58] [62] [70] [72] [73] [79] [80] [88] [89] [90] [92] [96] [102] [103] [125] [126] siendo, muy probablemente, la técnica más utilizada para este tipo de análisis.

Sin embargo, también se supone que la relación no es completamente determinística, sino que existe un grado de error aleatorio (que en la práctica cubre a todas aquellas variables que no se han

incluido explícitamente en el modelo), y que se añade a la ecuación como un término aleatorio de distribución normal, media cero y varianza constante en todas las muestras (aunque sea desconocida).

Se define, entonces, el error, residuo o desviación  $r_j$  como la diferencia entre el valor observado  $y^*_j$  de la variable dependiente para el j-ésimo punto experimental de datos  $(x_{1j}, x_{2j}, \dots, x_{pj}, y^*_j)$  y el correspondiente valor  $y_j$  determinado a partir de la función de regresión [124]:

$$y_j = b_0 + \sum_{i=1}^p b_{ij} \cdot x_{ij} \quad (16)$$

$$r_j = y^*_j - y_j \quad (17)$$

Se debe analizar si estos residuos tienen la misma varianza a través del proceso o si esta varía con el tiempo, y, en consecuencia, el modelo viola el supuesto de homoscedasticidad. La heteroscedasticidad (lo contrario) se puede detectar con distintas técnicas estadísticas, y para resolverla se requieren métodos que intenten estimar el valor cambiante de la varianza y usar dicha estimación para corregir los valores de la muestra, en lo que se conoce como Método de los Mínimos Cuadrados Generalizados [33] [127].

Así, si existe una correlación evidente entre los residuos y las variables independientes (cualquiera de ellas), es decir, por ejemplo, los residuos crecen sistemáticamente con el incremento de  $x_j$ , significa que el modelo no es homoscedástico. Un gráfico de residuos es la forma más directa y útil para detectar estas correlaciones [124].

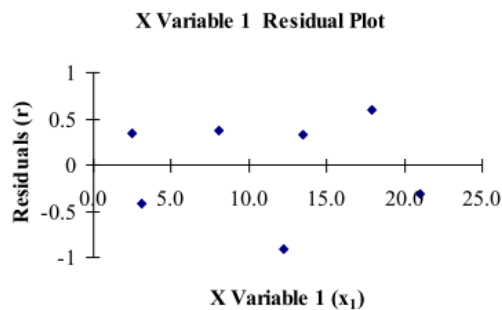


Figura 4.1 Gráfico de residuos en función de una variable independiente para detección de heterocedasticidad [124].

Ahora bien, el hecho de que los residuos luzcan aleatorios y que no exista ninguna correlación obvia con las variables independientes, es decir, que el modelo sea homoscedástico, no significa necesariamente que sea necesariamente adecuado, pues se requieren de otras pruebas [124].

En este sentido, se define la suma de los cuadrados totales  $SS_T$  como:

$$SS_T = \sum_{j=1}^n (y_j^* - \bar{y}^*)^2 \quad (18)$$

Donde  $\bar{y}^*$  es el promedio de las observaciones:

$$\bar{y}^* = \frac{\sum_{j=1}^n y_j^*}{n} \quad (19)$$

Es decir,  $SS_T$  es la suma cuadrática de las desviaciones de los valores experimentales con respecto a su valor promedio, y puede ser interpretada como la suma de las desviaciones de los valores experimentales con respecto al modelo más simple posible, donde  $y$  es constante y no depende de ninguna variable independiente [124].

$$\begin{aligned} y_j &= b_0 & \forall j = 1, \dots, n \\ \bar{y}^* &= b_0 \\ SS_T &= 0 \end{aligned}$$

Luego, se considera que  $SS_T$  tiene dos componentes que contribuyen a tal desviación: la suma del cuadrado de los errores  $SS_E$  y la suma del cuadrado de la regresión  $SS_R$ , es decir, se cumple que:

$$SS_T = SS_E + SS_R \quad (20)$$

Donde la suma del cuadrado de los errores es:

$$SS_E = \sum_{j=1}^n (r_j - \bar{r})^2 \quad (21)$$

Como, por la teoría de la regresión se puede esperar que el valor medio de los residuos  $\bar{r}$  sea igual a cero, entonces la expresión anterior queda como:

$$SS_E = \sum_{j=1}^n r_j^2 \quad (22)$$

Mientras que la suma del cuadrado de la regresión es:

$$SS_R = \sum_{j=1}^n (y_j - \bar{y}^*)^2 \quad (23)$$

Debe mencionarse, de hecho, que uno de los métodos más comunes para determinar el valor del mejor conjunto de coeficientes  $(b_0, b_1, b_2, \dots, b_p)$  de la RLM es el criterio de Mínimos Cuadrados, que precisamente se refiere a la minimización de la suma de los errores cuadráticos  $SS_E$  [124].

En los modelos de RLM, los coeficientes determinados  $(b_1, b_2, \dots, b_p)$  para las variables independientes representan la proporción de cambio en la demanda eléctrica asociado con un cambio en una unidad de la variable independiente. Asimismo, el término constante  $b_0$  indica el nivel de demanda no sensible a las variables independientes [44].

Luego, se define la varianza total  $\sigma^2_T$  como:

$$\sigma^2_T = \frac{SS_T}{n-1} = \frac{\sum_{j=1}^n (y_j^* - \bar{y}^*)^2}{n-1} \quad (24)$$

La varianza del error como:

$$\sigma^2_E = \frac{SS_E}{n-p-1} = \frac{\sum_{j=1}^n r_j^2}{n-p-1} \quad (25)$$

Y la varianza de la regresión como:

$$\sigma^2_R = \frac{SS_R}{p} = \frac{\sum_{j=1}^n (y_j - \bar{y}^*)^2}{p} \quad (26)$$

Por otro lado, es importante determinar, además del valor de los coeficientes de la RLM, cuáles de ellos son estadísticamente significativos [33] [44], para comprobar si se puede prescindir de algunas de las variables independientes. Para realizar estas Pruebas de Significancia, surge entonces el estadístico F, una cantidad usada para probar la diferencia estadística entre dos varianzas. En el caso de los modelos de regresión, la pregunta que se busca responder es con qué nivel de confianza se puede establecer que al menos uno de los coeficientes  $b_i$  en el modelo es significativamente distinto de cero [124], para ello se define el estadístico F de la regresión ( $F_R$ ), como sigue:

$$F_R = \frac{\sigma^2_R}{\sigma^2_E} \quad (27)$$

Y luego, se determina el valor correspondiente a la probabilidad  $P_R$  a partir de la función de distribución F de Fisher.

$$P_R = FDIST(F_R, df_R, df_E) = FDIST(F_R, p, n - p - 1) \quad (28)$$

Donde  $df_R$  y  $df_E$  son los grados de libertad de  $\sigma^2_R$  y  $\sigma^2_E$ , respectivamente. Con esta probabilidad se calcula  $1 - P_R$ , que corresponde al nivel de confianza con el cual se puede establecer que la varianza debido a la regresión  $\sigma^2_R$  es estadísticamente diferente de la varianza debido al error  $\sigma^2_E$ , lo cual, a su vez, significa que la adición de las  $p$  variables  $(x_1, x_2, \dots, x_p)$ , al modelo más simple donde la variable dependiente es simplemente una constante, es una mejora estadísticamente significativa al ajuste. Así, con un nivel de confianza no menor a  $1 - P_R$ , se puede establecer que al menos uno de los coeficientes en el modelo es significativo. A partir de este test, sin embargo, no se puede asegurar que todos los coeficientes  $b_i$  sean distintos de cero. Por su parte, si  $1 - P_R$  no es suficientemente grande (usualmente menor a 0,95) se puede concluir que todos los coeficientes en el modelo de regresión son cero, y que el modelar la variable dependiente como una constante es mejor que en función de las variables  $(x_1, x_2, \dots, x_p)$  [124].

Se debe mencionar, que el estadístico  $F_R$  sirve también para comparar dos modelos para los mismos datos experimentales, pues mientras más alto es el  $F_R$  más adecuado es el modelo correspondiente [124].

Ahora, cuando se desea saber con qué nivel de confianza se puede establecer que un coeficiente en particular, por ejemplo, el  $i$ -ésimo coeficiente  $b_i$  es significativo, se utiliza el estadístico  $t$ :

$$t_i = \frac{b_i}{se(b_i)} \quad (29)$$

Donde  $se(b_i)$  es el error estándar en el coeficiente  $b_i$ . Siendo conocido  $t_i$ , se determina la probabilidad a partir de la distribución  $t$  de Student:

$$P_i = TDIST(t_i, n - p - 1, 2) \quad (30)$$

Y luego, el nivel de confianza  $1 - P_i$  permite ver si cada una de las variables independientes, por separado, es significativa en el modelo de regresión determinado [124].

Por otro lado, se define la desviación estándar  $S_y$ , que es también una estimación del error estándar de los valores experimentales de la variable dependiente con respecto a aquellos predichos por el modelo de regresión, como sigue:

$$S_y = \sqrt{\sigma^2_E} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n r_j^2}{n-p-1}} \quad (31)$$

Otro problema más complejo ocurre cuando se supone que no sólo cambia la varianza del error con el tiempo, sino que los errores de distintos periodos están correlacionados, en un fenómeno conocido como autocorrelación, existiendo también en el Método de los Mínimos Cuadrados Generalizados, las técnicas para detectar este problema y corregirlo, al menos parcialmente, modificando los valores de la muestra. Por ejemplo, el estadístico de Durbin-Watson, es ampliamente utilizado para probar la autocorrelación (correlación serie) de los errores en los modelos de regresión, buscando mostrar la independencia de dichos términos [33] [127].

El estadístico de Durbin-Watson permite, entonces, detectar autocorrelación en los residuos de un modelo de regresión, y está definido como:

$$d = \frac{\sum_{j=2}^n (r_j - r_{j-1})^2}{\sum_{j=1}^n r_j^2} \quad (32)$$

Donde  $n$  es el número de observaciones. El valor de  $d$  siempre está entre 0 y 4. Un valor de  $d = 2$  indica que no hay autocorrelación. Si  $d$  es mucho menor que 2, hay evidencia de correlación serial positiva, es decir, que los términos sucesivos de error son, en promedio, cercanos al valor de los otros. Como regla general, se utiliza un valor de  $d = 1$  como valor crítico. Por otro lado, si  $d > 2$ , indica que los términos de error sucesivos son, en promedio, muy diferentes en valor entre sí, es decir, existiría correlación negativa. En las regresiones, esto puede implicar una subestimación del nivel de significación estadística [33] [124] [127].

Finalmente, otro problema es la multicolinealidad, que ocurre cuando una de las variables independientes, en realidad depende de otra variable exógena (independiente) del mismo modelo, introduciendo un sesgo en la información aportada a la demanda eléctrica y puede hacer que el método de los mínimos cuadrados no se pueda aplicar correctamente. Generalmente, la solución a este

problema es la detección de las variables que ocasionan la multicolinealidad y la reescritura del modelo de acuerdo a ello [33] [127].

Superados los principales problemas que pudiese presentar un modelo de regresión lineal, se define el coeficiente de determinación  $R^2$ , como:

$$R^2 = \frac{SS_R}{SS_T} = 1 - \frac{SS_E}{SS_T} \quad (33)$$

Este coeficiente es una medida de la calidad de ajuste del modelo como un todo, mientras más cercano es  $R^2$  a 1, mejor es el modelo [124]. Finalmente, se suele definir también el coeficiente de determinación ajustado  $R^2_{adj}$  como:

$$R^2_{adj} = 1 - \left( \frac{SS_E / (n - p - 1)}{SS_T / (n - 1)} \right) \quad (34)$$

Cuyo significado es básicamente el mismo que el de  $R^2$ , mientras más cercano a uno, mejor el modelo. Sin embargo, estrictamente hablando,  $R^2_{adj}$  debería ser el indicador usado para la adecuación de un modelo, ya que toma en cuenta no sólo las desviaciones, sino también el número de grados de libertad (número de variables incluidas en el modelo). Así, este es el valor que se monitorea en la conformación de modelos de regresión donde se van incluyendo o quitando variables independientes de manera iterativa, verificando, en consecuencia, que, por ejemplo, al quitar una de estas variables, el valor de  $R^2_{adj}$  no caiga de manera abrupta. Lo anterior se debe al hecho de que el valor de  $R^2$  siempre aumenta cuando se incluye una nueva variable, y entonces, da una indicación errática de cuál es el mejor modelo, pues siempre sería aquél donde se tiene el mayor número de variables, aun cuando éstas no estén siendo realmente significativas al ajuste [128].

Otra de las cuestiones más importantes a resolver en la determinación de un modelo de ajuste para la demanda eléctrica, es la selección de cuáles son las variables exógenas  $(x_1, x_2, \dots, x_p)$  a utilizar, lo cual depende de la teoría, de análisis técnico-económicos previos, pero también de técnicas estadísticas de verificación y prueba. La idea es, del universo completo de variables independientes existentes, encontrar un subconjunto que resulte suficientemente explicativo y no demasiado complejo [129].



Si bien la selección del subconjunto de variables independientes explicativas de la variable dependiente es un proceso bastante automatizado, los criterios con que se lleva a cabo son básicamente los siguientes [129]:

- Criterio Backward: Se incluyen, en un principio, todas las variables disponibles, y se van eliminando del modelo consecutivamente según su menor valor del estadístico  $t$ , hasta llegar a la situación donde la eliminación de una nueva variable provoque un descenso demasiado grande en el coeficiente  $R^2$  o  $R^2_{adj}$ .
- Criterio Forward: Se comienza con un modelo sin variables explicativa y éstas se van añadiendo de acuerdo a las que presentan el mayor valor del estadístico  $t$ . Lo anterior se repite hasta que el aumento en el coeficiente  $R^2$  o  $R^2_{adj}$  por la inclusión de una nueva variable explicativa sea despreciable.
- Criterio Stepwise: Es una combinación de los anteriores. Primero se procede como en el criterio forward pero, con la diferencia de que es posible que la inclusión de una nueva variable haga que otra que ya estaba en el modelo resulte redundante deba ser dejada fuera.

Debe señalarse que los tres criterios anteriores no llevan necesariamente al mismo subconjunto de variables, lo cual se debe al hecho de que ninguno de estos criterios garantiza encontrar un modelo óptimo global, por ello, es de vital importancia incluir juicio experto en la conformación del modelo de regresión final para pronosticar la demanda eléctrica, a fin de no obtener modelos matemáticamente correctos pero sin sentido físico o económico.

Finalmente, se ha identificado, como una de las principales desventajas de los modelos de regresión lineal, junto a la necesidad de información estadística histórica, su dificultad para considerar cambios estructurales en el mundo tecnológico o económico, que afecten en el futuro la relación entre la demanda y sus factores, haciendo que ésta cambie [103]. Lo anterior se soluciona, en general, incluyendo los ajustes correspondientes para considerar la eventualidad de dichos cambios, sobre todo, los efectos de saturación o crecimiento acelerado que la teoría menciona con una alta probabilidad pudiesen ocurrir en el futuro, pero que no se ven aún reflejados en la actualidad.

## 4.7 Modelos de Series de Tiempo

Son modelos econométricos que toman en cuenta el hecho que puede haber relaciones dinámicas, esto es, que la variable dependiente, en este caso, la demanda eléctrica, dependa de los valores que ella misma u otras variables tomaron en periodos de tiempo anteriores [3] [48] [81].

Existen modelos de series de tiempo de una sola variable y de múltiples variables. Los primeros se utilizan para pronósticos de demanda de muy corto plazo, mientras que los segundos se aplican a distintos horizontes temporales [48].

Las series de tiempo se asumen lineales. Debe señalarse, sin embargo, que esta linealidad no se ajusta a la influencia que tiene la temperatura sobre la demanda eléctrica, existiendo unanimidad en que la no linealidad de esta relación tiene que ser representada en el modelo [41]. Por ello, en [66] se realiza un análisis de series de tiempo de la demanda eléctrica mensual con respecto a los HDD y CDD mensuales en vez de la temperatura.

Dentro de esta categoría se encuentran también metodologías que realizan un modelamiento matemático exhaustivo de las series históricas, entre las que destacan los Modelos Autoregresivos (AR), los Modelos Autoregresivos de Medias Móviles (ARMA) y los Modelos Autoregresivos Integrados de Medias Móviles (ARIMA) [99]. La formulación básica de cada uno de ellos es como sigue:

$$\text{AR:} \quad \phi(B) \cdot y(t) = e(t) \quad (35)$$

$$\text{ARMA:} \quad \phi(B) \cdot y(t) = \theta(B) \cdot e(t) \quad (36)$$

$$\text{ARIMA:} \quad \phi(B) \cdot \Delta^d y(t) = \theta(B) \cdot e(t) \quad (37)$$

Donde  $B$  es un operador de desplazamiento temporal,  $y(t)$  es la serie estudiada (demanda eléctrica),  $e(t)$  el error o ruido,  $\Delta$  es el operador de derivación, y  $\theta(\cdot)$  y  $\phi(\cdot)$  son polinomios en función de  $B$ . El ajuste del modelo consiste en encontrar los coeficientes asociados a estos dos últimos polinomios, hasta comprobar que los errores siguen una serie aleatoria [99] [130].

Dentro de esta categoría de modelos se encuentran también los modelos auto-regresivos multiplicativos [131], auto-regresivos lineales dinámicos [132], auto-regresivos no lineales [126] [133], auto-regresivos periódicos [48], modelos de umbral auto-regresivo [59] y los métodos basados en filtros de Kalman, todos los que se han aplicado, sin embargo, fundamentalmente a pronósticos de corto plazo.

## 4.8 Modelos de Desarrollo Reciente

Se han desarrollado a partir de la década de los 80 gracias al gran avance de la ingeniería informática que ha permitido el manejo de algoritmos cada vez más complejos con tiempos de cálculo razonables [99].

Sin embargo, muchas veces estos modelos están asociados al desconocimiento del proceso en modelación y se realiza el entrenamiento a través de datos, igual que con los sistemas anteriormente descritos, por lo que la calidad y vigencia de los datos es crucial para su buen funcionamiento, el cual, en general, es bueno pero, sin embargo, no tienen buenas respuestas a cambios estructurales o tecnológicos y, tal vez lo más importante, su estabilidad y observabilidad no está asegurada [99].

La inteligencia computacional, en tanto, es el concepto con que se designa a un campo relativamente nuevo de investigación, comúnmente usado para referirse a las áreas de sistemas difusos, redes neuronales artificiales, computación evolutiva, e inteligencia de enjambre. De estos campos, las redes neuronales son el subtipo más frecuentemente utilizado en el pronóstico de demanda [48].

En general, estos modelos caen tanto dentro de la categoría *bottom-up* como de la categoría *top-down* [99]. Entre ellos se cuentan:

### **4.8.1 Sistemas Expertos**

Son modelos que intentan simular el razonamiento humano a través de la inclusión de opinión y conocimiento experto, buscando inferir en forma automatizada las respuestas frente a casos específicos. Han sido aplicados a estimaciones de corto y largo plazo [99].

Los sistemas expertos se construyen a partir de reglas para el pronóstico de demanda basadas en el conocimiento de una persona experta, lo que redundaba en una dificultad extrema para transformar el conocimiento del ya mencionado experto en reglas matemáticas [55].

### **4.8.2 Redes Neuronales**

Son modelos que simulan los principios básicos del funcionamiento del cerebro, el razonamiento y el aprendizaje humano, realizando un entrenamiento selectivo a través de patrones. La red neuronal, como su nombre lo indica, consiste en varias neuronas, agrupadas en capas, cada una de las cuales recibe información a través de sus nodos de entrada, agregando la información, determinando su activación, y propagando su respuesta a través de los nodos de salida a otras neuronas a través de sus nodos de entrada [48] [99] [134].

Su gran ventaja es la capacidad de modelar complejas relaciones no lineales sin necesidad de especificar a priori alguna forma funcional del modelo [123] [135], mientras que su gran desventaja es la gran cantidad de datos que requieren para fines de entrenamiento, a fin de que la red neuronal logre asimilar el modelo subyacente en ellos [7] [99].

Así, este tipo de modelos se ha utilizado ampliamente para estimaciones de demanda de corto plazo, y se han realizado algunos análisis de largo plazo con ellos, como [94], aunque han estado fuertemente restringidos por la poca disponibilidad de datos [99] [136].

Por otro lado, la naturaleza oculta de sus relaciones, la gran mayoría de las veces no responde bien a los fines de interpretación de los estudios de impactos del CC sobre el sector eléctrico [7].

El diseño de redes neuronales implica la decisión del tipo de red a utilizar, el tamaño de la red (número de neuronas y de capas, o arquitectura de red) y el método de entrenamiento [123]. Existen muchos subtipos de redes neuronales, y de ellos, el tipo más usado en el pronóstico de demanda son las Redes Neuronales de Propagación hacia Adelante (Feed-Forward). Para un mayor detalle sobre los tipos de redes neuronales y sus características, se sugiere al lector consultar [48] [123] [134] [135] [136].

El resultado del pronóstico de demanda a partir de redes neuronales tiene, en su forma básica general, la siguiente estructura:

$$Y_i = \sum_{k=1}^n w_k \cdot x_k \quad (38)$$

Donde  $x_k$  son las variables de entrada,  $w_k$  son los pesos determinados a partir de la red neuronal, e  $Y_i$  es una de las variables de salida de la red.

### 4.8.3 Algoritmos Genéticos

Los algoritmos genéticos (AG) han recibido mucha atención recientemente por su comportamiento robusto en la búsqueda de solución a variados problemas. Esta clase de modelos, corresponden a técnicas de optimización numérica, basados en los mecanismos de selección natural y genética, que combina la noción darwiniana de supervivencia del mejor adaptado, junto con intercambios aleatorios, aunque estructurados, a modo de recombinación y mutación, de entre una población de soluciones factibles (cromosomas artificiales). Para un mayor detalle sobre las características de estos modelos se sugiere al lector consultar [137].

Los pronósticos utilizando AG han sido en muchas ocasiones calificados como los mejores, aun cuando corresponden a técnicas heurísticas que no garantizan la obtención de soluciones óptimas, lo cual indica que su enfoque es promisorio y su robustez y precisión serán cada vez mayores [137].

#### **4.8.4 Lógica Difusa**

Son modelos basados en reglas en los cuales un conjunto de las llamadas reglas difusas representan un mecanismo de control de decisiones para ajustar los efectos frente a ciertos estímulos. La lógica difusa provee un algoritmo que puede convertir las estrategias basadas en el lenguaje experto en una estrategia automatizada [123].

Estas técnicas modelan las incertidumbres permitiendo manejar atributos probabilísticos además de determinísticos. Para ello, se reconocen grados de pertenencia y un conjunto de reglas que permitan llevar a cabo procesos sobre variables inciertas [99].

Su principal aplicación, en el contexto del pronóstico de demanda eléctrica, en la actualidad es su combinación con redes neuronales como mecanismo de entrenamiento. Habiéndose demostrado que el enfoque híbrido implica ciertas mejoras de desempeño con respecto a la utilización de redes neuronales por separado [123].

### **4.9 Modelos Híbridos**

Son modelos que combinan las características de los anteriormente presentados, con el objetivo de que las debilidades de uno de los enfoques sean superadas por las fortalezas de otro, y viceversa, ganando robustez en la modelación de la evolución futura de la demanda eléctrica [99].

Dentro de estas combinaciones destacan aquellos enfoques que combinan métodos de regresión lineal con análisis de uso final [99]. En [100] se utiliza un modelo híbrido entre un enfoque bottom-up de uso final y uno econométrico tipo top-down, logrando determinar el consumo energético para cada equipamiento en forma individual, utilizando parámetros macroeconómicos como el ingreso, la urbanización, la electrificación, además del clima, en un modelo de regresión lineal. Por otro lado, en [71] se desarrolla un modelo híbrido entre uno de uso final y uno econométrico, modelando las demandas de cada servicio particular (AA, calefacción, iluminación, etc.).

Este tipo de modelos híbridos se usa cada vez más en la literatura científica, ya que las características combinadas de ambos enfoques permiten integrar aspectos físicos y económicos (y de comportamiento) en un mismo modelo. Por ejemplo, mientras las relaciones econométricas internalizan los efectos de precios, ingresos o políticas, el enfoque de uso final acomoda nuevas tecnologías, combustibles alternativos, penetración de artefactos y tecnologías, patrones de crecimiento de la producción, patrones demográficos, distribución de ingreso, etc [99].

La integración de modelos econométricos y enfoques de uso final permite mejorar ambos enfoques en su utilización por separado [123] y representa, en consecuencia, una poderosa herramienta para el análisis del comportamiento futuro de la demanda eléctrica en el contexto del CC.

En ese sentido, el presente trabajo de tesis corresponde a un enfoque híbrido, pues la determinación de la sensibilidad actual de la demanda frente al clima se realiza bajo un enfoque de regresiones lineales múltiples, mientras que en otros aspectos de la determinación del impacto del CC sobre la demanda se usan, por ejemplo, extrapolación de tendencias (sustitución de combustibles a futuro, y evolución de la demanda media con el crecimiento económico), o aspectos de modelos de uso final (modificación en la penetración y saturación de sistemas de AA, cambios en la eficiencia de los equipos de climatización, y en el tamaño de las viviendas) que se aplican fundamentalmente como cambios estructurales futuros, con una alta probabilidad de ocurrencia, y que no quedan bien representados por la regresión lineal.

METODOLOGÍA

5.1 Metodología General

La metodología usada para obtener los resultados del Capítulo 7 se enmarca dentro de aquella descrita en la Sección 3.2. En la Figura 5.1 se muestran los ajustes hechos a ella para su utilización en esta tesis, descartando además las etapas que no fueron usadas por considerarse variables de entrada.

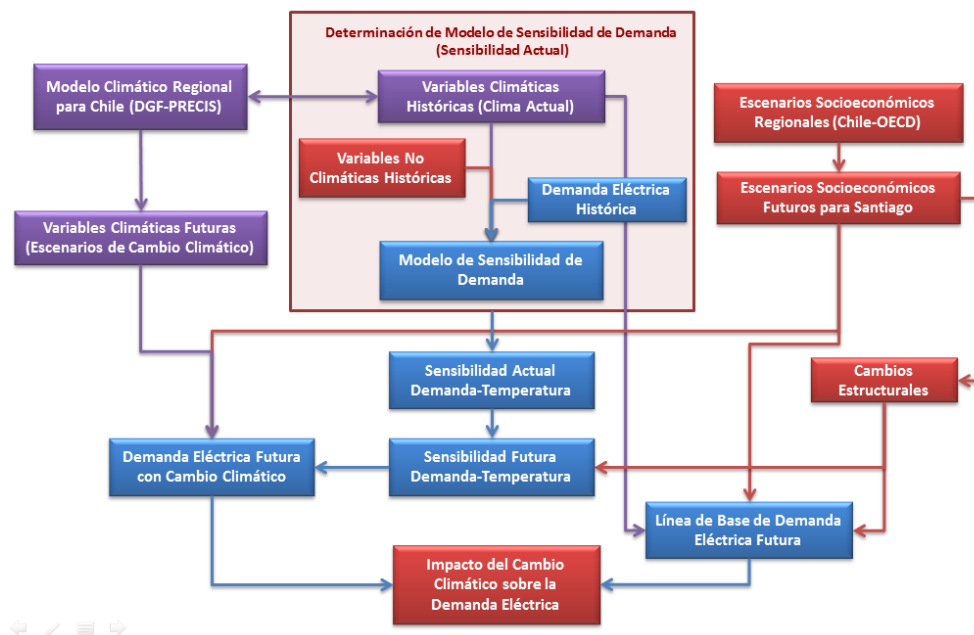


Figura 5.1. Metodología general usada en la presente tesis (Elaboración propia).

La metodología presentada consiste en un primer bloque de determinación del Modelo de Sensibilidad de Demanda (MSD), el cual define la sensibilidad actual que presenta la demanda eléctrica frente al clima (temperatura) a partir de series históricas de variables climáticas, no climáticas y de demanda eléctrica.

Luego, a partir de los escenarios socioeconómicos regionales del Centro de Distribución de Datos del IPCC para los países OECD y de proyecciones para distintas variables socioeconómicas en la ciudad de Santiago se construyen escenarios socioeconómicos futuros para esta ciudad, los cuales se reflejarán,

además, en cambios estructurales que determinarán modificaciones en la sensibilidad actual demanda-temperatura pasando a constituir un nuevo nivel de sensibilidad futuro [38].

Por otro lado, a partir de la modelación regional disponible con PRECIS para todo Chile en el horizonte temporal 2071-2100 para las familias de escenarios A2 y B2 se obtienen las series de variables climáticas futuras para esos escenarios de emisiones sobre la ciudad de Santiago.

A partir de las series de datos climáticos futuros y de la sensibilidad futura demanda-temperatura se determina el nivel de demanda eléctrica futuro considerando el efecto del CC, en conjunto con todos los cambios estructurales ya mencionados.

La línea de base de demanda eléctrica para comparación, en tanto, surge de los mismos escenarios socioeconómicos futuros para Santiago (considerando cambios estructurales), pero teniendo en cuenta una serie climática igual a los valores históricos de estas variables, es decir, en ausencia del CC.

La comparación entre la línea de base y la demanda en presencia del CC permite estimar y cuantificar el impacto aislado de este proceso sobre los consumos eléctricos en la ciudad de Santiago.

## **5.2 Modelo de Sensibilidad de Demanda**

El Modelo de Sensibilidad de Demanda (MSD), mediante el que se determina la sensibilidad actual de la demanda eléctrica frente al clima, y en particular, a la temperatura, es obtenido, en el presente trabajo mediante un Modelo de Regresión Lineal Múltiple (RLM).

Esta sensibilidad actual sirve luego de base para definir cuál será la sensibilidad demanda-temperatura hacia fines del Siglo XXI haciendo los ajustes estructurales correspondientes.

### **5.2.1 Variables Independientes Climáticas y No Climáticas**

Las variables climáticas históricas que se considera analizar, en principio, para su inclusión como variables independientes en el MSD son: temperatura media diaria (°C), humedad relativa media diaria (%), y precipitaciones diarias (mm). Estas variables se encuentran disponibles en la base de datos de Climatología de la Dirección Meteorológica de Chile (DMC) [138]. De este conjunto preliminar de variables se determina luego cuáles se considerarán en forma definitiva en el MSD.

En la determinación del MSD, la temperatura se incluye en sus formas derivadas de grados-días (CDD y HDD) para así evitar relaciones no lineales.



Se incluyen además, variables independientes no climáticas, tales como las horas de luz solar [139] y el Índice de Variación Calendaria Semanal (IVCS). Ambas variables tienen, por definición, resolución diaria.

En [3] [41] se propone considerar el efecto del día de la semana mediante una variable llamada Efecto de Día Hábil (EDH), que representa, en forma independiente a otras variables, el efecto calendario en la demanda de un día en particular como porcentaje de la demanda de un día representativo. Se utiliza el Miércoles como día representativo de la semana, asignándole un factor calendario igual a 1. Luego se estima un Índice de Variación Calendaria Semanal (IVCS), definido como:

$$IVCS = \frac{D_{dw}}{W_w} \quad (39)$$

Donde  $D_{dw}$  es la demanda eléctrica del día  $d$  de la semana  $w$ , y  $W_w$  es la demanda del miércoles de la semana  $w$ . Como los impactos de la tendencia histórica, estacionalidad, temperatura y condiciones económicas son suaves, y  $D_{dw}$  está suficientemente cerca de  $W_w$ , se pueden despreciar, y considerar que  $IVCS$  captura y distingue claramente sólo el efecto calendario producto del distinto nivel de actividad en los sectores comercial, residencial e industrial [41]. En tanto, [41] y [54] coinciden en que los días con menor demanda son, en orden decreciente: Lunes, Sábado y Domingo, y los con mayor demanda: Martes, Miércoles y Jueves, mostrando estos últimos similares niveles de demanda.

Sabiendo que la temperatura es la variable climática de mayor impacto sobre la demanda eléctrica, se analiza previamente si alguna otra variable pudiese presentar multicolinealidad con ella.

## 5.2.2 Variable Dependiente: Demanda Eléctrica Actual

Las variables climáticas y no climáticas mencionadas se regresan con la demanda eléctrica en la ciudad de Santiago, que corresponde a la variable dependiente del MSD.

La información de demanda se obtiene de la base de datos RED-CDEC del CDEC-SIC en la sección de Facturación para la Subtransmisión, que es donde se registran los retiros que realiza cada empresa de distribución desde el sistema de Subtransmisión. Esta base de datos no es pública y su acceso está restringido sólo a la realización del presente trabajo de tesis.

De estos retiros, se consideran particularmente los realizados por las empresas de distribución en sus subestaciones primarias de distribución para abastecer a la ciudad de Santiago. Con el objetivo de diferenciar en forma clara la demanda de la ciudad de Santiago dentro del contexto del Sistema

Interconectado Central (SIC), se realiza la georreferenciación en Google Earth de todas las SSEE de retiro de las empresas de distribución que abastecen a Santiago.

A partir de esta diferenciación, y teniendo claras cuáles subestaciones utilizar, se obtienen los datos de RED-CDEC y éstos posteriormente se agregan al nivel de toda la ciudad (considerando todas las empresas concesionarias de distribución que la abastecen). Esta última información es la que se considera como variable dependiente en el MSD.

Dentro de los retiros hechos desde el sistema de Subtransmisión, se distinguen, para los efectos de su uso en el presente trabajo, aquellos que se realizan para abastecer a clientes regulados. En Chile, cliente regulado es todo aquél que tiene una potencia contratada de capacidad instalada inferior a 500 KW. Además, los clientes con empalmes entre 500 KW y 2 MW pueden optar por ser regulados o libres. En tanto que aquellos con potencias instaladas superiores a 2 MW son, por definición legal, libres. Los clientes regulados se encuentran afectos a opciones de tarifas definidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), en tanto que los clientes libres pueden negociar libremente sus condiciones de compra con la empresa de distribución o con generadores [140].

Se considera entonces, para los efectos del presente estudio, que el sector CPR (el de interés según lo detallado en la Sección 3.9), está asociado fuertemente al concepto de cliente regulado, debido a su potencia instalada. En todo caso, pueden existir agentes catalogados como CPR que sean clientes libres también, sin embargo, en esa categoría están además los grandes clientes industriales. Es por ello, que se da prioridad al análisis del consumo de clientes regulados. El sector industrial, por las razones explicadas en el Capítulo 3, no se analiza en el presente trabajo.

### **5.2.3 Días Hábiles y No Hábiles**

Debido a su mayor demanda, y a la mayor cantidad de datos disponibles, en la presente tesis sólo se consideran los días hábiles. Por lo demás, se ha verificado empíricamente, en concordancia con la teoría, que los días sábados, domingos y feriados tienen niveles de demanda más bajos. Estos días son además, una muestra estadística de menor tamaño, a lo que se suma su diversidad de comportamientos según la fecha del año. Esto hace imposible analizarlos con la base de datos disponible.

Se retiran también de la base de datos los días llamados “puente” que son aquellos que unen normalmente un feriado con un fin de semana. Además se dejan fuera de los datos usados los días que se ven afectados por su cercanía con feriados muy extensos (Septiembre o fines de Octubre e inicios de

Noviembre) y, por su comportamiento distinto al común de los días hábiles, tales como las vísperas de Navidad y de Año Nuevo en Diciembre.

## **5.2.4 Resolución Temporal del Modelo**

La resolución utilizada para el MSD es la mayor con que se dispone la información climática histórica para Santiago desde la Dirección Meteorológica de Chile, esto es, datos diarios. Las variables no climáticas utilizadas tienen también como ya se señaló, por definición, resolución diaria. La información de demanda eléctrica de la RED-CDEC se encuentra disponible en formato horario, y para fines de regresión con las otras variables, ésta se agrega también a nivel diario.

La variable mediante la que se agrega la demanda eléctrica fue la demanda de potencia media diaria (MW), que es el cociente entre la energía diaria consumida y el número de horas del día, es decir, una potencia equivalente, como si fuese idéntica en cada hora del día, que genera el mismo consumo de energía diario que la potencia real. Se utiliza esta variable en desmedro del consumo diario de energía por ser más intuitiva en cuanto a sus magnitudes. De cualquier modo, la obtención de una de estas variables a partir de la otra es directa a partir de su definición.

Todos los datos se agrupan de acuerdo al mes del año y luego se juntan los mismos meses de distintos años en análisis a fin de tener una muestra de datos más grande.

Para poder comparar los meses de distintos años se normaliza la demanda de tal forma que su valor medio en cada mes de cada uno de los tres años sea igual. La idea tras esta normalización es aislar el efecto del crecimiento vegetativo entre años distintos, asociado fundamentalmente al impulso económico y demográfico. Los crecimientos económico y demográfico, que no se consideran como variables independientes en el MSD, se incluyen posteriormente en la obtención de la línea de base de demanda sobre la que se superpone el impacto del CC a fines del siglo.

Las RLM se realizan para cada mes, considerando cuatro casos por mes: la serie de datos extendida que incluye los tres años en evaluación (Julio 2010 a Junio 2013), y también los meses de cada año separadamente. Este análisis de meses por separado busca detectar posibles comportamientos no representativos de la teoría tras la dinámica de la demanda eléctrica en algunos meses en particular. Esto se realiza, fundamentalmente, por la corta extensión de la serie de datos disponible, lo que implica la necesidad de aplicar juicio experto al análisis, y no limitarse a la mera obtención de resultados estadísticos. De otro modo podrían tenerse resultados matemáticamente correctos, pero sin ningún sustento físico o económico.

## 5.2.5 Horizonte Temporal de Análisis del MSD

El horizonte de tiempo de los datos usados para determinar el MSD, se restringe entre Julio de 2010 y Junio de 2013, que son las fechas con información disponible desde la base de datos del CDEC-SIC, con la diferenciación entre clientes regulados y libres. Antes de ello, ambos tipos de clientes se informaban en conjunto. La información climática disponible, en tanto, tiene un registro histórico mucho más antiguo que cumple con el formato requerido.

## 5.2.6 Selección Preliminar de Variables

En primera instancia se realiza una selección preliminar de cuáles son las variables independientes a incluir en el MSD definitivo. Para ello se usan tres criterios:

- El primero es descartar las variables que no reúnen una muestra de datos mínima y suficiente para realizar un análisis estadístico.
- El segundo es descartar las variables que ocasionan problemas de multicolinealidad.
- El tercero es el criterio *stepwise* [129], descrito en detalle en la Sección 4.6.2, según el cual se iteran distintas combinaciones de variables independientes, incluyéndolas y quitándolas en el MSD, hasta obtener el valor máximo del coeficiente de correlación  $R^2$ .

Para este último criterio se utilizó MatLab y la función *stepwise()*, la que entrega, además de los coeficientes de la regresión y otros estadísticos de interés, un vector lógico llamado *inmodel* con un 1 ó 0 en cada fila que corresponde a cada una de las variables independientes en análisis: 1 indica que esa variable forma parte del modelo de mayor  $R^2$  (mejor ajuste) y 0 que se ha descartado su presencia en él.

A partir de la suma de cuadrados de la respuesta y los residuos es posible obtener el valor de  $R^2$  como en la ecuación (33) (Sección 4.6.2), y en base a estos dos antecedentes, *inmodel* y  $R^2$ , se decide cuáles variables considerar o no, para cada mes, en el análisis final de RLM.

El criterio fundamental es tener un  $R^2$  suficientemente grande (mínimo 0,5). Sin embargo, en los casos donde no existe certeza evidente para descartar una variable, esta se incluye de todos modos en una serie iterativa de RLM hecha posteriormente en Excel, considerando todas las combinaciones de variables del modelo.

## 5.2.7 Determinación de Temperatura de Referencia

Como ya se señaló, la temperatura de balance de un sistema eléctrico varía dependiendo de las características específicas de cada lugar o región, en este caso, Santiago, entre ellas: tipo de construcción, volúmenes de edificación, otras variables climáticas, preferencias culturales, etc.

A pesar de que se suele usar 18°C como la temperatura de referencia por defecto, puesto que existe mucha documentación sobre grados-días calculados con respecto a ese valor, del Capítulo 3 se ha podido concluir la importancia de determinar un valor correcto para este parámetro mediante un mecanismo iterativo. Este mecanismo consiste en aplicar modelos de RLM iterativamente para determinar la demanda eléctrica considerando los grados-días como variables independientes en el modelo, para distintos valores de temperaturas de referencia. Cada iteración se hace considerando los grados-días calculados a partir de distintas temperaturas de referencia, a intervalos, en este caso, de 2°C en un rango térmico definido como posible. Así, la temperatura que explica la mayor parte de los cambios en la demanda eléctrica (mejor ajuste), o en otras palabras, la que maximiza el  $R^2$  se selecciona como temperatura de balance. A priori también se consideran temperaturas de referencia o balance distintas para el cálculo de los CDD y los HDD. El problema de optimización general se puede plantear como a continuación:

$$\underset{T_{ref1}, T_{ref2}}{\text{máx}} R^2$$

s.a.

$$RLM(D, CDD(T_{ref1}), HDD(T_{ref2}), x_1, x_2, \dots, x_n)$$

$$T_{ref1} \in \{T_{refmín1}, T_{refmín1} + 2, T_{refmín1} + 4, \dots, T_{refmáx1} - 2, T_{refmáx1}\}$$

$$T_{ref2} \in \{T_{refmín2}, T_{refmín2} + 2, T_{refmín2} + 4, \dots, T_{refmáx2} - 2, T_{refmáx2}\}$$

Donde  $T_{ref1}$  es la temperatura de referencia para calcular los CDD,  $T_{ref2}$  es la temperatura de referencia para calcular los HDD,  $D$  es la demanda eléctrica,  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$  son otras variables independientes (climáticas y no climáticas) del MSD,  $\{T_{refmín1}, T_{refmáx1}\}$  es el rango válido de variación de la temperatura de referencia  $T_{ref1}$ , y  $\{T_{refmín2}, T_{refmáx2}\}$  es el rango válido de variación de la temperatura de referencia  $T_{ref2}$ .

Así, entonces, en la presente tesis, la temperatura de referencia para los HDD y CDD, no se asumió conocida *a priori*, sino que, como se señaló en la Sección 3.10.3, se itera una serie de

combinaciones hasta encontrar la de mejor. Estas combinaciones se encuentran en el entorno de la que sería la temperatura de referencia por defecto (18°C) y se muestran en la Tabla 5.1.

Para los CDD se prueban las temperaturas de referencia posibles: 18°C, 20°C y 22°C, mientras que para los HDD se prueban las temperaturas de referencia: 10°C, 12°C, 14°C, 16°C y 18°C.

Caso	Temp. Ref. HDD (°C)	Temp. Ref. CDD (°C)	Caso	Temp. Ref. HDD (°C)	Temp. Ref. CDD (°C)
1	10	18	9	14	22
2	10	20	10	16	18
3	10	22	11	16	20
4	12	18	12	16	22
5	12	20	13	18	18
6	12	22	14	18	20
7	14	18	15	18	22
8	14	20			

Tabla 5.1: Combinaciones de temperaturas de referencia evaluadas.

De estas combinaciones se puede ver que, en principio, las temperaturas de referencia para CDD y HDD no tienen por qué ser iguales. De hecho, su definición, en cada caso, define un posible intervalo de temperaturas en que la demanda no es sensible a la primera. Este rango se muestra en el área achurada (líneas grises) en la Figura 5.2.

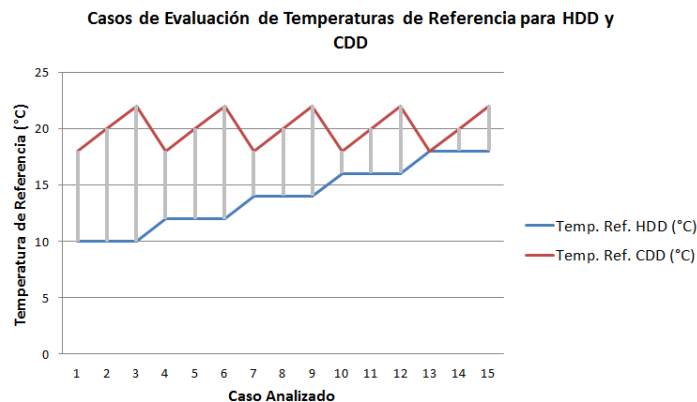


Figura 5.2. Casos de Evaluación de Temperaturas de Referencia para HDD y CDD

## 5.2.8 Selección Definitiva de Variables Independientes

Una vez realizadas todas las regresiones con las variables independientes seleccionadas preliminarmente y definida la temperatura de referencia, se analizan los resultados para determinar el conjunto definitivo de variables independientes del MSD. Para ello, se observan varios criterios:

1.- El primer criterio es que la inclusión de la variable no afecte el signo del coeficiente, el estadístico t, o provoque una variación importante en la magnitud de los coeficientes de los HDD o CDD.

2.- En segundo lugar, que la variable tenga un estadístico t superior al p-valor crítico, es decir, debe ser estadísticamente significativa.

3.- Se verifica además que el signo de su coeficiente sea correspondiente con la teoría física o económica: positivo para los CDD, HDD, e IVCS, y negativo para las horas de luz solar.

4.- Luego, es importante también que el valor del  $R^2$  ajustado no disminuya en forma importante al agregar la variable, o en su defecto, que su retiro no implique una baja abrupta en su valor (criterio stepwise). El límite mínimo tolerado para el  $R^2$  ajustado es de 0,5. Este valor implica una holgura importante, ya que lo que se busca es representar de buena forma el coeficiente de sensibilidad de los grados-días, más que lograr un ajuste completamente preciso para definir la demanda.

5.- Finalmente, se verifica además, congruencia en la inclusión de variables entre meses de similares características climáticas, es decir, que todos los meses cálidos, fríos o de transición, tengan las mismas variables independientes definiendo su demanda eléctrica.

## 5.2.9 Determinación de Coeficientes de Sensibilidad

Una vez que se ha seleccionado, para cada mes del año, el conjunto de variables independientes definitivas del MSD, se procede a definir el valor de los coeficientes de las variables climáticas, o en otras palabras, la sensibilidad de la demanda frente al clima (temperatura).

Para obtener estos coeficientes se decidió considerar, además de la serie de datos extendida, también aquellos meses que, por separado, mostraban valores de  $R^2$  ajustado superiores al de los tres años en conjunto, entendiéndose que ellos representan una situación de mucho mejor ajuste.

El factor de ponderación utilizado para conformar el coeficiente definitivo fue precisamente el  $R^2$  ajustado. Así, el coeficiente definitivo  $b_i^{Ft}$  de la i-ésima variable independiente  $x_i$  se conforma como:

$$b_i^{Ft} = \frac{\sum_{j=1}^4 h_j^t \cdot R_j^{2,t} \cdot b_{ij}^t}{\sum_{j=1}^4 h_j^t \cdot R_j^{2,t}} \quad (39)$$

Donde  $b_{ij}^t$  es el coeficiente de la variable  $x_i$  en la j-ésima RLM ( $j=1,\dots,4$ ) y en el mes t. Son 4 regresiones para cada mes, una para los tres años en conjunto ( $j=1$ ) y una para cada año por separado.

$R^2_{j^t}$  es el coeficiente de correlación ajustado de la  $j$ -ésima RLM para el mes  $t$ . En tanto  $h_j^t$  es una variable auxiliar binaria que toma los valores:

$$\begin{aligned} h_j^t = 1 & \quad \text{si} \quad R^2_{j^t} \geq 0,5 \text{ y } R^2_{j^t} \geq R^2_{1^t} \\ h_j^t = 0 & \quad \text{si} \quad R^2_{j^t} < 0,5 \text{ ó } R^2_{j^t} < R^2_{1^t} \end{aligned}$$

Además del criterio de selección anterior. Se descartan las RLM que presentan problemas de autocorrelación, mediante la revisión del estadístico Durbin-Watson (ver Sección 4.6.2), al cual se le impone tener un valor  $d > 1$  (tal como se señala en la Sección 4.6.2). Además, se verifica que los gráficos de los residuos en función de las variables independientes no presenten formas que sugieran heteroscedasticidad. El límite de  $R^2_{j^t} \geq 0,5$  ya se explicó anteriormente.

En síntesis, los criterios de selección están basados en la significancia estadística, la interpretación física o económica de los coeficientes, el coeficiente de correlación (calidad del ajuste), y además, la ausencia de heteroscedasticidad, multicolinealidad, y autocorrelación.

Los coeficientes determinados según los criterios anteriores, para los CDD y HDD en cada mes del año, se agrupan luego según estaciones del año características del clima de Santiago y que tienen concordancia con los resultados obtenidos previamente.

Debe señalarse además, que para cada coeficiente se obtiene, además de la magnitud (o magnitud más probable), dos valores que representan el límite inferior y superior para su magnitud, dentro de los cuales, se sabe que el coeficiente correspondiente se encuentra con un 95% de confianza. Estos límites se promedian, siguiendo el mismo mecanismo que para promediar los valores más probables de los coeficientes como se vio anteriormente, para así obtener los rangos medios de variación en cada mes y estación del año de los coeficientes de sensibilidad.

## 5.3 Ajuste de Sensibilidad por Cambios Estructurales

Una vez determinados los coeficientes estacionales para los CDD y HDD, estos se ajustan de acuerdo a cambios estructurales futuros que ocurrirán con una alta probabilidad y que no están reflejados en las regresiones.

Para el caso del coeficiente de los CDD se consideran los siguientes ajustes:

- 1.- Cambio en la eficiencia de los equipos de AA.



2.- Incremento en la saturación del mercado de AA debido al mayor ingreso de los hogares como consecuencia del crecimiento económico.

En tanto, para el coeficiente de los HDD se consideran los siguientes ajustes:

- 1.- Cambio en la eficiencia de los equipos de calefacción.
- 2.- Sustitución de otros combustibles usados actualmente para calefacción por energía eléctrica.
- 3.- Mejoras en aislación.
- 4.- Cambio en el tamaño de las viviendas.
- 5.- Mayor requerimiento de confort térmico futuro.

En ambos casos, la información requerida para el ajuste se asocia más a un enfoque bottom-up que a uno top-down.

El ajuste supone que la demanda eléctrica del sector CPR se puede descomponer como:

$$E_{CPR} = E_{base} + E_{CDD} + E_{HDD} \quad (40)$$

Donde  $E_{base}$  es la energía base desde el punto de vista climático, es decir, insensible al clima, mientras  $E_{CDD}$  y  $E_{HDD}$  son las componentes atribuidas a las necesidades por AA y calefacción. Éstas se expresan, entonces, de acuerdo a los coeficientes determinados previamente ( $b_{CDD}^{HOY}$  y  $b_{HDD}^{HOY}$ ), como:

$$E_{CDD} = b_{CDD}^{HOY} \cdot CDD \quad (41)$$

$$E_{HDD} = b_{HDD}^{HOY} \cdot HDD \quad (42)$$

Sin embargo, al hacer los ajustes estructurales futuros, se generan los coeficientes definitivos futuros ( $b_{CDD}^{2100}$  y  $b_{HDD}^{2100}$ ) que representan la sensibilidad de la demanda eléctrica frente a la temperatura a fines del Siglo XXI:

$$b_{CDD}^{2100} = \prod_{i=1}^n \left( \frac{A_i^{2100}}{A_i^{HOY}} \right) \cdot \prod_{i=1}^m \left( \frac{C_i^{HOY}}{C_i^{2100}} \right) \cdot b_{CDD}^{HOY} \quad (43)$$

$$b_{HDD}^{2100} = \prod_{i=1}^p \left( \frac{D_i^{2100}}{D_i^{HOY}} \right) \cdot \prod_{i=1}^r \left( \frac{E_i^{HOY}}{E_i^{2100}} \right) \cdot b_{HDD}^{HOY} \quad (44)$$

Los coeficientes  $A_i$  y  $D_i$  son variables en las cuales se supone, la sensibilidad de la demanda es directamente proporcional. En tanto, los coeficientes  $C_i$  y  $E_i$  son variables en las que la sensibilidad de la demanda sería inversamente proporcional (por ejemplo, la eficiencia de los equipos de climatización). Este ajuste supone, entonces, proporcionalidad (directa o inversa) entre la sensibilidad y todos los parámetros que representan ajustes futuros que la afectan.

El método descrito anteriormente es una generalización de aquél presentado en la Sección 3.11.4 para la evolución de los niveles de penetración y saturación del mercado de AA, y su impacto sobre la demanda eléctrica.

## **5.4 Determinación del Impacto del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica**

Para analizar los efectos del CC sobre la demanda eléctrica es necesario comparar los valores que tendrá la demanda eléctrica considerando un clima alterado con la demanda eléctrica que se tendría bajo las mismas condiciones del clima actual, es decir, considerando sólo cambios en los factores socioeconómicos, tecnológicos y demográficos hacia fines del Siglo XXI. Con ello se obtienen los impactos porcentuales o relativos del CC sobre el consumo de energía eléctrica.

Como ya se señaló, los escenarios socioeconómicos futuros que se evalúan en la presente tesis para esta comparación son el A2 y B2. Una descripción detallada de los supuestos en que se basan se puede encontrar en la Sección 2.5.2.

Además de lo anterior, es posible aplicar los impactos porcentuales ya determinados sobre una línea de demanda base futura del sector CPR hacia fines del Siglo XXI que se fundamenta en el crecimiento económico y demográfico esperado, que son variables claves en la determinación de la demanda eléctrica, pero que por sus niveles de variación suave no se incluyen en la determinación del MSD.

De este modo, se pueden tener nociones de los órdenes de magnitud que tendría el impacto del CC sobre la demanda, y si se agregan además las formas de los perfiles típicos de variación de demanda intra-anual e intra-diario, es posible cuantificar impactos también sobre los niveles de potencia futuros, que se verán reflejados en mayores requerimientos de capacidad instalada en transmisión y generación. Esto último bajo el supuesto de que no habrá otros efectos, distintos al CC, afectando la forma de la curva de carga, lo cual es un supuesto a levantar en futuras investigaciones asociadas a este tema.

### **5.4.1 Horizonte de Evaluación**

El horizonte de evaluación de impactos del CC en este estudio es hacia finales del Siglo XXI, en particular en el periodo 2091-2100. Este es un horizonte en que la señal de CC se vuelve evidente, y para el cual se dispone de información diaria y mensual respecto del estado del clima bajo los escenarios A2 y B2 [15].

### **5.4.2 Determinación de Demanda Eléctrica Futura con Cambio Climático**

Para determinar la demanda eléctrica futura que ocurrirá en presencia de los efectos del cambio climático, se utiliza la sensibilidad futura demanda-temperatura, ajustada según los cambios estructurales señalados en la Sección 5.3, y sobre esta sensibilidad se superponen los escenarios de cambio climático, es decir, los valores que tomarán las variables climáticas, en particular, la temperatura, en el futuro.

Estos valores, en el presente trabajo de tesis, se obtienen desde [141], y fueron modelados, para todo el país, por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, con un Modelo Climático Regional, el DGF-PRECIS [15], bajo los escenarios A2 y B2, para el periodo 2071-2100.

### **5.4.3 Determinación de Línea de Base de Demanda Eléctrica**

Para saber sobre qué magnitud de demanda eléctrica se aplicarán los impactos del CC, se procede también a calcular una línea de base de demanda media diaria (MW) futura, la cual considera el efecto del aumento en la población y del crecimiento económico, pero en ausencia del CC.

Es decir, para fines de esta determinación se utilizan valores correspondientes a temperaturas actuales. Para ello, si bien en la determinación del MSD se utilizan los datos de la DMC, en este caso, se usan, para evitar el sesgo por el cambio de fuente informativa, los datos obtenidos de la modelación de clima actual (periodo 1960-1990) realizados con el modelo DGF-PRECIS (el mismo con que se obtienen las proyecciones climáticas en el periodo 2091-2100) [141].

---

## ANÁLISIS DE DATOS Y PROYECCIONES

---

En el presente capítulo se describen, preparan y analizan los datos y proyecciones utilizados para obtener la evaluación final del impacto del CC sobre la demanda eléctrica en la ciudad de Santiago.

### 6.1 Datos Climáticos

#### 6.1.1 Datos Meteorológicos Estación Quinta Normal

La principal fuente de información meteorológica histórica utilizada son los datos con resolución diaria de la DMC en sus estaciones a lo largo del país [138], dentro de las cuales, las que se encuentran en el área metropolitana de Santiago son la Estación Pudahuel, ubicada en el Aeropuerto Arturo Merino Benítez, en las coordenadas  $-33,397^{\circ}$  S y  $-70,794^{\circ}$  O, la Estación Quinta Normal, ubicada en la Dirección Nacional de la DMC, en la comuna homónima, en las coordenadas  $-33,445^{\circ}$  S y  $-70,683^{\circ}$  O, y la Estación Tobalaba, ubicada en el Aeródromo de Tobalaba, en las coordenadas  $-33,456^{\circ}$  S y  $-70,549^{\circ}$  O. En ellas se registran, entre otras variables: temperatura media, mínima y máxima diaria ( $^{\circ}$ C), precipitaciones diarias (mm) y humedad relativa media diaria (%).

La ubicación geográfica de estas estaciones meteorológicas se observa en la Figura 6.1.

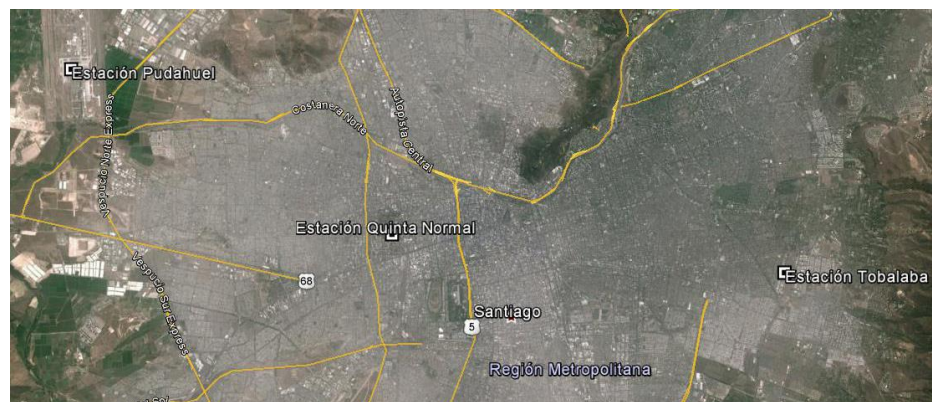


Figura 6.1. Ubicación geográfica de las estaciones meteorológicas de la DMC dentro del área metropolitana de Santiago.

De estas estaciones, la que se utiliza, por su posición en el contexto metropolitano, así como también por la continuidad de la información registrada, cosa que no ocurre con las otras dos, es Quinta

Normal. Su posición geográfica central, además, garantiza que sus datos ya se encuentran afectados al fenómeno Isla de Calor, el cual, si bien debería intensificarse hacia el futuro por efecto del crecimiento de la ciudad, podría también ser amortizado con políticas apropiadas, por lo que en el presente trabajo se asumirá como un factor invariante en el tiempo.

Los datos usados corresponden al periodo desde Julio de 2010 a Junio de 2013, totalizando tres años de registros, para coincidir con la disponibilidad de datos de demanda eléctrica en Santiago.

En la Tabla 6.1 se pueden observar los valores medios de las variables registradas en Quinta Normal para cada mes del año.

Mes	Temp. Mín. (°C)	Temp. Med. (°C)	Temp. Máx. (°C)	Precip. (mm)	Hum. Rel. (%)
Enero	13.9	21.2	30.1	0.0	53.7
Febrero	13.8	21.2	30.4	0.0	52.2
Marzo	11.3	18.7	28.8	0.0	56.9
Abril	8.5	14.6	23.7	0.3	68.5
Mayo	6.2	11.3	20.1	1.0	74.2
Junio	4.4	9.0	17.2	1.4	79.5
Julio	2.1	7.0	15.5	0.8	78.4
Agosto	4.3	9.1	16.7	0.8	76.1
Septiembre	6.8	12.9	21.6	0.5	67.9
Octubre	8.1	14.5	22.6	0.6	60.9
Noviembre	10.3	18.0	27.1	0.4	52.0
Diciembre	11.8	19.5	28.6	0.2	49.5

Tabla 6.1: Valores promedio entre Julio de 2010 y Junio de 2013 de variables meteorológicas en Estación Quinta Normal (Elaboración propia en base a [138]).

Es posible ver que la temperatura media en Santiago está fuertemente definida por la estación del año y la declinación solar, tal como se explica en su descripción climática en la Sección 2.3.2. Así los meses con mayor temperatura media son Enero y Febrero (verano), y el de menor temperatura es Julio (invierno). Entre Noviembre y Marzo la temperatura media está por encima de 18°C.

Similar tendencia siguen las temperaturas extremas, pasando la mínima desde 13,9°C promedio en Enero a sólo 2,1°C en Julio, y la máxima desde 15,5°C en Julio hasta más de 30°C promedio en verano. Entre noviembre y marzo, en tanto, se encuentra encima de los 27°C, y hay 9 meses donde excede los 20°C. El detalle de esta evolución a lo largo del año puede verse también en la Figura B.1 del Anexo B.

Con respecto a las precipitaciones, se observan bajas tasas de agua caída en todos los meses del año, superando 1 mm diario sólo en Mayo y Junio. Lo anterior se explica por el bajo monto anual de

precipitaciones de los años en estudio, que llega sólo a 182,3 mm promedio anual, casi 42% bajo el monto normal esperado de 312,5 mm [142]. De hecho, bajo condiciones normales, Santiago tampoco se caracteriza en la actualidad (y no lo hará en el futuro tampoco, de acuerdo a las proyecciones) por tener abundantes precipitaciones, sino que éstas, más bien, son aisladas, y ocurren principalmente durante otoño e invierno.

Sobre la humedad relativa, ésta fluctúa entre 49,5% en Diciembre y 79,5% en Junio, con una tendencia opuesta a la variación de la temperatura, es decir, los meses más cálidos son también los más secos, y los más fríos son más húmedos, coincidiendo con la descripción climática de la Sección 2.3.2.

En la Tabla 6.2 se pueden observar los valores extremos de temperatura en la Estación Quinta Normal entre Julio de 2010 y Junio de 2013. Las temperaturas mínimas registradas son menores que 0°C, entre Junio y Agosto, y sólo en Enero es superior a los 10°C. En cuanto a la temperatura máxima, entre Septiembre y Abril, ésta se encuentra sobre los 30°C, mientras que entre Enero y Marzo se empina incluso sobre los 35°C.

Los valores extremos de precipitaciones y humedad relativa se pueden consultar en el Anexo B.

	Mín. (2010 - 2013)	Máx. (2010 - 2013)		Mín. (2010 - 2013)	Máx. (2010 - 2013)
Mes	Temp. Mín.	Temp. Máx.	Mes	Temp. Mín.	Temp. Máx.
Enero	10.4	35.8	Julio	-3	28.4
Febrero	8.8	35.7	Agosto	-1.4	29.8
Marzo	6.9	35.2	Septiembre	1.2	31.2
Abril	4	32.1	Octubre	2.6	30.8
Mayo	0	28.1	Noviembre	3.6	34
Junio	-1.7	25	Diciembre	7.2	33.6

Tabla 6.2: Valores térmicos extremos entre Julio de 2010 y Junio de 2013 en Estación Quinta Normal (Elaboración propia en base a [138]).

A partir de la información anterior es posible tener una caracterización básica del clima de Santiago: la temperatura tiene una clara diferenciación estacional, con veranos cálidos y secos, e inviernos más húmedos y fríos (aunque esta humedad no supera en ningún mes el 80% promedio), mientras que las precipitaciones, si bien se pueden presentar con mayor frecuencia entre Abril y Diciembre, tanto en años normales como secos, son hechos excepcionales y con una distribución heterogénea, por lo que no parecen ser, desde ese punto de vista, una variable de relevancia estadística.

## 6.1.2 Selección de Variables Meteorológicas

### 6.1.2.1 Temperatura

Tal como se discute detalladamente en la Sección 3.10.1, la temperatura ambiente, ha sido identificada ampliamente como la variable meteorológica de mayor impacto sobre la demanda eléctrica, por este motivo, en el presente trabajo se incluye esta variable en la determinación del MSD. Además, el calentamiento global es una de las manifestaciones más inequívocas y evidentes del CC, por lo que su análisis es el centro de atención de esta tesis.

La variable que se utiliza para representar el cambio en la temperatura ambiente es la temperatura media, y no así las temperaturas extremas (máxima o mínima), pues es a partir de la temperatura media donde se obtiene la definición estándar en la literatura para la determinación de los HDD y CDD diarios (ver Sección 3.10.2).

### 6.1.2.2 Precipitaciones

Con respecto a las precipitaciones, en el horizonte analizado, además del bajo monto anual de éstas con respecto a un año normal, se tiene un número reducido de días con lluvias, universo que se reduce aún más si se consideran sólo los días hábiles, tal como se muestra en la Tabla 6.3. Esto sugiere la dificultad de su inclusión en la determinación del MSD como variable independiente.

Días con Lluvia	Total Días	Días Hábiles
Julio 2010 - Junio 2011	35	18
Julio 2011 - Junio 2012	39	25
Julio 2012 - Junio 2013	29	22

Tabla 6.3: Días con precipitaciones no nulas entre julio de 2010 y junio de 2013 (Elaboración propia en base a [138]).

A lo anterior se suman otros factores: la conocida gran variabilidad de las precipitaciones en Santiago, que dificultan la interpretación de datos con series de tiempo cortas, el impacto menor que ha reportado la demanda eléctrica frente a las precipitaciones en la literatura (ver Sección 3.10.1), y, finalmente, el hecho de que se realizaron pruebas donde este parámetro sí se incluyó en los MSD como variable independiente, sin reportarse una significancia estadística sobre la determinación de la demanda.

Si bien podría sugerirse, como trabajo futuro, la incorporación de las precipitaciones en las evaluaciones para obtener el MSD, se sabe también que el CC en Santiago, se manifestará con una reducción importante en los montos precipitados, por lo que ésta sería un factor cada vez menos

definitorio en el clima de la ciudad, y, en consecuencia, su impacto, si bien no dejará de existir, será menos relevante por constituir hechos cada vez más aislados en el futuro.

### 6.1.2.3 Humedad Relativa

Con respecto a la humedad relativa, se descartó su inclusión en el MSD por problemas de multicolinealidad [33] [127], ya que existe una fuerte relación de dependencia entre humedad y temperatura en el clima santiaguino. Así, los días más cálidos, en general, coinciden, con los de menor humedad relativa (verano), y los más fríos, están asociados a condiciones más húmedas.

Lo anterior, se muestra gráficamente en la Figura 6.2, donde se obtiene la siguiente relación para la humedad relativa ( $HR(\%)$ ) en función de la temperatura media ( $T_{med}(\text{°C})$ ):

$$HR(\%) = 96,222 - 2,162 \cdot T_{med}(\text{°C}) \quad (45)$$

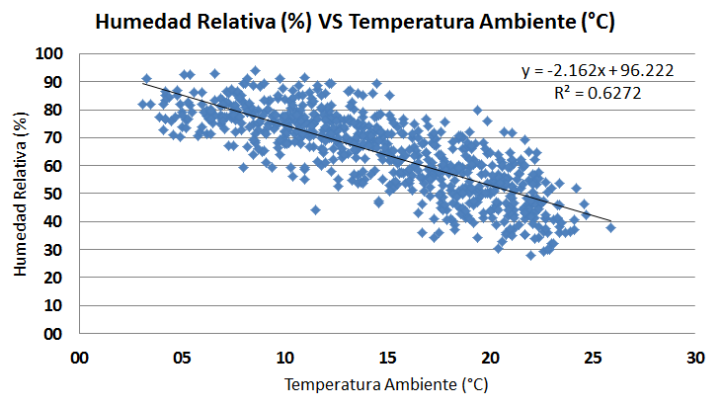


Figura 6.2. Relación entre humedad relativa (%) y temperatura media diaria en Santiago (periodo: Julio 2010 - Junio 2013) (Elaboración propia en base a [138]).

El  $R^2$  se considera suficientemente alto para justificar una dependencia, en este caso negativa, entre ambas variables.

Lo anterior, sumado a que la temperatura es el principal factor climático que afecta la demanda eléctrica, termina por incidir en la decisión de dejar fuera del MSD a la humedad relativa. Con ello, la única variable climática que se considerará en éste es la temperatura media diaria.

Finalmente, si se contase con una base de datos más extensa, podría tratarse de mejor forma la multicolinealidad entre temperatura y humedad relativa, e incluir ambas variables en el MSD a fin de evaluar por separado sus impactos sobre la demanda. Lo anterior, incidiría también positivamente en la



depuración del mejor ajuste del MSD, mediante la obtención de mayores coeficientes de correlación  $R^2$  ajustados. Esta inclusión queda propuesta para trabajos futuros a este respecto.

### 6.1.3 Datos Modelo DGF-PRECIS

Para contrastar los escenarios futuros de CC contra una línea de base de clima actual se usan los datos del modelo DGF-PRECIS, en el periodo 1960-1990, ya que es el mismo modelo con el que se obtienen las proyecciones de clima futuro, y así, al usar igual fuente informativa, se evita introducir una distorsión en la magnitud del CC.

Por otro lado, se debe conocer la magnitud de los principales incrementos que ocurrirán hacia fines del Siglo XXI con respecto a la temperatura actual en Santiago.

La información se obtiene del sitio web [141], desarrollado por el Departamento de Geofísica (DGF) de la Universidad de Chile como parte del proyecto [15], solicitado por la Comisión Nacional de Medio Ambiente (CONAMA). En este proyecto se realizó una estimación de escenarios climáticos para Chile hacia fines del Siglo XXI (periodo 2071-2100) empleando el modelo regional PRECIS (de ahí el nombre DGF-PRECIS), forzado en sus bordes laterales por el modelo global HadCM3. Esta modelación se realizó considerando tres escenarios climáticos [15]:

**1.- Clima Actual.** Usado como Línea de Base, en el periodo 1960-1990, con condiciones de borde y concentraciones de GEI observadas hacia fines del Siglo XX.

**2.- Clima Futuro en Escenario B2.** Modelación del periodo 2071-2100, con concentraciones de GEI especificadas para la familia de escenarios REEE B2 del IPCC.

**3.- Clima Futuro en Escenario A2.** Modelación del periodo 2071-2100, con concentraciones de GEI especificadas para la familia de escenarios REEE A2 del IPCC.

Los resultados del modelo incluyen, entre otras, la temperatura media a 2 m de altura que es la que se utiliza en este estudio. Estos datos pueden obtenerse como series de tiempo a nivel diario y mensual [141]. Para este estudio se usaron los datos más cercanos a la Estación Quinta Normal, que corresponden al punto de grilla con coordenadas -33,5 S y -70,75 O, con una elevación de 583,21 msnm.

#### 6.1.3.1 Línea de Base Climática

A continuación se presenta la temperatura media mensual en el periodo 1960-1990, modelado por PRECIS-DGF, además de los HDD y CDD calculados con respecto a 18°C como temperatura de referencia. En secciones posteriores se discute el uso de esta temperatura como referencia.

MES	Temp. Med (°C)	HDD (°C)	CDD (°C)	MES	Temp. Med (°C)	HDD (°C)	CDD (°C)
Enero	22.7	0.0	4.7	Julio	9.0	9.0	0.0
Febrero	22.4	0.0	4.4	Agosto	9.9	8.1	0.0
Marzo	19.1	0.0	1.1	Septiembre	12.0	6.0	0.0
Abril	16.0	2.0	0.0	Octubre	15.0	3.0	0.0
Mayo	12.6	5.4	0.0	Noviembre	18.6	0.2	0.8
Junio	10.0	8.0	0.0	Diciembre	21.1	0.0	3.1

Tabla 6.4: Temperatura media, CDD (medios diarios) y HDD (medios diarios) en la ciudad de Santiago, PRECIS-DGF, periodo 1960-1990 (Elaboración propia en base a [141]).

En la Tabla 6.4 se puede observar, que entre Noviembre y Marzo la temperatura media está por encima de 18°C, y en consecuencia, corresponden a meses con CDD positivos, los cuáles alcanzan valores máximos en Enero, Febrero y Diciembre. En tanto, dentro de los meses con temperaturas medias inferiores a 18°C, aquellos con mayores HDD son Julio, Agosto y Junio.

Destaca además, el mes de Noviembre como el único con HDD y CDD, sin embargo, es también el mes con los más bajos montos en ambos parámetros, debido a la proximidad entre su temperatura media mensual (18,6°C) y la de referencia (18°C).

Hay 4 meses al año donde no se requiere de sistemas de calefacción (según el umbral 18°C), y 7 meses donde no se requiere de AA, bajo el mismo umbral. Lo anterior no considera la variación intradiaria de la temperatura (DTR).

### 6.1.3.2 Proyecciones de Temperatura

A partir de la información obtenida en [141] se obtienen entonces los valores para la temperatura futura en Santiago, en el periodo 2071-2100. En la Tabla 6.5 se muestran los valores para la última década modelada. Para ver el detalle de las décadas anteriores se sugiere consultar el Anexo B.

De la Tabla 6.5 es posible ver que, tanto el escenario B2 como el A2 reportan importantes aumentos en la temperatura media y los CDD, y disminuciones en los HDD, con respecto al clima actual. Así, a los meses que actualmente ya tienen CDD positivos (Noviembre a Marzo) se suman Abril y Octubre, aumentando entonces la época del año donde se requerirían sistemas de AA para mantener las temperaturas de confort interior. En tanto, Noviembre, en el futuro, deja de tener HDD bajo ambos escenarios. Hacia finales del Siglo XXI, en tanto, no queda duda de que la divergencia entre ambos escenarios (A2 y B2), implica que bajo A2 los CDD son entre 1,0°C y 1,7°C mayores por día (en promedio)

que en el escenario B2, es decir, el calentamiento es más acentuado en respuesta a la mayor concentración de emisiones de GEI.

MES	Temp. Med (°C)	HDD (°C)	CDD (°C)	Temp. Med (°C)	HDD (°C)	CDD (°C)
	Escenario B2			Escenario A2		
	Periodo: 2091-2100					
Enero	25.4	0.0	7.4	26.4	0.0	8.4
Febrero	25.0	0.0	7.0	26.4	0.0	8.4
Marzo	22.0	0.0	4.0	23.7	0.0	5.7
Abril	18.1	0.4	0.5	19.5	0.0	1.5
Mayo	14.2	3.8	0.0	15.1	2.9	0.0
Junio	12.0	6.0	0.0	13.0	5.0	0.0
Julio	11.3	6.7	0.0	12.2	5.8	0.0
Agosto	11.8	6.2	0.0	13.6	4.4	0.0
Septiembre	13.8	4.2	0.0	16.0	2.0	0.0
Octubre	17.8	0.6	0.4	18.5	0.3	0.8
Noviembre	20.7	0.0	2.7	21.7	0.0	3.7
Diciembre	23.1	0.0	5.1	24.8	0.0	6.8

Tabla 6.5: Temperatura media, CDD (medios diarios) y HDD (medios diarios) en la ciudad de Santiago, PRECIS-DGF, hacia finales del Siglo XXI (periodo 2091-2100) (Elaboración propia en base a [141]).

En la Tabla 6.6 se muestra comparación entre las diferencias en cuanto a temperatura media, HDD y CDD de los escenarios B2 y A2, para el periodo 2091-2100, con respecto al clima actual.

MES	Diferencia B2-LB			Diferencia A2-LB		
	Temp. Med (°C)	HDD (°C)	CDD (°C)	Temp. Med (°C)	HDD (°C)	CDD (°C)
Enero	2.71	0.00	2.71	3.72	0.00	3.72
Febrero	2.61	0.00	2.61	4.06	0.00	4.06
Marzo	2.94	-0.02	2.92	4.57	-0.02	4.55
Abril	2.04	-1.55	0.48	3.43	-1.95	1.48
Mayo	1.60	-1.60	0.00	2.55	-2.55	0.00
Junio	1.96	-1.96	0.00	3.01	-3.01	0.00
Julio	2.30	-2.30	0.00	3.15	-3.15	0.00
Agosto	1.93	-1.93	0.00	3.73	-3.73	0.00
Septiembre	1.74	-1.74	0.00	3.99	-3.96	0.03
Octubre	2.81	-2.42	0.39	3.50	-2.71	0.79
Noviembre	2.16	-0.19	1.97	3.12	-0.19	2.93
Diciembre	1.99	0.00	1.99	3.70	0.00	3.70

Tabla 6.6: Diferencia en temperatura media, CDD (medios diarios) y HDD (medios diarios) en la ciudad de Santiago (periodo 2091-2100) para los escenarios B2 y A2 con respecto al clima actual (LB) (Elaboración propia en base a [141]).

De la Tabla 6.6 se advierte que todos los meses experimentan aumentos en su temperatura media futura (bajo los dos escenarios) con respecto al clima actual, pasando de un aumento mínimo de 1,6°C en la temperatura media de Mayo bajo el escenario B2 al aumento máximo en 4,57°C durante Marzo bajo el escenario A2. En forma concordante, se registran incrementos en los CDD en todos los meses entre Septiembre y Abril, y disminuciones en los HDD entre Marzo y Noviembre.

Esta situación se puede ver, gráficamente, en la Figura 6.3, observándose que los meses que ya son cálidos se volverán más cálidos, los meses actualmente fríos se volverán menos fríos, y los meses de transición (Abril, Octubre o Noviembre) pasarán, en general, a ser también meses cálidos en el futuro.

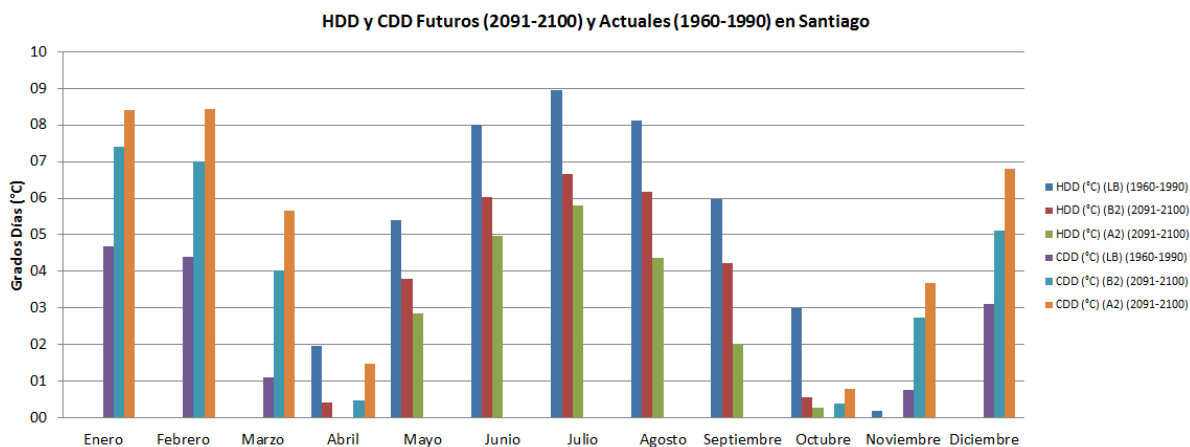


Figura 6.3. Evolución futura de los HDD y CDD en Santiago. Comparación entre el periodo 2091-2100 (bajo los escenarios B2 y A2) y el clima actual 1960-1990 (Elaboración propia).

Finalmente, la Tabla 6.7 muestra la diferencia entre la temperatura máxima mensual en los escenarios B2 y A2 con respecto al clima actual. Las mayores variaciones ocurrirán, en general, en invierno (Julio y Agosto). Por otro lado, si actualmente las temperaturas sobre 30°C se presentan entre Noviembre y Marzo, en el escenario A2 éstas ocurrirán entre Octubre y Abril, y en el escenario B2, estos últimos dos meses rozarán tal barrera. En tanto, con el clima actual, entre Junio y Agosto no se presentan temperaturas sobre 20°C, mientras que en ambos escenarios futuros (B2 y A2) se superará este límite en todos los meses del año.

El análisis de las temperaturas máximas mensuales se contextualiza en la coincidencia general que existe, en la actualidad, entre las horas de temperatura máxima y el peak de demanda en verano. En tanto, las temperaturas mínimas se registran normalmente de noche o madrugada, y coinciden con valles de demanda eléctrica en Santiago, por lo que la repercusión futura de su aumento, no será tan evidente, salvo por un eventual ahorro en menor calefacción eléctrica en dichas horas.

MES	Línea de Base (1960-1990)	Escenario B2 (2071-2100)	Diferencia (B2-LB)	Escenario A2 (2071-2100)	Diferencia (A2-LB)
	Temp. Máx. (°C)	Temp. Máx. (°C)		Temp. Máx. (°C)	
Enero	35.7	37.3	1.6	38.3	2.7
Febrero	35.2	37.1	1.9	38.3	3.1
Marzo	30.7	34.4	3.7	34.9	4.2
Abril	27.7	29.4	1.7	31.6	3.9
Mayo	21.7	24.9	3.2	26.4	4.7
Junio	19.0	20.4	1.4	23.7	4.7
Julio	17.0	20.6	3.5	21.9	4.8
Agosto	18.5	23.1	4.6	25.8	7.3
Septiembre	22.9	26.0	3.1	27.9	5.0
Octubre	27.7	29.9	2.2	31.7	4.0
Noviembre	31.0	32.9	1.9	33.3	2.2
Diciembre	33.9	36.5	2.6	36.1	2.2

Tabla 6.7: Diferencia en temperatura máxima en la ciudad de Santiago (periodo 2091-2100) para los escenarios B2 y A2 con respecto al clima actual (Elaboración propia en base a [141]).

## 6.2 Datos de Demanda Eléctrica

En la presente sección se describen algunas características relevantes de la demanda eléctrica en Santiago, que es la variable dependiente para la que se busca encontrar su sensibilidad frente al CC.

Los datos de demanda eléctrica se obtienen de la base de datos RED-CDEC del CDEC-SIC, en su sección de Facturación de la Subtransmisión. Estos retiros desde el sistema de Subtransmisión, es decir, realizados desde las subestaciones primarias de distribución, se consideran representativos de la demanda eléctrica, es decir, no se incluyen en el análisis las pérdidas en las redes de distribución.

### 6.2.1 Subestaciones y Empresas de Distribución

Las empresas de distribución que suministran la ciudad de Santiago son Chilectra S.A. (del grupo Enersis) [143], CGE Distribución S.A. (del grupo CGE) [144] y Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A [145].

A partir del diagrama unilineal del SIC completo hasta el nivel de media tensión, se determinan todas aquellas subestaciones (SSEE) desde las cuáles se efectúan retiros hacia Santiago, discriminando luego sólo las SSEE con consumos de clientes regulados. El diagrama unilineal del SIC, donde se han identificado todas las subestaciones con retiros hacia clientes regulados (incluso identificando a todas las otras ciudades además de Santiago) se puede consultar en los Anexos digitales.

Las subestaciones (SSEE) de las cuáles obtienen los retiros de energía las distribuidoras son:

SSEE Alonso de Córdova (Chilectra)	SSEE Altamirano (Chilectra)	SSEE Andes (Chilectra)
SSEE Apoquindo (Chilectra)	SSEE Batuco (Chilectra)	SSEE Bicentenario (Chilectra)
SSEE Brasil (Chilectra)	SSEE Carrascal (Chilectra)	SSEE Chacabuco (Chilectra)
SSEE Club Hípico (Chilectra)	SSEE Costanera (EEPA)	SSEE El Manzano (Chilectra)
SSEE Florida (Chilectra, CGE)	SSEE La Dehesa (Chilectra)	SSEE La Cisterna (Chilectra)
SSEE La Pintana (CGE, EEPA)	SSEE La Reina (Chilectra)	SSEE Las Acacias (CGE)
SSEE Lo Boza (Chilectra)	SSEE Lord Cochrane (Chilectra)	SSEE Los Dominicos (Chilectra)
SSEE Lo Valledor (Chilectra)	SSEE Macul (Chilectra)	SSEE Maipú (Chilectra)
SSEE Malloco (CGE)	SSEE Ochagavía (Chilectra)	SSEE Pajaritos (Chilectra)
SSEE Panamericana (Chilectra, CGE)	SSEE Pirque (CGE)	SSEE Pudahuel (Chilectra)
SSEE Puente Alto (CGE, EEPA)	SSEE Quilicura (Chilectra)	SSEE Recoleta (Chilectra)
SSEE San Bernardo (CGE)	SSEE San Cristóbal (Chilectra)	SSEE San Joaquín (Chilectra)
SSEE San José (Chilectra)	SSEE San Pablo (Chilectra)	SSEE Santa Elena (Chilectra)
SSEE Santa Marta (Chilectra, CGE)	SSEE Santa Raquel (Chilectra, CGE)	SSEE Santa Rosa (CGE)
SSEE Vitacura (Chilectra)		

Se descarta utilizar las SSEE Lampa, Polpaico, Las Tórtolas, Lo Aguirre, Lo Prado, por no tener consumos regulados. De igual modo, se descartan las SSEE Luz Andes y Valle Nevado por formar parte del consumo exclusivo de centros de esquí y pequeños clientes rurales. No se utiliza tampoco el consumo de la SSEE Curacaví, asociada a la demanda de la localidad del mismo nombre, independiente del Gran Santiago. Bajo este mismo criterio, no se considera ninguna SSEE de retiro de la empresa EMELECTRIC en las provincias de Melipilla y Talagante, ni las SSEE El Monte, Isla de Maipo, Buin, Los Morros, Fátima y Hospital, de CGE Distribución al sur de Santiago. Finalmente, las SSEE Colina y Esmeralda se consideran parte de la ciudad de Colina, aún independiente del Gran Santiago.

La ubicación georreferenciada de estas SSEE se muestra en la Figura 6.4.

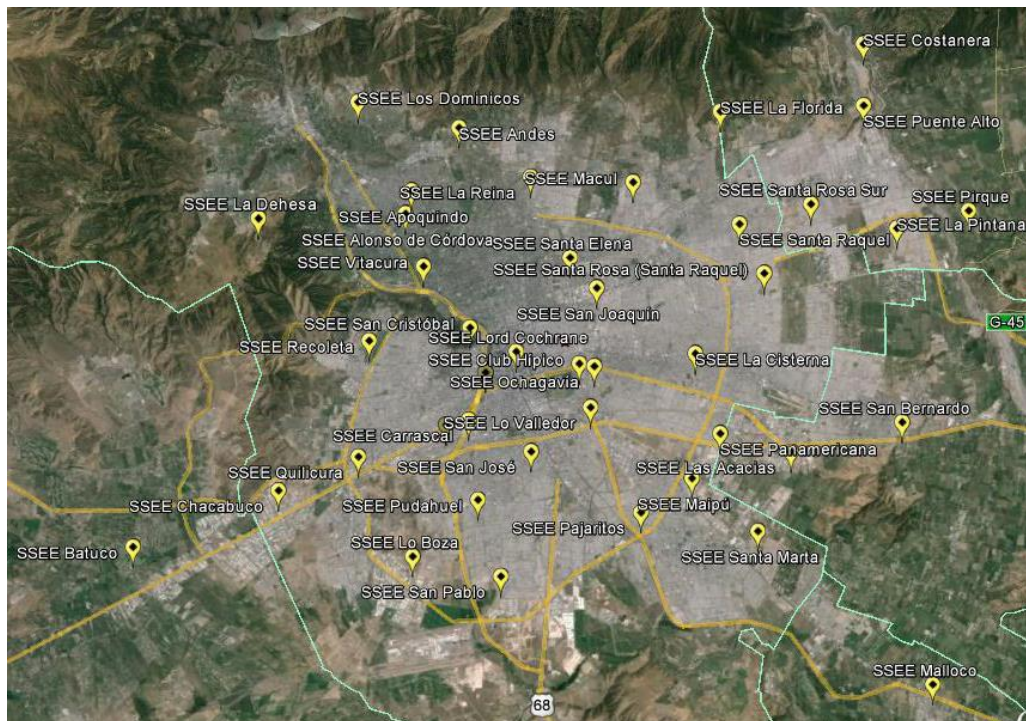


Figura 6.4. Ubicación geográfica de las SSEE de retiro de energía para clientes regulados del Gran Santiago.

Los datos de demanda eléctrica de cada SSEE se agregan luego al nivel de todo el Gran Santiago y la variable dependiente utilizada es la demanda media diaria agregada.

## 6.2.2 Perfil de Variación Mensual de Demanda

A partir de los datos agregados (y normalizados como se explica en el Capítulo 5) de demanda eléctrica obtenidos de RED-CDEC, se genera el perfil de variación mensual o intra-anual de la demanda, en forma de un índice relativo, que representa la magnitud promedio de la demanda en días hábiles de cada mes con respecto a la magnitud promedio de la demanda durante todo el año.

Este índice, que determina el perfil de variación, se supondrá invariante hacia finales del Siglo XXI para la obtención de la línea de base de demanda (en ausencia del CC), y no introducir otra variable de incertidumbre al problema. Lo anterior es una restricción que se puede levantar en futuras evaluaciones.

Es posible observarlo en la Figura 6.5, donde se ve que los meses con mayor demanda relativa son los de invierno (Junio a Agosto), sin embargo, es posible que aquello se deba no sólo a sistemas de calefacción eléctrica, sino que también a una respuesta a la menor iluminación natural. En tanto, los meses con menor demanda son Febrero y Abril, estando relacionado el primero, fundamentalmente, al periodo de vacaciones en Santiago (que lo distingue claramente de Enero y Marzo). Por su parte, los meses de primavera muestran características similares entre sí, con un leve aumento hacia Noviembre y Diciembre debido, probablemente, a mayor demanda del sector comercial.

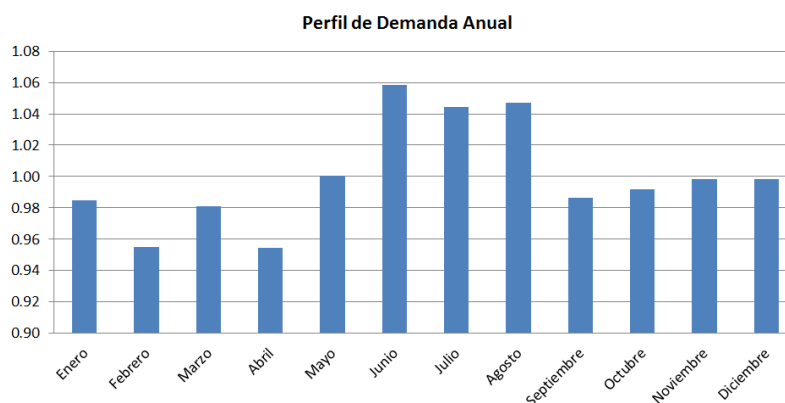


Figura 6.5. Índice de Variación del Perfil de Demanda Intra-Anual en el Gran Santiago (Elaboración propia en base a datos de RED-CDEC).

## 6.2.3 Perfiles de Variación Diaria de Demanda

De manera análoga a lo presentado anteriormente, los datos de demanda eléctrica para Santiago se agrupan para cada mes del año, y se obtiene, dentro de ellos, la variación de la curva de demanda en un día hábil típico (curva horaria promedio).

Nuevamente, esta variación se presenta en forma de índice con respecto a la demanda media diaria dentro del mes. El perfil determinado para los meses de verano se muestra en la Figura 6.6, donde es posible ver que las demandas más altas están más de un 20% por encima del promedio diario, y ocurren fundamentalmente a partir del mediodía y hasta las 16:00 hrs., coincidiendo con las más altas temperaturas (el peak de demanda está, en los tres meses, a las 15:00 hrs.). A lo anterior se suma una alta ocupación comercial en estos meses y uso de ventiladores. El otro peak de demanda ocurre a partir de las 21:00 hrs, y está relacionado con las necesidades de iluminación artificial. En tanto, las demandas más bajas, están más de un 30% bajo el promedio diario y ocurren de madrugada (03:00 a 05:00 AM).

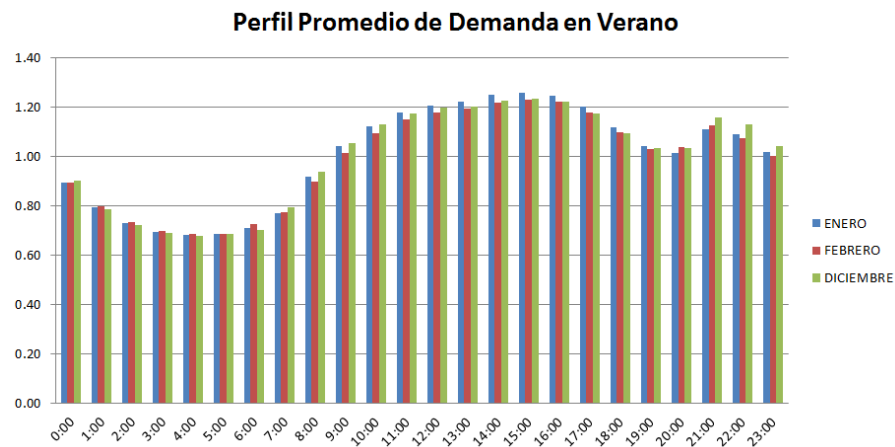


Figura 6.6. Índice de Variación del Perfil de Demanda Mensual en verano en el Gran Santiago (Elaboración propia en base a datos de RED-CDEC).

En la Figura 6.7 se muestra el perfil de variación en otoño (Marzo, Abril, Mayo), donde se ve que la demanda máxima sigue ocurriendo en horas de la tarde (a partir del mediodía), pero el peak es levemente inferior al del verano (con respecto al valor medio), a excepción de Marzo que muestra comportamiento muy similar a los meses estivales.

Sin embargo, para estos meses se observa la transición entre este peak de la tarde y un nuevo peak vespertino, que se ve con mayor claridad en Mayo, y que corresponde a la misma utilización que se hace en verano de energía eléctrica a partir de las 21:00 hrs. pero ahora adelantado, debido al cambio de horario, y aumentado en magnitud, debido a la menor disponibilidad de iluminación natural. Este peak vespertino se vuelve entonces comparable en magnitud al de la media tarde. El comportamiento de la demanda mínima sigue ocurriendo en horas de la madrugada, y con magnitudes similares que en verano.



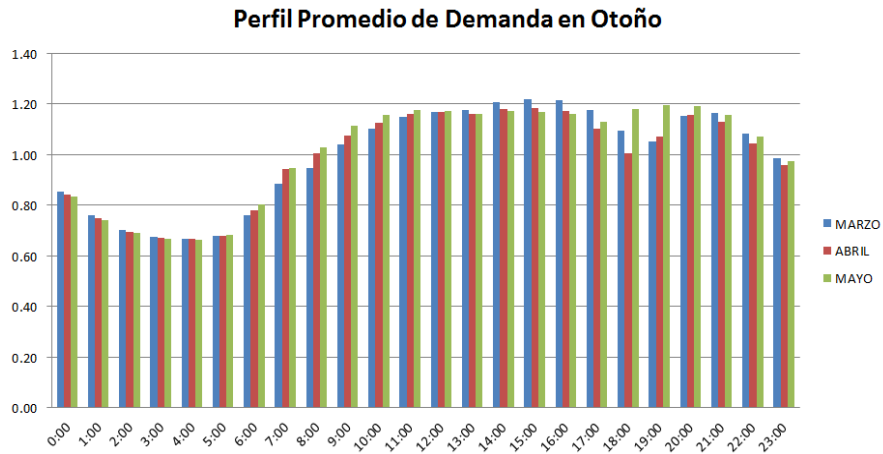


Figura 6.7. Índice de Variación del Perfil de Demanda Mensual en otoño en el Gran Santiago (Elaboración propia en base a datos de RED-CDEC).

Ahora bien, en la Figura 6.8 se muestra el perfil de variación en invierno (Junio, Julio y Agosto). Para estos meses se ve menos clara la separación entre el peak de la tarde y el peak vespertino, y de hecho, la diferencia fundamental es que las demandas más altas se presentan precisamente en horas de la última tarde (18:00 – 20:00 hrs.) y de la mañana (11:00 hrs.). La relativa suavidad en la demanda se debe a que se superponen los efectos de alto consumo eléctrico diurno con la elevada necesidad de iluminación artificial en la tarde. El comportamiento de la demanda mínima es similar a las otras estaciones del año, ocurriendo de madrugada.

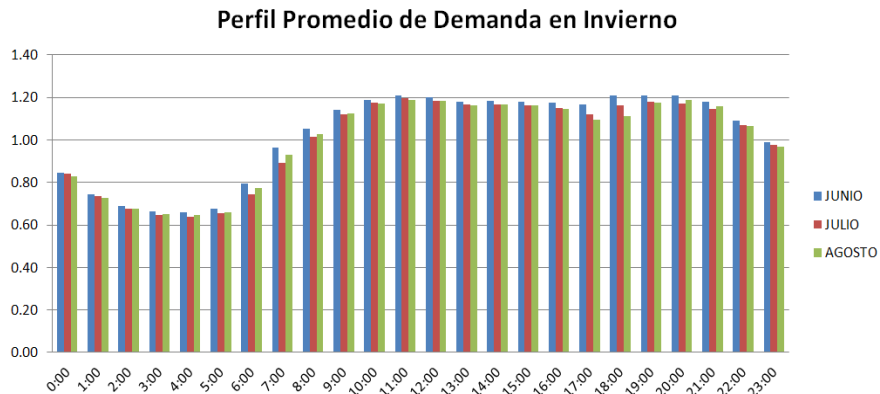


Figura 6.8. Índice de Variación del Perfil de Demanda Mensual en invierno en el Gran Santiago (Elaboración propia en base a datos de RED-CDEC).

No se debe olvidar, además, que de acuerdo a lo analizado en la sección anterior, las demandas medias más altas del año se producen en invierno, motivo por el cual su peak de demanda coincidirá probablemente con el peak anual. Este peak anual no coincide con las temperaturas anuales más bajas, ya que éstas ocurren, normalmente en horas de la madrugada y de la noche. Por supuesto, tampoco coincide con las temperaturas anuales máximas, que ocurren en verano. Sin embargo, de los resultados

mostrados en el Capítulo 7 se verá que, por efecto del propio CC, en el futuro la demanda peak anual será estival, y sí tendrá coincidencia horaria con las temperaturas máximas registradas.

Finalmente, en la Figura 6.9 se muestra la variación horaria típica de la demanda eléctrica en los meses de primavera (Septiembre, Octubre y Noviembre).

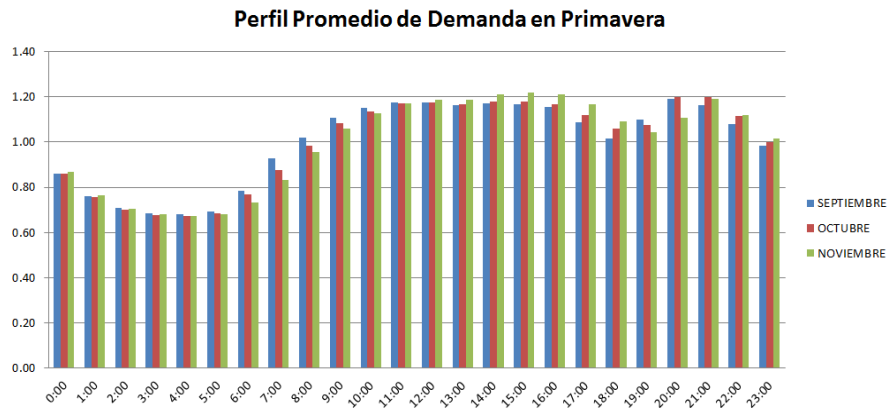


Figura 6.9. Índice de Variación del Perfil de Demanda Mensual en primavera en el Gran Santiago (Elaboración propia en base a datos de RED-CDEC).

Estos meses muestran un comportamiento similar, en forma de curva, a los meses de otoño, y se vuelve a observar la diferenciación entre el alto consumo diurno y el alto consumo vespertino y de las primeras horas de la noche.

Tal como ocurría con el perfil de variación mensual de demanda, se supondrá que las cuatro formas de curva anteriores permanecerán inalteradas hacia fines del Siglo XXI. Aunque ello, en este caso, se refiere fundamentalmente, sólo a considerar que la demanda peak diurna del verano seguirá ocurriendo en esas horas y que se volverá cada vez más importante por efecto del CC.

## 6.3 Datos de Horas de Luz Solar

De [139] se obtiene, para Santiago, las horas de salida y puesta del Sol a lo largo de todo el año. A partir de esta información se puede obtener la cantidad de horas de luz solar de cada día del año.

Las horas de luz solar en Santiago de Chile varían desde 14 horas y 23 minutos en el solsticio de verano del hemisferio sur (21 de Diciembre) a 9 horas con 56 minutos en el solsticio de invierno (21 de Junio). Es decir, dada la latitud geográfica de la ciudad (33° 27' S) existe una variación de 4 horas y 27 minutos entre el día más largo y más corto del año, en cuanto a horas de luz diurna se refiere (horas entre la salida y puesta del Sol). Esta variación anual se muestra en la Figura 6.10.

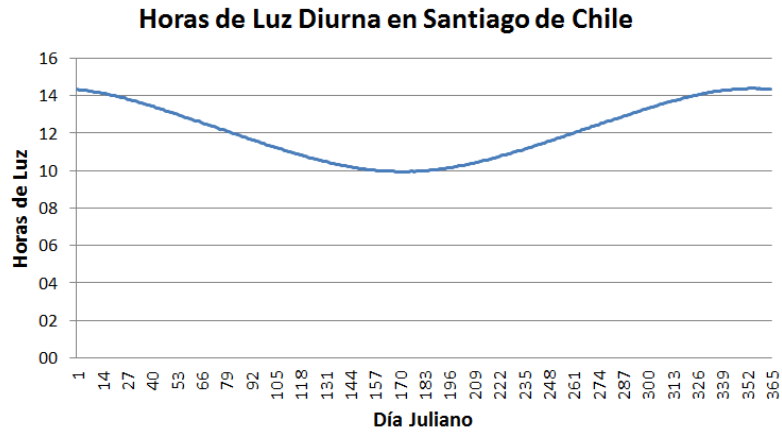


Figura 6.10. Variación de las Horas de Luz Diurna a lo largo del año en la ciudad de Santiago. El Día Juliano se refiere a la numeración donde el día número 1 es el 1 de Enero y el día número 365 es el 31 de Diciembre (Elaboración propia en base a [139]).

Esta significativa variación anual de las horas de luz diurna afecta indudablemente a la demanda eléctrica a lo largo del año. Por lo mismo, un análisis anual conjunto de todos los datos de demanda eléctrica debe necesariamente incluir ésta como variable independiente que afectará el consumo.

En el presente trabajo de tesis el análisis se realiza con resolución diaria y entregando resultados en resolución mensual, por lo que, a este último nivel, la variación de tiempo en cuanto a horas de luz diurna, entre el día más largo y el día más corto, de cada mes es la que se muestra en la Figura 6.11.

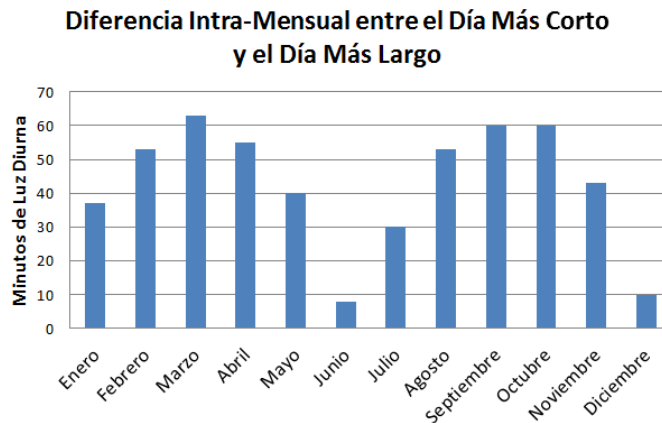


Figura 6.11. Variación de las Horas de Luz Diurna dentro de cada mes en la ciudad de Santiago (Elaboración propia en base a [139]).

Luego, si bien a nivel mensual la variación en este parámetro resulta ser mucho menor, en algunos meses sigue estando en el orden de magnitud de una hora de diferencia entre el día más corto y largo. Por lo mismo, y dada la directa relación entre horas de luz diurna y necesidad de iluminación artificial provista por energía eléctrica, ésta es una variable que no puede descartarse a priori en el

modelo de determinación de demanda y se incluye, por lo tanto, como variable independiente para evaluar su eventual significancia.

No debe dejar de comentarse, por supuesto, que la iluminación artificial no depende únicamente de las horas de luz diurna de cada día, sino que además está afectada por el día de la semana que se está analizando (ya que tiene relación con la ocupación residencial o con las actividades públicas y comerciales), y por la nubosidad, que en el caso de Santiago, puede afectar, principalmente en invierno, la disponibilidad de luz natural.

Además de lo anterior, la variable horas de luz solar, también puede tener problemas de multicolinealidad con la temperatura, ya que los días más cálidos tienden a ser días de verano que es cuando más horas de luz solar hay, y los días más fríos a días de invierno que son más oscuros. Sin embargo, se ha determinado que ambas variables se mueven en distintos contextos temporales, pues la temperatura tiene una mayor frecuencia de variación, y oscila en forma importante dentro de cada mes, en tanto que las horas de luz solar, dentro del mes tienen un comportamiento casi siempre unidireccional (a excepción de Junio y Diciembre, pero estos presentan poca variación en esta variable). Por ello, no se descarta a priori del MSD a esta variable independiente.

## **6.4 Evolución Demográfica**

Antes de proceder a analizar las proyecciones demográficas para Santiago a lo largo del Siglo XXI, es importante recordar que en el MSD, se supone que la población es constante en la escala de tiempo analizada (intra-anual), y de hecho, para evitar las diferencias que ella podría implicar entre los distintos años en análisis se procede a normalizar los datos de demanda eléctrica. En este contexto, la población no se incluye como variable independiente en el MSD, sino que se usa para proyectar la línea de base de demanda media diaria hacia fines del Siglo XXI, valor sobre el cual se superponen luego los impactos porcentuales del CC. Lo anterior se sustenta en las tasas de variación de población mucho más lentas que las variaciones en otras variables incluidas en el MSD (horas de luz, temperatura, etc.).

### **6.4.1 Proyecciones de Población INE**

La proyección demográfica para la población total en Chile, hasta el año 2050, ha sido elaborada por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), y se encuentra disponible en [146]. Esta proyección se muestra en la Figura 6.12, donde se ve que la población chilena, a partir de la actualidad, crecerá a tasas inferiores al 1%, y decrecientes, hasta llegar a ser casi completamente estable hacia 2050.

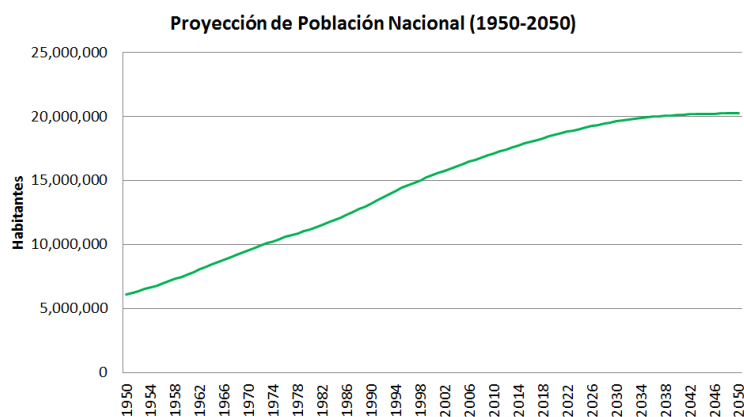


Figura 6.12. Proyección de Población Nacional en Chile 1950-2050 (Elaboración propia en base a [146]).

Así, la población chilena es hoy de unos 17,5 millones de habitantes, creciendo a un ritmo de aproximadamente 1 millón por década hasta el año 2030, y llegando posteriormente a unos 20,2 millones de habitantes al 2050, es decir, un crecimiento débil y a ritmo decreciente. La información detallada de este crecimiento, año a año, entre 2006 y 2050, se muestra en el Anexo A. La tasa de crecimiento poblacional, evolucionará de 0,9% anual actual, a 0,7% hacia 2020, 0,5% al 2030, 0,2% al 2040, y una variación prácticamente nula hacia mediados del Siglo XXI.

Ahora bien, de [147] se obtienen además las proyecciones de la población a nivel de cada comuna del país entre los años 1990 y 2020. Notar que este detalle no llega hasta el año 2050, horizonte que al que sólo se tiene la proyección agregada a nivel nacional. Además, no se considera, en este trabajo, la información procedente del Censo 2012 por estar éste aún en etapa de revisión y validación.

Para determinar la población del Gran Santiago, se define primero éste como el conglomerado urbano formado por todas las siguientes comunas:

**Provincia de Santiago:** Santiago, Cerrillos, Cerro Navia, Conchalí, El Bosque, Estación Central, Huechuraba, Independencia, La Cisterna, La Florida, La Granja, La Pintana, La Reina, Las Condes, Lo Barnechea, Lo Espejo, Lo Prado, Macul, Maipú, Ñuñoa, Pedro Aguirre Cerda, Peñalolén, Providencia, Pudahuel, Quilicura, Quinta Normal, Recoleta, Renca, San Joaquín, San Miguel, San Ramón y Vitacura.

**Provincia de Cordillera:** Puente Alto y Pirque.

**Provincia del Maipo:** San Bernardo.

**Provincia de Talagante:** Peñaflor y Padre Hurtado.

La población total así determinada para el Gran Santiago como la suma de las poblaciones de sus comunas constituyentes se muestra en la Tabla 6.8.

AÑO	Población Total	Crec. Anual (%)	AÑO	Población Total	Crec. Anual (%)
2007	6046560	0.95	2014	6422190	0.81
2008	6103410	0.94	2015	6473404	0.80
2009	6160300	0.93	2016	6517924	0.69
2010	6217132	0.92	2017	6562551	0.68
2011	6268394	0.82	2018	6606987	0.68
2012	6319597	0.82	2019	6651360	0.67
2013	6370889	0.81	2020	6695860	0.67

Tabla 6.8: Proyección de población total del Gran Santiago 1991-2050 [147].

En ella es posible observar que, al igual que ocurre con Chile, Santiago aumentará su población a tasas inferiores al 1% y a ritmo cada vez menor hacia el año 2020. De hecho, la tasa de crecimiento del Gran Santiago se encuentra algún par de décimas porcentuales por debajo del crecimiento país, lo cual se explica fundamentalmente por el elevado aumento de población en el norte de Chile, y porque el crecimiento en la Región Metropolitana está sobre todo concentrado en comunas periféricas al Gran Santiago. Sin embargo, desde el punto de vista del orden de magnitud, se puede señalar que la población en Santiago crece y crecerá, en el futuro próximo, en forma análoga que lo hará la población chilena (ello concuerda también con el gran porcentaje de la población nacional que vive en Santiago). Esto se puede ver gráficamente en la Figura 6.13.

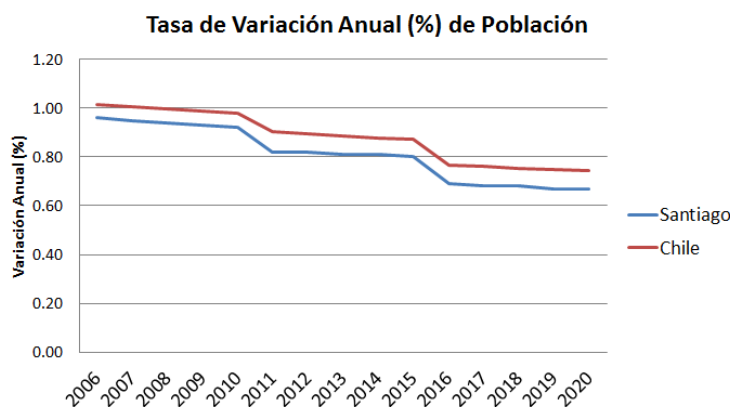


Figura 6.13. Tasa de variación anual porcentual de la población en Santiago y Chile en el periodo reciente y proyectado (Elaboración propia en base a [147]).

El coeficiente de correlación entre ambas tasas de crecimiento llega al 99,75% y se supondrá que, hacia el futuro, la relación entre ambos crecimientos poblacionales (país y capital) mantendrá esta tendencia.

Ahora bien, analizando la población en el periodo histórico reciente, se observa que el Gran Santiago representa, en promedio, un 91% del total de población de la Región Metropolitana (ver Anexo A), dando cuenta de su inmensa importancia relativa en el contexto regional. Además, la leve tendencia negativa en este porcentaje, indica que efectivamente las comunas periféricas a la capital tienen aumentos de población mayores que las que ya forman parte de la conurbación metropolitana.

Es importante destacar que si bien las comunas que hoy se consideran independientes al Gran Santiago, hacia fines del Siglo XXI podrían estar completamente integradas al área metropolitana (por conurbación), este factor no se considera pues para fines comparativos introduciría una distorsión.

## 6.4.2 Proyección Demográfica hacia 2050

En base a la correlación expuesta en la sección anterior entre las tasas de crecimiento demográfico de Chile y Santiago, se obtiene la proyección de población para la ciudad capital hasta el año 2050, la que se muestra en la Tabla 6.9.

AÑO	Población	AÑO	Población	AÑO	Población	AÑO	Población
1991	4872712	2006	5989683	2021	6737710	2036	7202810
1992	4960903	2007	6046560	2022	6779559	2037	7216966
1993	5049135	2008	6103410	2023	6821408	2038	7231121
1994	5137324	2009	6160300	2024	6863257	2039	7245277
1995	5225553	2010	6217132	2025	6905107	2040	7259432
1996	5306198	2011	6268394	2026	6938198	2041	7265550
1997	5386865	2012	6319597	2027	6971291	2042	7271667
1998	5467521	2013	6370889	2028	7004382	2043	7277784
1999	5548201	2014	6422190	2029	7037474	2044	7283901
2000	5628968	2015	6473404	2030	7070567	2045	7290018
2001	5689739	2016	6517924	2031	7094183	2046	7290720
2002	5750514	2017	6562551	2032	7117801	2047	7291422
2003	5811253	2018	6606987	2033	7141419	2048	7292124
2004	5872025	2019	6651360	2034	7165037	2049	7292826
2005	5932855	2020	6695860	2035	7188654	2050	7293529

Tabla 6.9: Proyección de población total del Gran Santiago hasta el año 2050 (Elaboración propia).

Se observa, entonces, que la población de Santiago pasará de los 6,4 millones de la actualidad hasta casi 7,3 millones hacia el año 2050, es decir, un crecimiento continuo pero leve. Se supondrá que esta proyección es válida para los escenarios A2 y B2.

### 6.4.3 Proyección Demográfica hacia 2100

A partir del 2050, no se dispone de proyecciones elaboradas por el INE para la población de Chile ni de Santiago. Sin embargo, la ínfima tasa de crecimiento en los últimos años de la década del 2040 sugiere poder considerar que a partir de 2050 la población se mantendrá constante en adelante.

Antes de usar ese valor constante, en el presente trabajo se supone convergencia, desde ese año, de las tasas de crecimiento demográfico de Chile con aquella de los países OECD, la que se encuentra modelada, para los escenarios A2 y B2, y está disponible en el Centro de Distribución de Datos del IPCC [38].

Es importante señalar que la convergencia se realiza con los países OECD y no con la región de Latinoamérica, que también se encuentra modelada en [38], porque Chile muestra, en la actualidad y en sus proyecciones, indicadores demográficos más cercanos a los de la OECD. En ese sentido, la tasa de crecimiento demográfico actual de Latinoamérica es mucho más alta que la de Chile. Además, se realiza la convergencia entre el crecimiento poblacional de Chile sólo con la OECD, y no con el crecimiento promedio mundial, ya que bajo los escenarios A2 y B2 no se supone un impacto tan grande de la globalización como para homogeneizar la evolución demográfica en todo el mundo.

Las tasas de crecimiento de población calculadas a partir de la información de [38] para la OECD, bajo los escenarios A2 y B2 se muestran en la Tabla 6.9.

REGIÓN: OECD											
AÑO	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2070	2080	2090	2100
ESCENARIO A2											
Población (Millones)	923	975	1027	1072	1131	1151	1202	1228	1323	1451	1496
Var. Década (%)		5.63	5.33	4.38	5.50	1.77	4.43	2.16	7.74	9.67	3.10
Var. Anual (%)		0.56	0.53	0.44	0.55	0.18	0.44	0.22	0.77	0.97	0.31
ESCENARIO B2											
Población (Millones)	916	953	982	994	988	976	965	951	941	934	928
Var. Década (%)		4.04	3.04	1.22	-0.60	-1.21	-1.13	-1.45	-1.05	-0.74	-0.64
Var. Anual (%)		0.40	0.30	0.12	-0.06	-0.12	-0.11	-0.15	-0.11	-0.07	-0.06

Tabla 6.10: Proyección de población para región OECD hacia el Siglo XXI (Elaboración propia en base a [38]).

Se observa mayor población en la región en el escenario A2, lo cual concuerda con que esta familia de escenarios tiene una población mundial total cercana a los 15 billones de habitantes, mientras que en la familia B2 es de 10,4 billones de personas. En tanto, en ambos escenarios, las tasas de crecimiento decrecen hasta la década de 2050 (lo cual coincide con el crecimiento prácticamente nulo



que se proyecta para Chile ese año a partir de la información del INE), y posteriormente registra leves aumentos y disminuciones, los cuales se explicarían fundamentalmente por movimientos migratorios y cambios en las tasas de crecimiento vegetativo. Aun así, la variación anual de la población es siempre inferior al 1% (llegando incluso a ser negativa en el escenario B2).

Se supondrá que Chile, y Santiago, seguirán el incremento de población definido para la OECD, bajo el escenario A2, a partir del año 2050 y hasta fines del Siglo XXI, sin embargo, para el escenario B2, donde se proyectan bajas de población en la región OECD, se supondrá, como supuesto conservador, que la población de Santiago se mantendrá constante en su valor de 2050, sin incluirse estas tasas negativas en su evolución.

Así entonces, la población proyectada para Santiago hasta finales del Siglo XXI, bajo los escenarios A2 y B2 es la que se muestra en la Figura 6.14.

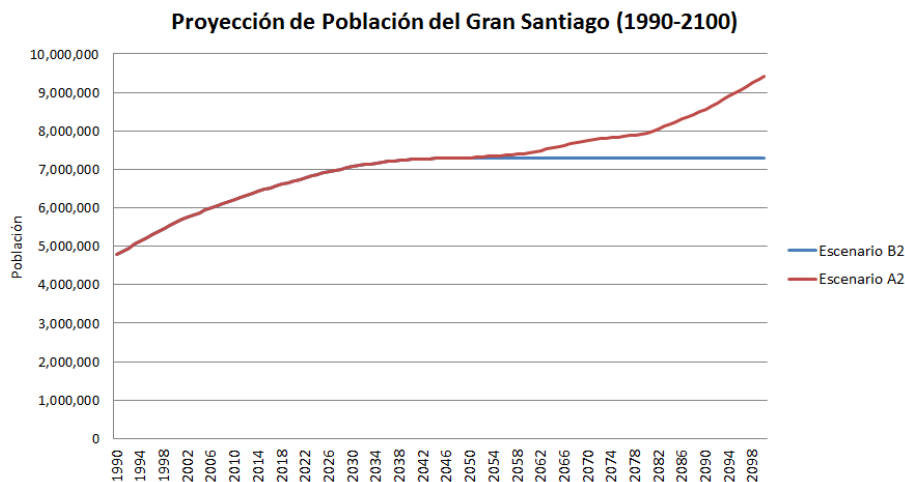


Figura 6.14. Proyección de Población para el Gran Santiago (1990-2100) (Elaboración propia).

Se observa entonces, que la población proyectada por esta vía, hacia fines del Siglo XXI sería de casi 7,3 millones bajo el escenario B2, y de 9,4 millones bajo el escenario A2. El detalle de esta evolución, año a año, se encuentra disponible en el Anexo A.

#### 6.4.4 Tasa de Ocupación de Viviendas

Otro antecedente demográfico que se requiere conocer hacia fines del Siglo XXI es cuántas personas ocuparán, en promedio, cada vivienda. Para obtener esta relación se construyó una curva que relaciona la cantidad de personas por vivienda con el PIB per cápita. Para ello se usaron los siguientes países occidentales con distintas tasas de ocupación y PIB, incluyendo además el caso de Santiago, tal

como se muestra en la Tabla 6.11. Es posible observar en ella un comportamiento decreciente en la cantidad de habitantes por vivienda a medida que aumentan los ingresos de cada país.

País	PIB (US\$ 2012)	Hab/Vivienda
Luxemburgo	107,206	2.5
Estados Unidos	49,922	2.6
Nueva Zelanda	38,222	2.7
Chipre	26,389	3.1
Santiago (2012)	15,779	3.3

Tabla 6.11: Ocupación de viviendas y PIB per cápita (US\$ 2012) (Fuente: Fondo Monetario Internacional, 2012).

A partir de esta información se construye la curva mostrada en la Figura 6.15.

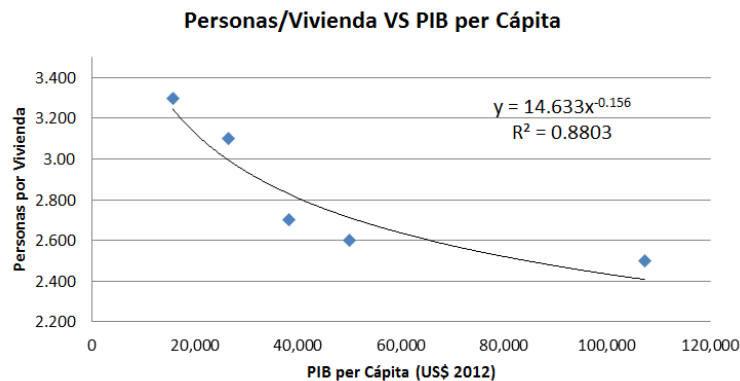


Figura 6.15. Ocupación de viviendas en función del PIB per cápita (US\$ 2012) (Elaboración propia).

De esta curva se obtiene la relación (con un  $R^2=0,8803$ ) entre ambas variables, definida por:

$$Hab/Viv = \text{máx}(14,633 \cdot PIB^{-0,156}, 2.5) \quad (46)$$

Donde se ha tomado la salvedad de que la curva no baje de las 2,5 personas por vivienda promedio, que es el caso mínimo en la actualidad en el mundo, correspondiente a Luxemburgo.

Luego, a partir de esta relación, para conocer la cantidad de personas habitando, en promedio, una vivienda, sólo debe conocerse la evolución futura que tendrá el PIB per cápita en Santiago.

## 6.5 Datos de Crecimiento Económico

El principal dato relativo a la economía que se debe proyectar en el contexto de este trabajo, en relación con su inclusión en la determinación del MSD y con la proyección de las líneas de base de demanda eléctrica, es el Producto Interno Bruto (PIB) para la ciudad de Santiago durante el Siglo XXI.

Para las proyecciones futuras del PIB se utiliza una metodología similar a la propuesta en [148], pero sólo hasta el año 2050, a partir de información elaborada para la CNE y la CONAMA por POCH Ingenieros [149]. En este estudio se hace una proyección del PIB en Chile hasta el año 2030, y posteriormente se usan datos del Fondo Monetario Internacional hacia fines del Siglo XXI. Ello debido a que en dicho periodo existe una alta incertidumbre en la evolución del PIB y, en consecuencia, se utilizan tasas de crecimiento de países que hayan tenido un PIB per cápita similar al de Chile.

Periodo	Tasa Crecimiento Anual PIB (%)
2011-2015	5
2016-2030	4
2030-2040	2
2040-2050	1,5
2050-2100	1,2

Tabla 6.12: Tasas de crecimiento estimadas del PIB per cápita (US\$ 2012) (Fuente: Fondo Monetario Internacional, 2012).

La proyección obtenida en [149] de acuerdo a esto se muestra en la Figura 6.16, observándose el paso del PIB per cápita en Chile desde los poco más de US\$10.000 a inicios del Siglo XXI hasta casi US\$80.000 hacia el año 2100. Este último es un PIB per cápita muy alto, sólo comparable a los países actuales más ricos del mundo (como ejemplo, Luxemburgo tiene un PIB per cápita actual de US\$86.000).

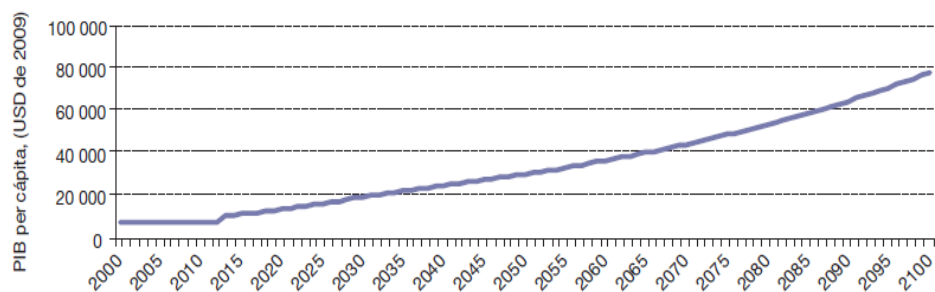


Figura 6.16. Proyección de crecimiento del PIB per cápita en Chile, 2000-2100 [149].

En el presente trabajo de tesis, en tanto, se utilizan tres fuentes distintas para elaborar la proyección del PIB hacia fines del Siglo XXI:

1.- La primera fuente son las Cuentas Nacionales del Banco Central de Chile [150] mediante las cuales se obtienen los datos reales del PIB a precios constantes (US\$ 2008) para el periodo 1996-2011.

2.- La segunda es la proyección estimada en [148] en base a la información de [149], y cuyas tasas se utilizan para proyectar el PIB hasta el año 2060.

3.- Y la tercera fuente informativa es la proyección de tasas de crecimiento del PIB presentado en [38] para la región de países OECD que se usan desde el año 2061 y hasta el 2100.

Es decir, en este caso, en forma análoga que en el caso de la proyección demográfica, se supondrá que hacia el año 2060 Chile comenzará a comportarse en concordancia con los valores promedio presentados por los países OECD.

Los datos de [38] para la evolución proyectada del PIB en la región OECD son los que se muestran en la Tabla 6.13. A partir de ella se puede ver que las tasas del PIB, en el escenario A2 están bastante por encima del proyectado 1,2% de [149], en tanto que en el escenario B2 están un poco por debajo.

REGIÓN: OECD											
AÑO	2000	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2070	2080	2090	2100
ESCENARIO A2											
PIB (Trillones de US\$)	18.7	22.3	26.0	30.0	37.1	39.9	46.3	50.0	63.1	80.7	87.6
Var. Década (%)	22.22	19.25	16.59	15.38	23.67	7.55	16.04	7.99	26.20	27.89	8.55
Var. Anual (%)	2.22	1.93	1.66	1.54	2.37	0.75	1.60	0.80	2.62	2.79	0.86
ESCENARIO B2											
PIB (Trillones de US\$)	21.1	26.5	30.3	33.1	35.8	38.3	40.9	44.4	47.9	52.0	56.6
Var. Década (%)	28.66	25.59	14.34	9.24	8.16	6.98	6.79	8.56	7.88	8.56	8.85
Var. Anual (%)	2.87	2.56	1.43	0.92	0.82	0.70	0.68	0.86	0.79	0.86	0.88

Tabla 6.13: Proyección de PIB para región OECD hacia el Siglo XXI (Elaboración propia en base a [38]).

Sin embargo, en este estudio no se considera la aplicación directa y única de la información de [38] desde el año 2061 en adelante, sino que estos datos se promedian con el valor entregado como tasa de crecimiento del PIB para Chile en [149] (que es de hecho, un crecimiento a tasa fija del 1,2% anual en todo el periodo).

En tanto, las tasas de variación del PIB hasta el año 2060 se suponen iguales en ambos escenarios futuros (A2 y B2) y a partir de dicho año se consideran afectadas por lo que indica cada familia de escenarios en [38] y se produce, en consecuencia, la divergencia en el PIB de Santiago, desde entonces, según cada escenario futuro evaluado.

Las tasas de crecimiento así calculadas, se muestran en la Figura 6.17. En ella se observa su decrecimiento hasta el año 2060, y a partir de entonces, un aumento en su valor en el escenario A2, y una disminución, pero mucho más atenuada, en el escenario B2.

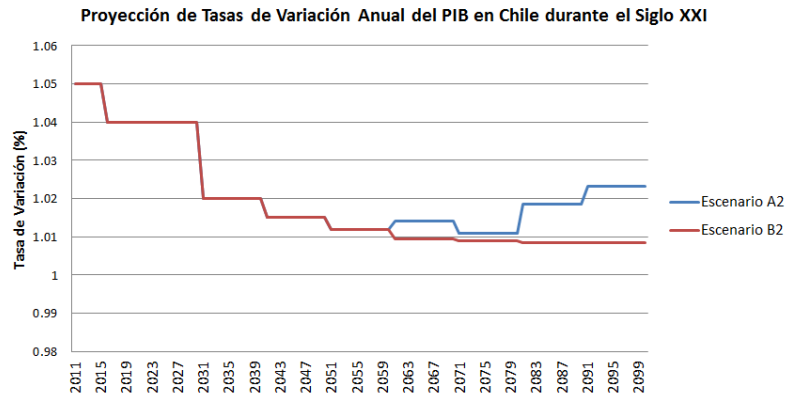


Figura 6.17. Proyección de tasas de variación anual del PIB en Chile durante el Siglo XXI (Elaboración Propia)

Estas tasas se aplican sobre el PIB regional de la RM, no sobre el PIB total de Chile. Lo anterior, debido a las grandes diferencias regionales en el PIB per cápita que existen en Chile. La RM, de hecho, se encuentra entre las que tienen un mayor PIB per cápita que existen en Chile. En la Tabla 6.14 es posible ver el aumento en PIB, PIB per cápita y PIB per cápita a PPA para Chile y la RM (Santiago), siendo evidentes los mayores valores de esta última con respecto al promedio nacional.

AÑO	CHILE			REGIÓN METROPOLITANA (RM)		
	PIB (MMUS\$)	PIB per cápita (US\$)	PIB per cápita PPA (US\$)	PIB (MM US\$)	PIB per cápita (US\$)	PIB per cápita PPA (US\$)
1997	108589.6	7339.1	11484.5	53663.5	9110.9	13387.0
1999	111307.7	7324.2	11468.0	53369.2	8781.4	13042.0
2001	119909.1	7700.5	11882.5	57327.4	9180.0	13458.9
2003	129546.7	8137.6	12356.8	60247.6	9425.7	13713.2
2005	143877.8	8844.6	13108.5	67678.1	10350.1	14653.4
2007	155873.2	9391.0	13677.5	74740.1	11194.1	15490.7
2009	159527.0	9423.4	13710.8	77080.5	11311.0	15605.2
2011	175777.6	10190.9	14493.3	86301.7	12425.4	16679.9

Tabla 6.14: PIB, PIB per cápita y PIB per cápita PPA para Chile y al Región Metropolitana en el periodo histórico reciente (Elaboración propia en base a [150]) (US\$ a precios constantes).

En la Tabla 6.14 la obtención del PIB per cápita a PPA se obtiene usando, simplemente como una aproximación, la ecuación (3) del presente trabajo de tesis.

Luego, para obtener el PIB per cápita futuro (nominal), se considera la evolución futura del PIB y de la población (ver Sección 6.4), obteniéndose la estimación, para todo el Siglo XXI, que se muestra en la Figura 6.18.

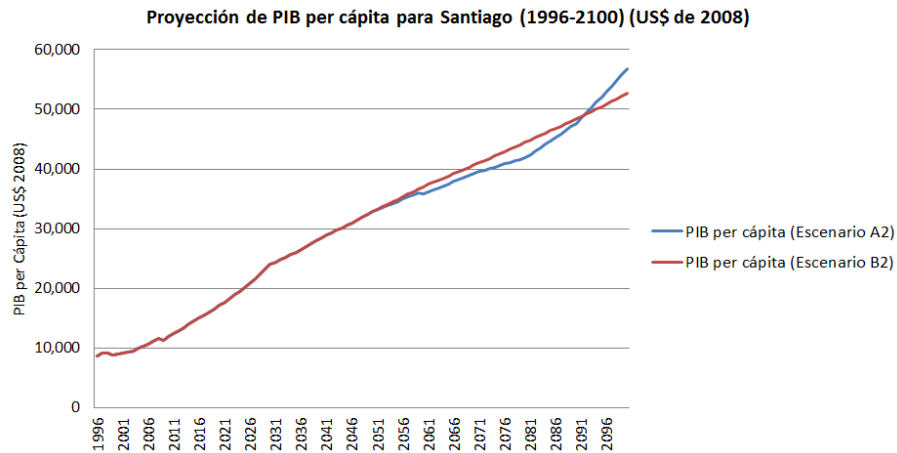


Figura 6.18. Proyección del PIB per cápita (Nominal) para Santiago durante el Siglo XXI (Elaboración Propia)

Se puede ver que ambos escenarios futuros presentan importantes crecimientos en el PIB per cápita con respecto a la situación actual (US\$ 14.000 Nominal, a precios de 2008), pasando bajo el escenario A2 a tener un PIB nominal per cápita de (2008) US\$ 56.820, mientras en el escenario B2 este alcanzaría a los US\$ 52.654.

Además, se observa que, por efecto de las distintas tasas de crecimiento económico y demográfico, existen periodos del Siglo XXI en que el escenario B2 tendrá mayor PIB per cápita para Santiago, que el A2, aun cuando este último es el que presenta, hacia finales del Siglo XXI, el mayor valor en este parámetro. Lo anterior se debe a que, pese a tener un aumento de población importante, el escenario A2 también es el que está centrado más fuertemente en el crecimiento económico, y por lo tanto, el que genera más ingresos. El detalle de la evolución del PIB per cápita, año a año, se encuentra disponible en el Anexo C.

## 6.6 Información Calendaria

Como ya se señaló, en la determinación del MSD sólo se consideran días hábiles, descartando feriados, sábados, domingos, puentes y días con comportamiento irregular por su cercanía a estos feriados.

En ese sentido, corresponde incluir como variable independiente del modelo el Índice de Variación Calendaria Semanal (IVCS) tal como se describe en [41]. Así, se procede agrupar los datos, dentro de cada mes según el día de la semana, se asigna un valor 1 a la demanda promedio de todos los Miércoles del mes, y en base a ello se determina el índice para cada uno de los otros días de la semana. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 6.15.

Día/Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Lunes	0.952	0.970	0.967	0.967	0.975	0.948	0.971	0.984	0.976	0.982	0.976	0.984
Martes	0.993	1.001	0.998	0.995	1.006	0.989	0.994	1.003	1.005	0.998	1.010	1.016
Miércoles	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Jueves	1.003	0.999	0.997	0.997	1.004	0.995	0.995	1.006	1.009	1.001	0.995	0.996
Viernes	0.986	0.987	0.985	0.995	1.001	0.973	0.985	0.993	0.998	0.991	0.985	0.972

Tabla 6.15: Determinación de IVCS para el periodo Julio 2010 – Junio 2013 (Elaboración propia en base a datos de RED-CDEC).

Es posible ver que en general el Miércoles es el día de mayor demanda semanal a lo largo del año, sin embargo, existen meses donde dicho día es el Martes o el Jueves, existiendo poca diferencia entre estos tres días a lo largo de los meses. En tanto, los Viernes y Lunes tienen claramente menores demandas, afectados regularmente por el efecto de los fines de semana.

## 6.7 Datos Energéticos

En la presente sección se analiza un contexto global del consumo de energía eléctrica y de otras fuentes energéticas en Santiago de Chile.

En particular, se analiza el comportamiento actual, y la sensibilidad de la demanda por otras fuentes combustibles comúnmente utilizadas en el sector CPR de la ciudad de Santiago. Lo anterior con el fin de su evaluación como eventuales fuentes a ser sustituidas en el futuro por energía eléctrica.

### 6.7.1 Consumo de Energía Global

De acuerdo a [76], Santiago se encuentra en la llamada Zona Térmica 3 del país. En ella el consumo anual de un hogar promedio, según energético, en KWh, es el que se muestra en la Tabla 6.16, y en la Figura 6.19, donde se muestran además los consumos para un hogar promedio considerando todo el país (nivel nacional).

Puede apreciarse que los consumos de gas licuado y electricidad son superiores, en un 14,8% y 13,9%, respectivamente, en Santiago que en el promedio de los hogares del país, sugiriendo un uso más intensivo de estos energéticos en la capital, mientras que el consumo de gas natural, cercano a la mitad del de gas licuado en términos energéticos, es prácticamente idéntico en Santiago que en el promedio del país. Las grandes diferencias se producen en el consumo de leña, que en la capital, dadas las restricciones ambientales y de disponibilidad del recurso, son de sólo un 21,2% del consumido en un hogar promedio del país (este consumo se da fuertemente en casi todas las ciudades al sur de Santiago).

En tanto el uso de parafina (kerosene doméstico) en la capital es casi 4 veces el consumo en el promedio de los hogares del país, notando una alta penetración de este tipo de equipos en la ciudad.

Consumo Anual por Hogar y Energético (KWh)		
Energético	NACIONAL	Zona 3
Gas Licuado	2185.8	2509.7
Gas Natural	1035.9	1046.8
Electricidad	1805.7	2056.7
Leña	4772.6	1011.8
Parafina	341	1260.4
Carbón	84.5	170.1
Otros Combustibles	4.7	14.2
<b>TOTAL</b>	<b>10230.2</b>	<b>8069.7</b>

Tabla 6.16: Consumo Anual de Energía (KWh) por Hogar y por Fuente Energética en Chile y en Santiago (Zona 3) (Elaboración propia en base a [76]).

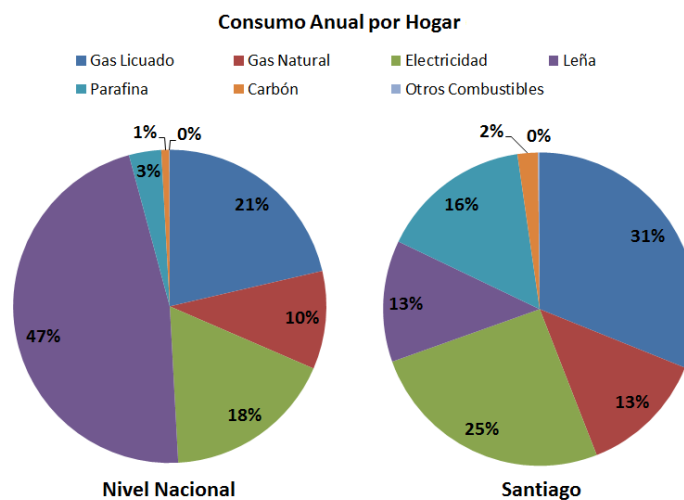


Figura 6.19. Porcentaje del Consumo Anual por Hogar según cada Energético a nivel Nacional y en Santiago (Elaboración propia en base a [76]).

Los energéticos más importantes para una vivienda tipo de la Zona Térmica 3 son el gas licuado y la electricidad, seguidos por la parafina, el gas natural y finalmente la leña.

No se debe olvidar, tampoco, que la Zona Térmica 3, donde se encuentra Santiago, representa un 43,5% [76] de las viviendas totales del país, lo que sin lugar a dudas afecta el parecido, en términos de consumo energético, en el sector residencial, entre el Chile en su conjunto y Santiago.

Referente a la leña, de hecho, la matriz muestra una participación de un 13% con respecto al total de energía consumida por los hogares en la Zona Térmica 3, sin embargo, ello incluye el hecho de



que la Zona Térmica 3 abarca una región geográfica mucho más amplia que el Gran Santiago (incluyendo ciudades como Rancagua, Curicó o Talca), pues en Santiago, por las restricciones ambientales de utilización, la informalidad del mercado, y los precios del suministro, se sabe que la participación de la leña es aún menor que la indicada.

Así, fundamentalmente el gas licuado, y en menor medida la electricidad y el gas natural (en ese orden), crecen al observarse el consumo energético en Santiago con respecto al promedio país, lo cual se debe a que están supliendo el gran porcentaje de la demanda que es abastecida con leña en otras ciudades chilenas.

Debe tenerse en cuenta que los datos anteriores sólo corresponden al sector residencial, y no consideran los consumos de los sectores público, comercial o de pequeños industriales.

### 6.7.2 Evolución de Electricidad y Gas en Matriz de Uso Final

Considerando el periodo 2006 a 2011, de los Balances Energéticos [151] es posible indicar que, si sólo se considerasen a la electricidad y el gas licuado como energéticos en Chile, la primera representaría el 58,2% de la matriz, y el gas licuado el 41,8%.

En la Figura 6.20 se muestra la participación porcentual de los principales energéticos del Sector CPR en Santiago. Corresponden a datos a nivel país a los cuales se ha quitado el consumo de leña.

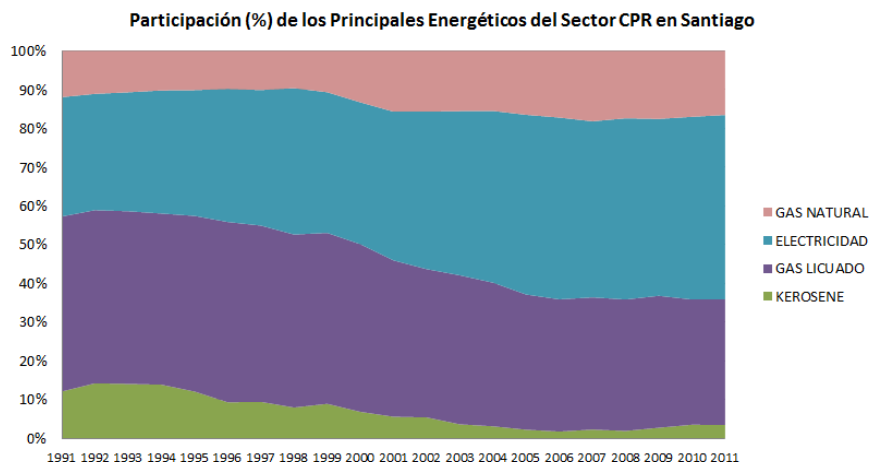


Figura 6.20. Participación porcentual de los energéticos con respecto a la matriz del sector CPR en Santiago (Elaboración propia en base a [151]).

Se observa un crecimiento en el consumo de gas natural a inicios del Siglo XXI, asociado a la disponibilidad de gas argentino, para luego mantenerse relativamente estable en su participación. En cuanto al kerosene, éste disminuyó sistemáticamente hasta el año 2006, donde retoma el crecimiento,

aunque todavía leve, asociado a la penetración de equipamiento nuevo para la calefacción con este combustible. Sin embargo, esta tendencia respondería sólo a una situación circunstancial en el contexto de mediano y largo plazo. En tanto, se observa una clara tendencia creciente en la participación de la energía eléctrica, y decreciente en el consumo de gas licuado, los cuales a su vez, se sabe, son los energéticos más importantes en la matriz de Santiago.

A continuación se presenta la evolución futura, proyectada por década bajo los escenarios A2 y B2 [38], para el porcentaje del consumo de energía final que representan la electricidad y el gas en los países OECD. Es importante señalar que esta proporción porcentual se calcula sobre la matriz de todos los sectores económicos en su conjunto, y no representa, por tanto, el detalle de lo que ocurrirá en el sector CPR. Sin embargo, para fines de primeras aproximaciones marca tendencias importantes.

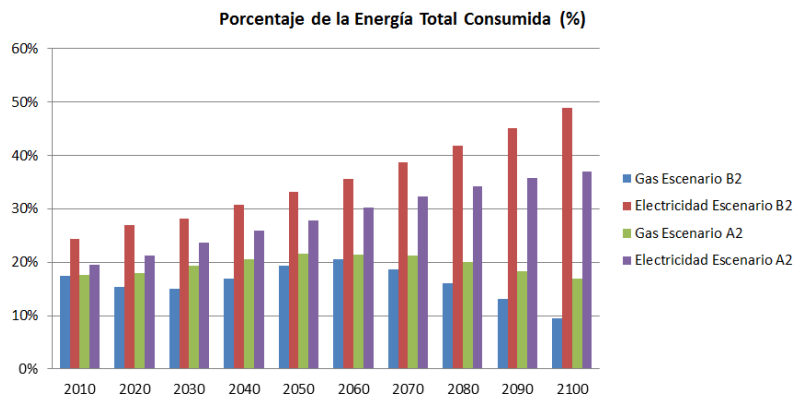


Figura 6.21. Porcentaje de la Energía Total Consumida que corresponde a Gas y Electricidad durante el Siglo XXI (Elaboración propia en base a [38]).

La Figura 6.21 entonces permite notar que hacia el futuro la energía eléctrica se volverá cada vez más importante en las matrices de uso final de los países OECD, llegando a casi un 50% para el escenario B2, y a poco más del 37% en el escenario A2. En la actualidad, en tanto, este tipo de energía se mueve en torno a sólo un 20% del total de fuentes consumidas para uso final en el mundo. En este sentido, el escenario B2, en concordancia con sus supuestos de mayor sustentabilidad ambiental, parece dar más importancia relativa a este tipo de energía en desmedro de los combustibles fósiles.

Para el gas, en tanto, se observa un comportamiento de aumento en su participación, seguida de una disminución hacia la segunda mitad del Siglo XXI para mantener, en término general, un valor futuro similar al actual bajo el escenario A2. En cambio en el escenario B2, hacia fines del Siglo XXI se observa una importante baja porcentual en su participación con respecto al total de la energía consumida.

Lo anterior sugiere que la tendencia de aumento participativo de la energía eléctrica, tal como se ha presentado, podría también traspasarse al sector CPR en la ciudad de Santiago de Chile, en desmedro

de la utilización, en particular para fines de calefacción, de otras fuentes energéticas. Esto tiene una correlación de sustentabilidad detrás si se supone que, al menos una proporción, de la energía eléctrica puede ser producida con fuentes renovables con bajas o nulas emisiones de GEI.

Como se muestra gráficamente en la Figura 6.22, en Chile existe una clara relación lineal de dependencia entre el aumento de la participación porcentual de la energía eléctrica en el sector CPR y en el total de la matriz de uso final.

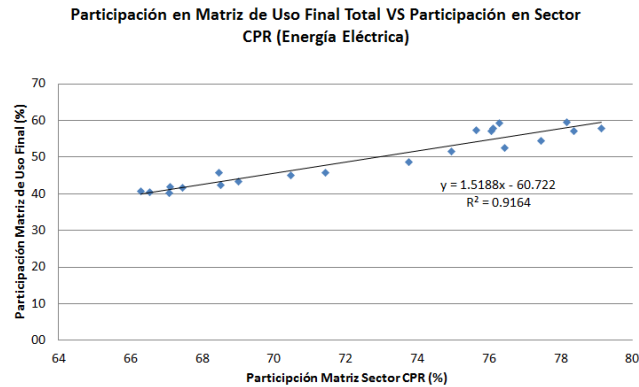


Figura 6.22. Participación de la energía eléctrica en la matriz del Sector CPR y en la matriz nacional de Uso Final (Elaboración propia en base a [151]).

En general las tasas de participación en el sector CPR son mayores, y la relación se puede expresar como:

$$\%_{UF} = 1,5188 \cdot \%_{CPR} - 60,722$$

Donde  $\%_{UF}$  y  $\%_{CPR}$  son los porcentajes de participación de la energía eléctrica en la matriz de uso final y en el sector CPR, respectivamente.

Luego, conociendo la participación de la energía eléctrica hacia fines del Siglo XXI en todos los sectores económicos a partir de [38] es posible obtener su participación en el sector CPR, y con ello, suponiendo que los dos principales energéticos serán la electricidad y el gas licuado, en la ciudad de Santiago, obtener la participación también para este último combustible.

Los datos así calculados se muestran, para los escenarios A2 y B2, en la Tabla 6.17. En ella para el escenario A2 se mantuvieron los valores históricos de participación, porque se proyectaba una disminución en la participación de energía eléctrica en favor del gas licuado, escenario que no se considera realista en Chile, por ser netamente importador de combustibles fósiles, hacia fines del Siglo XXI. Debe señalarse que esta participación corresponde al total de la energía eléctrica en la matriz de uso final del sector CPR, y no necesariamente a la fracción usada para acondicionamiento térmico.

	Participación (%)					
	Uso Final Total			Sector CPR		
	Actual	Escenario A2	Escenario B2	Actual	Escenario A2	Escenario B2
Electricidad	76.91	68.63	83.74	58.18	58.18	66.46
Gas Licuado	23.09	31.37	16.26	41.82	41.82	33.54

Tabla 6.17: Participación de la energía eléctrica y el gas natural en la matriz de uso final y del sector CPR actual y hacia fines del Siglo XXI (Elaboración propia).

### 6.7.3 Tenencia de Equipos de Calefacción y Aire Acondicionado

A partir de [76] se obtiene información respecto de la tenencia, en las viviendas (sector residencial) de equipos para calefacción y aire acondicionado.

Se sabe entonces que el 88,5% de los hogares de la Zona Térmica 3 (que incluye a Santiago) posee equipos de calefacción, mientras que el restante 11,5% no lo tiene. Por otro lado, sólo un 1,2% de los hogares tiene equipo de aire acondicionado. Lo anterior, sin embargo, no incluye la utilización ni tenencia de equipos ventiladores que también utilizan energía eléctrica, y también debe tenerse en cuenta que el grueso de la posesión y uso de equipos de AA en Santiago en la actualidad corresponde al sector público y comercial.

Con respecto a los equipos de calefacción, el 48,4% de los hogares indica tener un equipo a gas licuado, el 1,5% indica que posee un equipo que funciona con gas natural, el 33,5% posee equipos de calefacción a parafina, y el 15,3% posee equipos de calefacción por energía eléctrica. Finalmente, un 11,2% tiene equipos de calefacción a leña. Nuevamente, este porcentaje representaría una situación particularmente relacionada con comunas fuera del Gran Santiago, aun cuando se sabe que dentro del área metropolitana, bajo condiciones de ventilación normal, también se pueden usar equipos a leña (doble cámara). El bajo porcentaje de tenencia de gas natural para calefacción, se contradice con el elevado consumo reportado en este combustible dentro de la ciudad, lo que indica también que este es fundamentalmente utilizado en contextos no residenciales, o para fines no relativos a la calefacción (agua caliente sanitaria, por ejemplo). El gas licuado y la parafina, en tanto, dominan claramente los tipos de calefacción utilizados en las viviendas de Santiago, seguidos en tercer lugar por la energía eléctrica.

### 6.7.4 Otros Combustibles

En forma anual, la División de Combustibles de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile (SEC) recopila y procesa la información productiva del sector, compilándola en un

Informe Estadístico que se utiliza en el presente trabajo para obtener, en particular, los datos relativos a la venta y distribución de tales combustibles en la Región Metropolitana (RM) de Santiago [152].

En lo que sigue se utiliza siempre un factor de conversión  $1 \text{ MWh} = 8.60 \times 10^4 \text{ TCal}$  [152]. Se trabaja también con la temperatura media mensual para el periodo Enero 2006 - Diciembre 2012 en la Estación Quinta Normal, como representativa de la condición térmica de la ciudad de Santiago de Chile, y obtenida de datos de la DMC [138].

### 6.7.4.1 Gas Licuado

Para el gas licuado, que es el principal energético usado para calefacción en el sector CPR en Santiago, se considera una densidad de  $0,550 \text{ Ton/m}^3$  y un poder calorífico de  $12.100 \text{ KCal/Kg}$  [152]. A partir del Informe Estadístico de la SEC se obtiene su nivel de venta mensual en la Región Metropolitana entre Enero de 2006 y Diciembre de 2012.

En este caso se supone que la venta de combustible es igual a su demanda. Para la comparación con la energía eléctrica, en tanto, se considerará la distinta eficiencia de los equipos de calefacción en que ellos se usan normalmente, ya que la comparación con la energía eléctrica se hará al nivel de sistemas de distribución en la ciudad.

En la Figura 6.23 se muestra la evolución mensual del consumo de gas licuado en la RM, en Toneladas, entre Enero de 2006 y Diciembre de 2012, considerando ventas totales (azul), ventas de Gas Licuado Envasado (GLE) (verde) y ventas de Gas Licuado a Granel (GLG) (rojo).

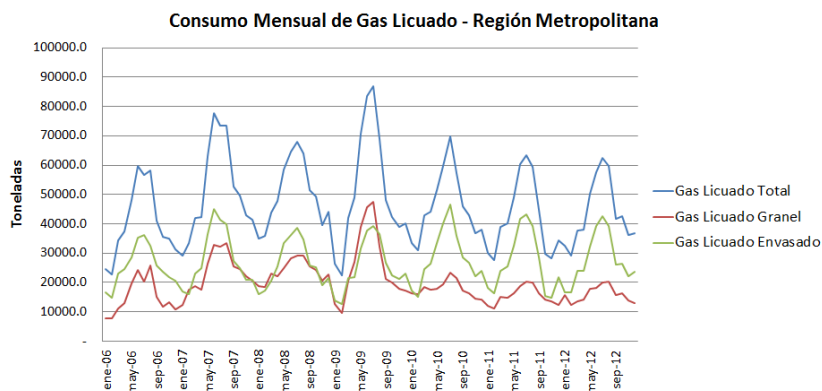


Figura 6.23. Consumo Mensual de Gas Licuado, en Toneladas, en la Región Metropolitana en el Periodo 2006-2012 (Elaboración propia en base a [152]).

Se aprecia una clara estacionalidad en el consumo (en mayor medida el GLE y en menor medida el GLG), con máximos invernales y mínimos estivales, además del efecto de la crisis económica de 2008, asociado a una menor demanda de combustible, así como el desplazamiento de dicha demanda hacia el

año 2009, que presenta un máximo de consumo total coincidente con mayores ventas de GLG, teniendo, dicho formato de ventas, se supone, mayor relación con la demanda de grandes clientes industriales.

El GLE corresponde a cilindros de tamaño típico entre 2 y 45 kg, usados en el sector CPR y también en pequeñas industrias, en tanto que el GLG consiste en la entrega de gas por litros a clientes que poseen estanques, de tamaño típico entre 0,2 m<sup>3</sup> y 5 m<sup>3</sup>, existiendo también consumidores en el sector CPR e industrial. De la información entregada por la SEC no es posible saber qué proporción de este consumo está asociado a pequeños clientes del sector CPR.

En cambio, a partir de los Balances Energéticos [153] publicados por la CNE y el Ministerio de Energía, entre los años 2006 y 2012, es posible observar los consumos de gas licuado del sector Industrial y Minero, por un lado, y del sector CPR, por el otro, a nivel país, los que se muestran en la Tabla 6.18.

Consumo Gas Licuado a Nivel País (Tcal)				
Año	Sector Ind. Y Min. (TCal)	Sector CPR (TCal)	Sector Ind. Y Min. (%)	Sector CPR (%)
2006	1,845	10,014	16	84
2007	3,423	10,568	24	76
2008	3,475	10,222	25	75
2009	3,305	10,807	23	77
2010	3,466	10,829	24	76
2011	2,636	11,084	19	81
2012	3,361	11,476	23	77

Tabla 6.18: Consumo de Gas Licuado a Nivel Nacional en los Sectores Industrial y Minero y CPR en Tera-calorías (Elaboración propia en base a [153]).

De acuerdo a esto, si se comparan sólo ambos sectores, el 77,9% del consumo de gas licuado del país provendría del sector CPR, y un 22,1% del Industrial y Minero. Además, el consumo de gas licuado del Sector Industrial y Minero, tiene como subsectores demandantes a la industria Petroquímica, Papel y Celulosa, Siderurgia, industria del Cemento, Azúcar, Pesca, e Industrias Varias, así como a la minería del Cobre, Hierro, Salitre y Minas Varias. De todos ellos, el único que se puede enmarcar dentro de las actividades productivas en el área metropolitana del Gran Santiago son las Industrias Varias, motivo por el cual es ésta componente la que se usa como contraposición al sector CPR para obtener la proporción del consumo de gas licuado, y en particular, de GLG; que corresponde a éste último con respecto al total consumido en la ciudad.

Así, los datos en cuestión son los que se muestran en la Tabla 6.19, donde se puede ver que, considerando únicamente estas dos componentes del consumo de gas licuado, en promedio, el sector Industrias Varias representa un 17,9% de la demanda del combustible, mientras que el sector CPR

representa un 82,1%. Estos datos se suponen también representativos de la RM, en cuanto a porcentajes y, en consecuencia, se considera este valor para ajustar los requerimientos de GLG de la RM obtenidos a partir de [152], considerando que dicho formato de entrega tiene la mayor relación con los grandes clientes.

Consumo Gas Licuado a Nivel País (Tcal)				
	Sector Industrias	Sector	Sector Industrias	Sector
Año	Varias (Tcal)	CPR (Tcal)	Varias (%)	CPR (%)
2006	1,686	10,014	14	86
2007	3,423	10,568	24	76
2008	3,106	10,222	23	77
2009	2,908	10,807	21	79
2010	2,318	10,829	18	82
2011	2,168	11,084	16	84
2012	1,029	11,476	8	92

Tabla 6.19: Consumo de Gas Licuado a Nivel Nacional en los Sectores Industrias Varias y CPR en Tera-calorías (Elaboración propia en base a [153]).

Este factor de 82,1% se considerará invariante en el tiempo, en el sentido de que la proporción de GLG que consumirá el sector CPR en el tiempo será siempre la misma. Este es un supuesto que puede ser mejorado en trabajos futuros asociados a este mismo tema.

Además, se considera que el Gran Santiago representa, en el periodo en análisis, un 91% del total de población de la RM. Este factor se utiliza para ponderar el consumo de GLE y GLG en la Región Metropolitana, para modelar la existencia de consumos no despreciables en localidades fuera de Santiago (por ejemplo, Colina, Melipilla o Talagante).

La variable de Gas Licuado Total (GLT) que se usa en el presente estudio, entonces, es:

$$GLT = 0,821 \cdot 0,91 \cdot GLG + 0,91 \cdot GLE \quad (47)$$

Donde  $GLG$  es el consumo total de gas licuado granel,  $GLE$  es el consumo total de gas licuado envasado, el factor 0,91 representa el ajuste proporcional de población del Gran Santiago con respecto a la RM, y el factor 0,821 toma en consideración que no todo el GLG se consume en el sector CPR de Santiago sino que también en el área industrial.

Los datos de demanda diaria (MWh) por mes así obtenidos, entre el año 2006 y 2012 se normalizan ponderándolos por la razón entre el consumo promedio mensual del año 2010 y el consumo promedio mensual de cada año en particular, es decir, se normalizan considerando el año 2010 como referencia de modo que todos tengan el mismo valor medio y se puedan comparar directamente las

variaciones con respecto a la temperatura, eliminando el factor de crecimiento o decrecimiento anual en la demanda.

A partir de las demandas mensuales normalizadas, se obtiene el consumo diario promedio en MWh para cada mes.

Para el año 2010, por ejemplo, el consumo anual de GLT en la RM fue de 6.596.734 MWh, equivalentes a una demanda media anual de 18.073,2 MWh diarios (si se hace el equivalente eléctrico serían unos 753 MW de potencia media diaria), las que en realidad se distribuyen entre 12.657 MWh diarios en Enero (527 MW de potencia media equivalente) hasta 27.153 MWh diarios en Julio (1.131,4 MW de potencia media equivalente), es decir, con una variación de más del 100% entre el mes con mayor y menor consumo. Es importante notar, además, que estas potencias medias son del orden de magnitud de las potencias medias demandadas en energía eléctrica por la ciudad de Santiago.

La demanda media diaria de GLT que se obtiene al promediar los datos, mes a mes, se muestra en la Figura 6.24, donde se ve un evidente aumento en los meses invernales con respecto al periodo de primavera-verano. Sin embargo, los cuatro meses con mayor demanda (Mayo-Agosto) representan sólo un 45,13% del consumo total anual, lo que sugiere también una importancia significativa del resto del año. Por ejemplo, los cuatro meses de menor consumo (Noviembre-Febrero) representan un 24,21% del consumo total anual, es decir, casi un cuarto del consumo anual. Lo anterior es una primera señal de que el consumo de GLT, si bien está relacionado con la ocurrencia de meses más fríos o cálidos, también tiene una componente importante que es insensible al clima y, en consecuencia, una demanda base independiente de la temperatura, es decir, utilizada, con muy alta probabilidad, con otros fines distintos del acondicionamiento térmico.

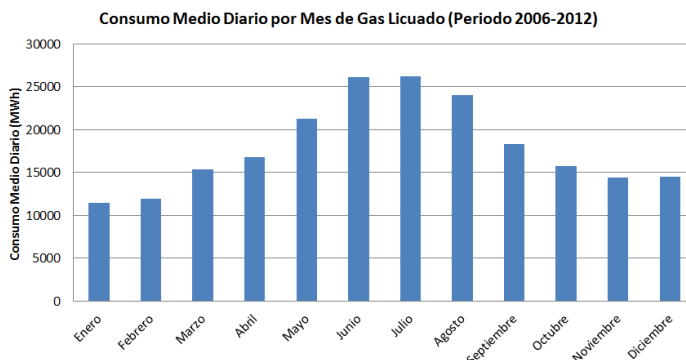


Figura 6.24. Consumo Medio Diario por Mes de Gas Licuado (MWh) en el Periodo 2006-2012 en Santiago de Chile (Elaboración propia en base a [152]).

A partir de la información normalizada de la demanda media diaria (MWh) por mes de GLT y de la temperatura media mensual (°C) en la ciudad de Santiago, se obtiene entonces la relación de



sensibilidad del consumo de GLT frente a la temperatura. Además, se han quitado los años 2008 y 2009 de los datos utilizados, considerando que tales años están afectados por la ocurrencia de la crisis económica internacional. El ajuste encontrado entonces se presenta en la Figura 6.25.

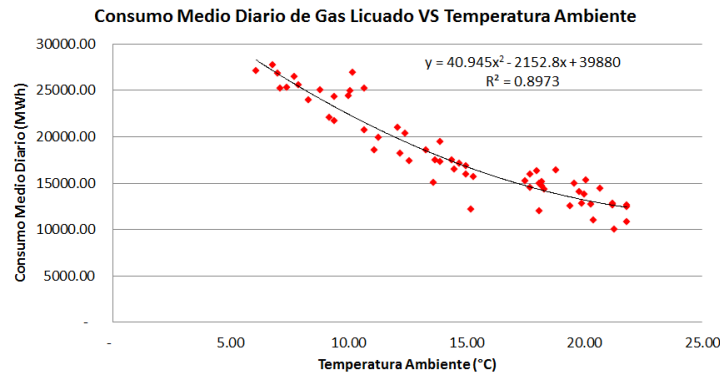


Figura 6.25. Consumo Medio Diario de Gas Licuado (MWh) en función de la Temperatura Ambiente en Santiago (Periodos 2006-2007 y 2010-2012) (Elaboración propia).

La relación polinomial cuadrática queda expresada como:

$$D_{GL} = 40,945 \cdot T^2 - 2152,8 \cdot T + 39880 \quad [MWh] \quad (49)$$

Donde  $D_{GL}$  es la demanda diaria de Gas Licuado en MWh y  $T$  la temperatura media mensual en °C. La relación tiene un coeficiente de correlación  $r^2 = 0,8973$ .

En tanto, dividiendo la expresión anterior en 24 se obtiene la relación para la demanda media diaria (MW) en función de la temperatura, como sigue:

$$P_{GL} = 1,706 \cdot T^2 - 89,7 \cdot T + 1661,67 \quad [MW] \quad (50)$$

Donde  $P_{GL}$ , la demanda media diaria en MW, es la demanda de potencia que corresponde al consumo diario si esta fuera constante (notar que usualmente las potencias térmicas no se expresan en MW eléctricos, y esto sólo se hace con fines utilitarios posteriores de equivalencia).

En base a este resultado el consumo de GLT en Santiago es decreciente con el aumento de la temperatura, fundamentalmente, debido a su uso en sistemas de calefacción. Ahora bien, la relación antes encontrada no tiene su mínimo sino hasta una temperatura de 26,29°C lo que cae fuera del rango de confort térmico definido por la norma ISO 7730 (18-26°C), y supera el valor típicamente recomendado por la OMS como temperatura óptima interior. Por lo mismo se supone que la función decrece, por encima de los 20°C, por su relación con otros consumos (por ejemplo, agua caliente sanitaria para la que

se requiere cada vez menos energía para llegar a la temperatura ideal de utilización), o por simple falta de datos para temperaturas más elevadas.

En el presente trabajo se ajusta, entonces, la relación antes encontrada, y a partir de los 20°C se asume una demanda constante (igual al valor de función en ese punto), quedando entonces como:

$$P_{GL} = 1,706 \cdot T^2 - 89,7 \cdot T + 1661,67 \text{ [MW]} \quad T \leq 20^\circ\text{C} \quad (50)$$

$$P_{GL} = 550,1 \text{ [MW]} \quad T > 20^\circ\text{C}$$

Luego, se trabaja bajo el supuesto de que esta variación en la demanda media diaria por mes en función de la temperatura media diaria de cada mes es replicable y escalable a nivel diario, es decir, que la variación en el consumo de GLT de cada día en función de la temperatura media diaria sigue la misma variación que sus promedios mensuales.

#### **6.7.4.2 Kerosene**

El análisis para el Kerosene fue hecho en forma análoga al del Gas Licuado presentado anteriormente. Se sugiere al lector consultar este análisis en el Anexo D.

El Kerosene es un energético que muestra una muy elevada estacionalidad en su consumo en la RM, con máximos invernales y mínimos estivales, y una mínima demanda de base. Dentro de los sectores económicos donde se consume, en tanto, destaca en primer lugar el CPR, y dentro de él destacan los consumos en la Zona Térmica 3 donde se encuentra Santiago, comparativamente mucho mayores que en el resto del país. Su baja demanda base indica que este combustible está fundamentalmente asociado a sistemas de calefacción residenciales cuando las temperaturas exteriores así lo requieren. Su utilización se ha vuelto importante en los últimos años con la incorporación al mercado de nuevas estufas que utilizan este combustible.

Ahora, de los Balances Energéticos [151] se puede obtener una relación para la participación de la energía eléctrica en el sector CPR en función de la del Kerosene, observándose, que éstos son energéticos con posibilidades de sustitución, tal como se muestra en la Figura 6.26.

A pesar de esta relación, no se analiza en el presente estudio la eventual sustitución futura del consumo de Kerosene por electricidad, fundamentalmente porque la penetración del Kerosene en la matriz energética ha presentado importantes cambios de tendencia en los últimos años (a raíz de la penetración de nuevos equipos de calefacción ya mencionados), y esos cambios no están bien

representados en el comportamiento histórico de su participación. Además, el Kerosene es aún un energético de menor importancia relativa en el contexto del Gran Santiago, al compararse con el gas licuado y la energía eléctrica.

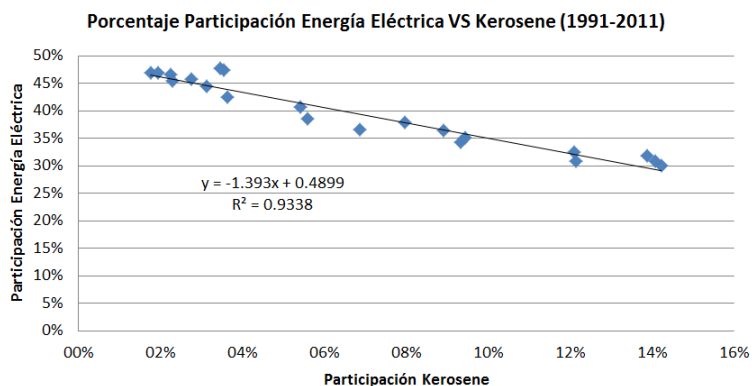


Figura 6.26. Participación de la Energía Eléctrica en el Sector CPR en función de la Participación del Kerosene (Elaboración propia en base a [151]).

### 6.7.4.3 Gas Natural

Similarmente a lo que se señala para el Kerosene, el detalle de la dependencia climática del consumo de gas natural en Santiago se puede consultar en el Anexo D, por cuanto este no es un energético para el cual se evalúe un escenario de sustitución por parte de la energía eléctrica hacia fines del Siglo XXI.

EL consumo de este combustible ha dependido, en el periodo reciente, fuertemente de las situaciones internacionales de abastecimiento desde Argentina o a través de terminales de GNL y sus contratos de abastecimiento. Por lo mismo, no ha presentado tendencias claras en su aumento o disminución de la participación en el periodo reciente, y por ello, además de su aún limitada penetración en la matriz energética del Sector CPR, no se considera evaluar su sustitución por energía eléctrica.

### 6.7.4.4 Leña

En [154] se establece que, al año 1990/1991, un 19,4% de los hogares del Gran Santiago consumían leña, sin embargo, en [76], publicado el año 2010, se establece que un 11,2% de los hogares de la Zona Térmica 3 (donde se encuentra el Gran Santiago), consumen leña. Esta variación sugiere la tendencia de una disminución evidente en el porcentaje de hogares que usan este combustible dentro del Gran Santiago en las últimas dos décadas.

Dentro de este grupo de viviendas, el consumo promedio anual es de 1 m<sup>3</sup> sólido por vivienda [154], lo que equivale a 0,7 Toneladas por vivienda, y a 2.849,2 kWh anuales por vivienda. Sin embargo,

se puede suponer que el grueso de este consumo de la Zona Térmica 3 se produce fuera de las comunas del Gran Santiago, las cuales tendrían una participación menor, dadas las restricciones ambientales, en dicha demanda total.

Además, no se tienen estadísticas claras respecto de la distribución, uso, ni venta de leña de modo formal en la ciudad de Santiago, pues éste es un mercado que en todo Chile presenta condiciones de informalidad muy grandes. Tampoco se conoce cómo se distribuye su consumo a lo largo del año, ya que en general se realizan ventas del combustible al inicio de la temporada. A lo anterior se suma, además, la diversidad de tipos de leña y equipos de calefacción distintos que la utilizan.

En ese sentido, dada su poca importancia relativa dentro de la ciudad de Santiago, y a las complejidades estadísticas que se tienen en su tratamiento por falta de información, se decide no analizar la evolución futura del consumo de leña. Lo anterior implica el supuesto de que la energía eléctrica no será un sustituto de la leña en el largo plazo. Este supuesto es válido sólo dentro de la ciudad de Santiago donde la leña tiene una participación menor, y podría seguir teniéndola sin impactar de sobremanera el desarrollo y confort dentro de la ciudad. Para otras ciudades de Chile, sobre todo de la zona centro-sur y sur, este combustible no podría dejar de analizarse.

El espíritu detrás de este supuesto para Santiago, es que la leña, hacia fines del Siglo XXI seguirá teniendo su actual participación en el mercado de la calefacción (todavía marginal en el Gran Santiago) y que su evolución podría ir ligada más bien a la utilización de equipos con más eficiencia, mejora y certificación en la calidad de la leña, uso de pellets, etc. es decir, teniendo en cuenta que la biomasa, apropiadamente gestionada, es una fuente energética nula en emisiones de carbono, y por lo tanto, sin evaluar si reemplazo por energía eléctrica (aun cuando las tendencias históricas lo pudiesen indicar así).

## CAPÍTULO 7

## 7.1 Selección de Variables Significativas del MSD

En esta sección se procede a indicar qué variables independientes, de aquellas analizadas para su inclusión en el MSD resultan ser estadísticamente significativas a partir de los resultados obtenidos.

El IVCS (Índice de Variación Calendaria Semanal) resulta significativo para todos los meses y casos analizados. Posee un coeficiente positivo, distinto en cada mes, de acuerdo a la forma de la curva de variación de demanda según el día de la semana. El IVCS junto con la demanda de base constante define una gran proporción de la demanda a lo largo de todo el año, y constituyen parte de la demanda insensible a la temperatura.

Por su parte, los CDD resultan significativos en casi todos los meses en que son distintos de cero (Enero, Febrero, Marzo, Noviembre y Diciembre). No así en Octubre, lo que se explica por los pocos días con CDD positivos en ese mes, y la dificultad del modelo para capturar su influencia sobre la demanda. Los CDD tienen coeficientes positivos, es decir, a mayor temperatura mayor es la demanda eléctrica.

Ahora, con respecto a los HDD, éstos son significativos para los meses de Abril, Mayo, Junio, Julio, Agosto, Septiembre y Octubre. La única excepción es Noviembre, donde a pesar de existir algunos días con HDD, la muestra no es lo suficientemente grande para representar un aporte que pueda ser capturado en el modelo. Los coeficientes de los HDD son positivos, es decir, para temperaturas bajas, mientras más frío es el día, mayor es la demanda eléctrica.

Finalmente, las horas de luz solar, para los meses con CDD positivo, es decir, de Noviembre a Marzo, no son estadísticamente significativas. Ello se debe a que esos meses, junto con tener mayor temperatura son también los de mayor cantidad de horas de luz solar, y aunque casi todos ellos (a excepción de Diciembre), de acuerdo a lo mostrado en la Figura 6.11, tienen variaciones intra-mensuales en las horas luz superior a 30 minutos (llegando incluso en Marzo a 1 hora de variación), ésta no afecta la demanda por ser una variación en el contexto de días largos y en horario de verano, con bajas necesidades de iluminación artificial.

Ahora bien, en los meses de Mayo, Junio, Agosto, Septiembre y Octubre las horas de luz solar sí son estadísticamente significativas. Todos estos meses tienen HDD positivos, es decir, son meses fríos, y

ello coincide también con poseer menor disponibilidad de luz natural producto de la variación anual de la misma y del uso de horario de invierno.

Las excepciones las constituyen los meses de Abril, Julio y Noviembre, que a pesar de tener HDD positivos no muestran una relación estadísticamente significativa entre demanda y horas de luz solar. Es intuitivo que Abril y Noviembre, meses de transición horaria, no estén afectados por la misma necesidad de iluminación artificial que aquellos más cercanos al invierno, mientras que para Julio su insensibilidad a las horas de luz podría estar relacionada con un comportamiento particular de la muestra, no representativo del mes, o con su baja variación mensual de las horas de luz (la tercera menor del año). En todo caso este último caso queda propuesto para su revisión en trabajos futuros.

Además se propone como trabajo futuro detectar el eventual efecto que pudiesen tener las horas de luz solar en conjunto con los CDD sobre la demanda eléctrica y que no se han podido establecer en este trabajo por no contar con una serie de datos más extensa a fin de lograr aislar ambos impactos.

El resumen de la significancia estadística mensual de cada variable independiente del MSD se muestra en la Tabla 7.1.

Significancia Estadística Mensual de Variables Independientes del MSD					
MES	HDD (°C)	CDD (°C)	Horas de Luz Solar	IVCS	Intersección
Enero	Sí	No	No	Sí	Sí
Febrero	Sí	No	No	Sí	Sí
Marzo	Sí	No	No	Sí	Sí
Abril	No	Sí	Sí	Sí	Sí
Mayo	No	Sí	Sí	Sí	Sí
Junio	No	Sí	Sí	Sí	Sí
Julio	No	Sí	No	Sí	Sí
Agosto	No	Sí	Sí	Sí	Sí
Septiembre	No	Sí	Sí	Sí	Sí
Octubre	No	Sí	Sí	Sí	Sí
Noviembre	Sí	No	No	Sí	Sí
Diciembre	Sí	No	No	Sí	Sí

Tabla 7.1: Significancia estadística mensual de las variables independientes del MSD (Elaboración Propia).

## 7.2 Formato de Resultados

Los resultados, caso a caso, y mes a mes, obtenidos para el MSD, en función de la metodología propuesta en el Capítulo 5, pueden observarse en las planillas Excel en Anexos digitales.

El formato, en general, con que se presentan es como el del ejemplo de la Tabla 7.2 para Enero de 2013. En ella se puede observar el valor del coeficiente  $R^2$ , y el  $R^2$  ajustado, además del valor de la intersección, el coeficiente del IVCS, el coeficiente para los CDD (en este caso, pues en otros se incluyen además los HDD y horas de luz solar), en su valor más probable, así como su límite inferior y máximo, los estadísticos t de cada coeficiente con su correspondiente p-valor (probabilidad), así como los coeficientes traducidos en porcentajes de la demanda media mensual.

	CDD 18	CDD 20	CDD 22
PERIODO: 2013	ENE1_2013	ENE2_2013	ENE3_2013
$R^2$	0.919	0.885	0.770
$R^2$ ajustado	0.910	0.872	0.745
Intersección	263.4	387.2	343.9
Coef. CDD	15.7	18.3	24.9
Coef. Día Semana	1106.0	1004.9	1064.2
Coef. CDD Lim. Inf.	12.6	13.8	15.1
Coef. CDD Lim. Sup.	18.8	22.8	34.7
Estadístico t Intersección	1.7797	2.1527	1.3521
Prob. Intersección	0.0920	0.0452	0.1931
Estadístico t CDD	10.6742	8.6320	5.3239
Prob. CDD	3.24245E-09	8.16287E-08	4.63091E-05
Estadístico t Día Semana	7.3416	5.4968	4.1256
Prob. Día Semana	8.14285E-07	3.20903E-05	0.000635053
Coef. CDD (%)	1.123	1.306	1.774
Coef. CDD Lim. Inf. (%)	0.902	0.988	1.074
Coef. CDD Lim. Sup. (%)	1.345	1.624	2.474
CDD Promedio Diario	3.109	1.359	0.386
Días con CDD > 0	21	16	5

Tabla 7.2: Ejemplo de Resumen de Resultados del MSD para el mes de Enero 2013 (Elaboración Propia).

Además, en los Anexos digitales es posible encontrar las tablas donde se calculan los coeficientes finales ponderados de acuerdo a los criterios también señalados en la metodología del Capítulo 5: criterio del  $R^2$  ajustado como factor de ponderación, revisión del estadístico t, revisión del límite mínimo de  $R^2$  ajustado, revisión de gráficos de residuos para descartar heteroscedasticidad y detección de estadísticos de Durbin-Watson con límite inferior a 1 (autocorrelación).

La detección de la heteroscedasticidad se hizo por vía de inspección visual de los gráficos de residuos en función de cada una de las variables independientes, tal como se muestran en la Figura 7.1 y en la Figura 7.2, donde es posible observar que los residuos o errores, ya sea en función de los HDD, o en función de las horas de luz solar no muestran una tendencia creciente o decreciente por lo que se asegura, bajo este criterio, en este y en todos los otros casos analizados, la homoscedasticidad de la regresión.

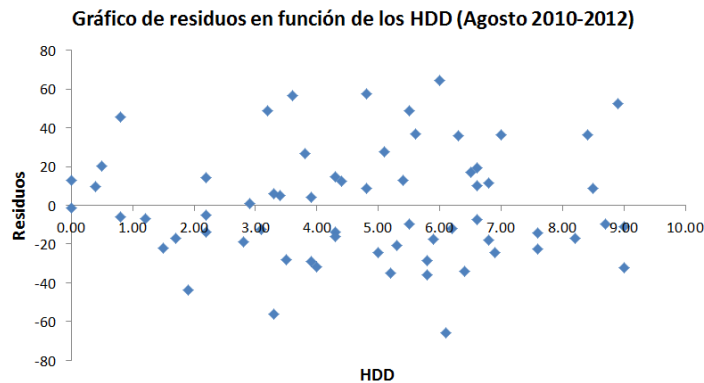


Figura 7.1. Residuos en función de los HDD para Agosto en los años 2010, 2011 y 2012 (Elaboración Propia).

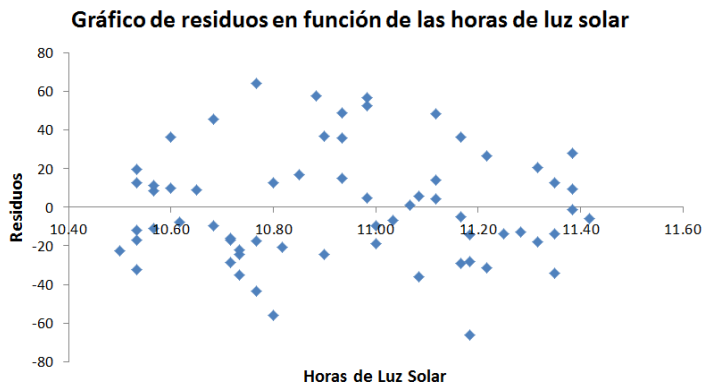


Figura 7.2. Residuos en función de las hroas de luz solar para Agosto en los años 2010, 2011 y 2012 (Elaboración Propia).

### 7.3 Temperatura Umbral de Referencia

Como ya se explicó en la metodología presentada en el Capítulo 5, para determinar las temperaturas de referencia a partir de las cuales se deben definir los CDD y HDD se realiza un proceso iterativo donde se determina cuáles de esas temperaturas entregan los mejores ajustes para el MSD (representado en un mayor  $R^2$  ajustado).

En la Tabla 7.3 se muestran los valores de coeficientes de correlación  $R^2$  ajustados en función de la temperatura de referencia para los meses cálidos (Noviembre a Marzo) para distintas temperaturas de balance o referencia.



MES / AÑO	Coeficiente	Temp. Ref: 18°C	Temp. Ref: 20°C	Temp. Ref: 22°C
ene-11	R <sup>2</sup> ajustado	0.740	0.693	0.565
ene-12	R <sup>2</sup> ajustado	0.754	0.717	0.696
ene-13	R <sup>2</sup> ajustado	0.910	0.872	0.745
feb-11	R <sup>2</sup> ajustado	0.643	0.568	0.156
feb-12	R <sup>2</sup> ajustado	0.572	0.570	0.570
mar-12	R <sup>2</sup> ajustado	0.740	0.675	N/A
mar-11	R <sup>2</sup> ajustado	0.787	0.520	N/A
nov-11	R <sup>2</sup> ajustado	0.818	0.755	N/A
nov-12	R <sup>2</sup> ajustado	0.898	0.837	N/A
dic-11	R <sup>2</sup> ajustado	0.65	0.692	0.580
dic-10	R <sup>2</sup> ajustado	0.612	0.548	0.503
	Promedio	0.739	0.677	0.545
	Desv. Estándar	0.106	0.111	0.177

Tabla 7.3: Coeficientes de correlación para RLM con distintas temperaturas de referencia (meses cálidos) (Elaboración Propia).

A partir de la Tabla 7.3 se observa que, en promedio, el coeficiente de correlación  $R^2$  ajustado es máximo para una temperatura de referencia de 18°C, y decrece a medida que ésta aumenta hacia 20°C o 22°C. Se debe destacar la utilización del coeficiente  $R^2$  ajustado y no del  $R^2$  simple, pues éste último aumenta siempre que el tamaño de la muestra aumenta, y viceversa, y en ese sentido no da cuenta exacta de cuál de las temperaturas antes analizadas representa un mejor ajuste.

La Figura 7.3 muestra el promedio y la desviación estándar del coeficiente  $R^2$  ajustado en función de cada temperatura de referencia para los CDD, observándose que el valor medio más alto y la desviación estándar más baja se obtienen para una temperatura umbral de 18°C. Además, esta tendencia se repite dentro de cada mes analizado.

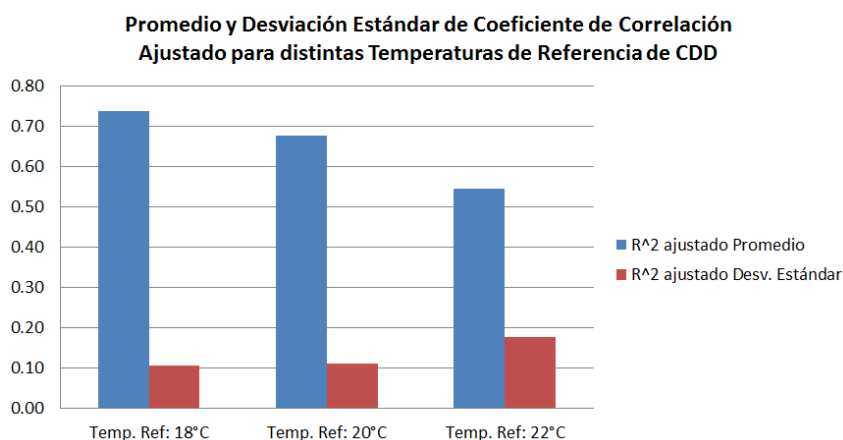


Figura 7.3. Promedio y desviación estándar del coeficiente  $R^2$  ajustado para distintas temperaturas de referencia de CDD (Elaboración Propia).

A partir de lo anterior, se puede definir que la temperatura de referencia para los CDD a usar en esta tesis será de 18°C. Debe destacarse que esta es una conclusión del análisis precedente y no un supuesto *a priori*, como se hace en gran parte de la literatura técnica revisada. En este sentido se obtiene un avance metodológico importante con este análisis respecto del grueso de la literatura precedente.

En tanto, para los meses fríos, es decir, aquellos con HDD positivos, la evolución del coeficiente  $R^2$  ajustado con la temperatura de referencia para los HDD puede verse en la Tabla 7.4. Se dejó fuera de este análisis a los meses de Septiembre y Octubre, por ser meses de transición entre la condición invernal y estival.

MES/AÑO	Coeficiente	Temp. Ref: 10°C	Temp. Ref: 12°C	Temp. Ref: 14°C	Temp. Ref: 16°C	Temp. Ref: 18°C
abr 11-13	$R^2$ ajustado	NA	NA	0.591	0.606	0.619
abr-11	$R^2$ ajustado	NA	NA	0.613	0.651	0.691
abr-13	$R^2$ ajustado	NA	NA	0.654	0.690	0.701
may-11	$R^2$ ajustado	NA	0.647	0.635	0.635	0.635
may-13	$R^2$ ajustado	NA	0.841	0.823	0.821	0.821
jun-11	$R^2$ ajustado	0.564	0.562	0.562	0.562	0.562
jun-13	$R^2$ ajustado	0.635	0.695	0.693	0.693	0.693
jul 10-12	$R^2$ ajustado	0.538	0.588	0.588	0.588	0.588
jul-10	$R^2$ ajustado	0.518	0.518	0.518	0.518	0.518
jul-12	$R^2$ ajustado	0.939	0.932	0.895	0.895	0.895
ago 10-12	$R^2$ ajustado	0.591	0.666	0.662	0.662	0.662
ago-10	$R^2$ ajustado	0.567	0.634	0.641	0.641	0.641
	Promedio	0.622	0.676	0.656	0.663	0.669
	Desv. Estándar	0.134	0.126	0.102	0.101	0.101

Tabla 7.4: Coeficientes de correlación para RLM con distintas temperaturas de referencia (mese fríos) (Elaboración Propia) (NA son meses donde los HDD son iguales a cero con esa temperatura de referencia).

La Figura 7.4 muestra el promedio y la desviación estándar del coeficiente  $R^2$  ajustado en función de la temperatura de referencia para los HDD. Se observa en ella que su valor más alto se obtiene para una temperatura de 12°C, donde toma un valor de 0.676, mientras que el segundo valor más alto se da a los 18°C, con un  $R^2$  ajustado de 0.669. En tanto, no es posible distinguir una tendencia clara en la evolución del valor medio de este coeficiente a medida que aumenta o disminuye la temperatura de referencia. Por otro lado, para la desviación estándar sí se observa una tendencia decreciente a medida que se aumenta la temperatura umbral, teniendo, entonces, su mínimo para una referencia de 18°C.

En base a la información anterior, se opta, en esta tesis, por trabajar con una temperatura de referencia para HDD también igual a 18°C, pues presenta el segundo valor medio más alto en los casos analizados y el menor valor de desviación estándar. Otra temperatura que podría haberse usado es 12°C

porque a pesar de tener una desviación estándar mayor, tiene también el mayor valor de  $R^2$  ajustado. Esta última temperatura podría relacionarse, a su vez, con el hecho conocido de que la temperatura interior de las viviendas, en invierno, se encuentra más cerca de los 12°C en Santiago, que de una temperatura en el rango normal de confort [97]. Lo anterior, sin embargo, considera a todas las viviendas, la mayoría de las cuales, como se indica en la Sección 6.7.3 no se calefacciona con energía eléctrica.

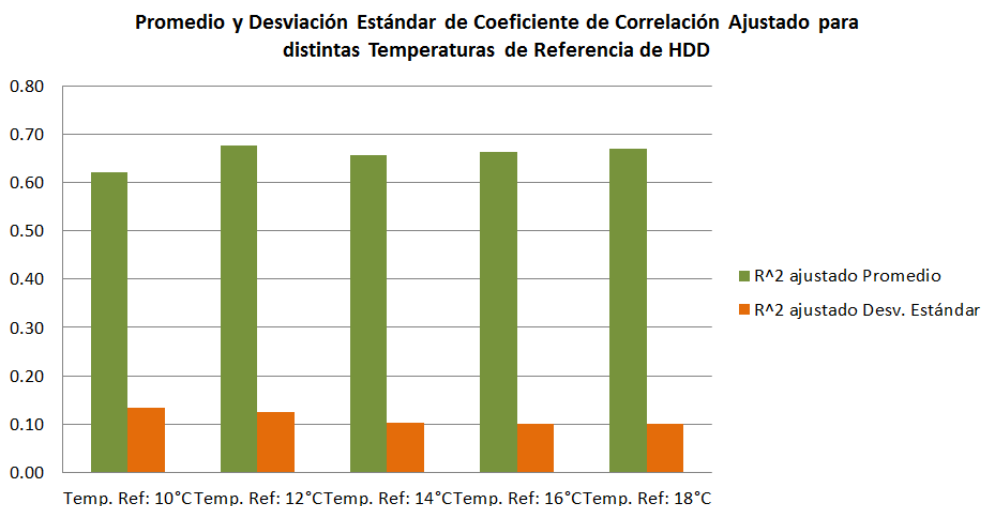


Figura 7.4. Promedio y desviación estándar del coeficiente  $R^2$  ajustado para distintas temperaturas de referencia de HDD (Elaboración Propia).

Para fines simplificadorios, optar por 18°C en vez de 12°C en este trabajo no presenta un sesgo relevante, puesto que en el grueso de los meses y casos analizados la temperatura media se encuentra siempre por debajo de ambas referencias (meses invernales).

Es importante destacar además, que a medida que se avanza desde una temperatura de referencia de 10°C (mínimo evaluado) hacia los 18°C (máximo evaluado) no se observa una baja en el  $R^2$  ajustado, como podría esperarse, si es que la demanda en dicha transición fuese teniendo una componente insensible a la temperatura cada vez mayor. De hecho, para 18°C se tiene el segundo valor más alto de  $R^2$  ajustado, sólo un 1,05% por debajo del encontrado para 12°C.

La explicación de este resultado nace básicamente de que la dependencia de la energía eléctrica con la temperatura no sólo se explica por el comportamiento de las viviendas, sino también del sector comercial y público, los cuales típicamente sí hacen un mayor uso de calefacción en invierno para llegar a una condición de confort térmico (que puede pensarse relacionada con los 18°C). Además, lo que se está analizando es la demanda sólo de energía eléctrica, por lo que dichos hogares podrían estar llegando a una temperatura interior más cercana a los 18°C que a los 12°C, y ello no significa que los hogares que usan otros combustibles también lo estén logrando.

En resumen, se utilizará, habiendo demostrado previamente su comportamiento adecuado en términos de mejor ajuste del MSD, una temperatura umbral de referencia igual a 18°C para definir los CDD y los HDD.

## **7.4 Coeficientes Actuales Mensuales de Sensibilidad Demanda – Temperatura (Preliminares)**

De acuerdo con la metodología, cuyo detalle de cálculo se puede revisar en los archivos MatLab y Excel en Anexos digitales, se obtienen, para cada mes del año, los coeficientes preliminares actuales de sensibilidad de la demanda frente a los CDD y HDD. Estos se exponen en la Tabla 7.5, en sus valores medios (más probables) y los rangos mínimo y máximo, dentro de los cuales se encuentran con un 95% de probabilidad (intervalo de confianza).

A partir de la Tabla 7.5 se puede distinguir, por ejemplo, una mayor dependencia a los HDD en los meses invernales, Junio a Septiembre, y una mayor dependencia a los CDD en los meses de verano, Marzo y Enero (Febrero tendría menor coeficiente por efecto de las vacaciones). En tanto, no se piensa que la magnitud de sensibilidad encontrada para Noviembre sea representativa de dicho mes, pues el tamaño de la muestra de datos con temperatura por encima de 20°C con los que se determinó su alta sensibilidad es muy reducido. Así, para Santiago, en la actualidad, los meses con temperaturas más extremas (altas y bajas) son también los más sensibles, en cuanto a su demanda eléctrica, frente a tales temperaturas.

Para el mes de Abril sólo se obtiene coeficiente para los HDD, sin embargo, hacia el futuro (periodo 2091-2100), bajo los escenarios A2 y B2 también deberá ser sensible a la presencia de CDD positivos. Lo mismo ocurre para Octubre.

Por su parte, los datos de Noviembre sólo entregan una dependencia con respecto a los CDD, sin embargo, bajo las condiciones climáticas actuales, Noviembre también tiene HDD positivos a los que debiese responder.

La necesidad de determinar coeficientes para estos meses de transición, así como evitar un posible exceso de variabilidad en los coeficientes de distintos meses, producto de los años en particular que se están revisando, hace que se decida agrupar meses de acuerdo a criterios climáticos para obtener coeficientes promedio dentro de cada uno de estos grupos de meses.

<b>Coefficientes</b>	(0°C, 10°C)	( 10°C, 12°C)	( 12°C, 14°C)	( 14°C, 16°C)	( 16°C, 18°C)	( 18°C, 20°C)	( 20°C, 22°C)	( 22°C, 30°C)
<b>ENE COEF MED</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>1.09</b>	<b>1.23</b>	<b>1.71</b>
ENE COEF MIN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.79	0.93	1.08
ENE COEF MAX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.40	1.54	2.35
<b>FEB COEF MED</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.93</b>	<b>1.23</b>	<b>1.02</b>
FEB COEF MIN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.52	0.59	0.07
FEB COEF MAX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.33	1.86	1.96
<b>MAR COEF MED</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>1.04</b>	<b>1.26</b>	<b>1.26</b>
MAR COEF MIN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.66	0.64	0.64
MAR COEF MAX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.41	1.89	1.89
<b>ABR COEF MED</b>	<b>0.98</b>	<b>0.98</b>	<b>0.98</b>	<b>0.41</b>	<b>0.35</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
ABR COEF MIN	0.34	0.34	0.34	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
ABR COEF MAX	1.63	1.63	1.63	0.82	0.71	0.00	0.00	0.00
<b>MAY COEF MED</b>	<b>0.56</b>	<b>0.56</b>	<b>0.39</b>	<b>0.37</b>	<b>0.37</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
MAY COEF MIN	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MAY COEF MAX	1.07	1.07	0.80	0.78	0.78	0.00	0.00	0.00
<b>JUN COEF MED</b>	<b>1.24</b>	<b>1.15</b>	<b>1.15</b>	<b>1.15</b>	<b>1.15</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
JUN COEF MIN	0.29	0.26	0.26	0.26	0.26	0.00	0.00	0.00
JUN COEF MAX	2.19	2.05	2.05	2.05	2.05	0.00	0.00	0.00
<b>JUL COEF MED</b>	<b>1.88</b>	<b>1.49</b>	<b>1.32</b>	<b>1.32</b>	<b>1.32</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
JUL COEF MIN	1.58	1.24	1.07	1.07	1.07	0.00	0.00	0.00
JUL COEF MAX	2.17	1.73	1.58	1.58	1.58	0.00	0.00	0.00
<b>AGO COEF MED</b>	<b>1.59</b>	<b>1.25</b>	<b>1.14</b>	<b>1.13</b>	<b>1.13</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
AGO COEF MIN	1.06	0.89	0.75	0.74	0.74	0.00	0.00	0.00
AGO COEF MAX	2.13	1.62	1.53	1.52	1.52	0.00	0.00	0.00
<b>SEP COEF MED</b>	<b>1.45</b>	<b>1.45</b>	<b>0.73</b>	<b>0.57</b>	<b>0.48</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
SEP COEF MIN	0.77	0.77	0.31	0.19	0.10	0.00	0.00	0.00
SEP COEF MAX	2.13	2.13	1.14	0.95	0.86	0.00	0.00	0.00
<b>OCT COEF MED</b>	<b>0.79</b>	<b>0.79</b>	<b>0.79</b>	<b>0.55</b>	<b>0.48</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
OCT COEF MIN	0.03	0.03	0.03	0.03	0.09	0.00	0.00	0.00
OCT COEF MAX	1.55	1.55	1.55	1.06	0.86	0.00	0.00	0.00
<b>NOV COEF MED</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>1.02</b>	<b>2.27</b>	<b>2.27</b>
NOV COEF MIN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.74	1.41	1.41
NOV COEF MAX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.30	3.13	3.13
<b>DIC COEF MED</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.63</b>	<b>1.00</b>	<b>1.81</b>
DIC COEF MIN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.29	0.00
DIC COEF MAX	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.05	1.71	3.87

Tabla 7.5: Coeficientes mensuales actuales preliminares del MSD para CDD y HDD (Elaboración Propia).

## **7.5 Coeficientes Actuales Estacionales de Sensibilidad Demanda – Temperatura (Definitivos)**

El criterio para agrupar los meses según sus características climáticas fue ligeramente distinto al usado regularmente en la literatura, que es considerarlos agrupados por estación del año: verano (Diciembre a Febrero), otoño (Marzo a Mayo), invierno (Junio a Agosto), y primavera (Septiembre a Noviembre).

En este caso lo que se consideró fue que los meses de Diciembre a Marzo tienen todos CDD positivos (y con coeficientes estadísticamente significativos), no tienen HDD, y además se pueden considerar, total o parcialmente, dentro de la estación de verano. Para estos meses se procedió a tomar el promedio simple de sus coeficientes de sensibilidad frente a los CDD como válido para todo el grupo.

En cambio, para Abril, por efecto del CC, se debió construir un coeficiente para HDD y otro para CDD. El de HDD se obtuvo del promedio entre los coeficientes de Abril y Mayo (otoño en Santiago), mientras que el de CDD, por no tenerse datos para Abril, se utilizó como el más bajo de los coeficientes del verano, en cada rango de temperaturas, tratando así de representar la menor sensibilidad ante temperaturas altas de un mes menos cálido como Abril con respecto a los meses de verano. Para Mayo se utilizó el mismo coeficiente de HDD promedio que Abril, sin considerarse coeficientes para CDD.

Ahora bien, para los meses de Junio a Agosto, que son los más fríos, y donde los HDD son positivos y estadísticamente significativos desde el punto de vista de sus coeficientes, se consideró, como coeficiente de sensibilidad final frente a los HDD el promedio simple entre sus coeficientes mensuales.

Para Septiembre, Octubre y Noviembre, por otra parte, se usó como coeficiente de HDD el promedio simple entre los coeficientes de los tres meses, pero en Septiembre no se utilizó coeficiente para CDD, mientras para Octubre y Noviembre sí, en ese caso obtenido como el promedio simple de sus coeficientes correspondientes.

Todos los meses quedan así con coeficientes para los CDD o HDD, según si estos se presentan o no en el clima actual y futuro, con valores distintos de cero dentro del mes. En la Tabla 7.6 se presentan los coeficientes definitivos para la sensibilidad actual de la demanda frente a la temperatura, para los meses agrupados según sus condiciones climáticas.

GRUPO MES	Coef/Rango	(0°C, 10°C)	(10°C, 12°C)	(12°C, 14°C)	(14°C, 16°C)	(16°C, 18°C)	(18°C, 20°C)	(20°C, 22°C)	(22°C, 30°C)
DIC, ENE FEB, MAR	<b>Coef Med</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.92</b>	<b>1.18</b>	<b>1.45</b>
	Coef Mín	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.55	0.61	0.45
	Coef Máx	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.30	1.75	2.52
ABR	<b>Coef Med</b>	<b>0.77</b>	<b>0.77</b>	<b>0.69</b>	<b>0.39</b>	<b>0.36</b>	<b>0.63</b>	<b>1.00</b>	<b>1.02</b>
	Coef Mín	0.19	0.19	0.17	0.00	0.00	0.21	0.29	0.00
	Coef Máx	1.35	1.35	1.22	0.80	0.75	1.05	1.54	1.89
MAY	<b>Coef Med</b>	<b>0.77</b>	<b>0.77</b>	<b>0.69</b>	<b>0.39</b>	<b>0.36</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
	Coef Mín	0.19	0.19	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Coef Máx	1.35	1.35	1.22	0.80	0.75	0.00	0.00	0.00
JUN, JUL AGO	<b>Coef Med</b>	<b>1.57</b>	<b>1.30</b>	<b>1.21</b>	<b>1.20</b>	<b>1.20</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
	Coef Mín	0.98	0.80	0.69	0.69	0.69	0.00	0.00	0.00
	Coef Máx	2.16	1.80	1.72	1.72	1.72	0.00	0.00	0.00
SEP	<b>Coef Med</b>	<b>0.75</b>	<b>0.75</b>	<b>0.50</b>	<b>0.37</b>	<b>0.32</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
	Coef Mín	0.27	0.27	0.11	0.07	0.06	0.00	0.00	0.00
	Coef Máx	1.23	1.23	0.90	0.67	0.57	0.00	0.00	0.00
OCT, NOV	<b>Coef Med</b>	<b>0.75</b>	<b>0.75</b>	<b>0.50</b>	<b>0.37</b>	<b>0.32</b>	<b>0.51</b>	<b>1.14</b>	<b>1.14</b>
	Coef Mín	0.27	0.27	0.11	0.07	0.06	0.37	0.71	0.71
	Coef Máx	1.23	1.23	0.90	0.67	0.57	0.65	1.57	1.57

Tabla 7.6: Coeficientes estacionales definitivos del MSD para CDD y HDD (Elaboración Propia).

Así, los coeficientes por grupos de meses se muestran en las Figuras 7.5, 7.6 y 7.7. Al mirarlas en conjunto se distingue que la mayor sensibilidad de la demanda frente a temperaturas bajas está en los meses de invierno (Junio a Agosto), y varía entre 1,2% para temperaturas entre 12°C y 18°C hasta 1,6% para temperaturas inferiores a 10°C. Los meses de Mayo y Abril, en tanto, tienen sensibilidades frente a los HDD menores, de entre menos de 0,4% para el rango 14°C a 18°C hasta menos de 0,8% para temperaturas inferiores a 12°C, es decir, menos de la mitad de la sensibilidad entre Junio y Agosto. Por su parte, los meses de Octubre y Noviembre tienen sensibilidades parecidas a los de Abril y Mayo, aunque todavía levemente más bajas.

Con respecto a la sensibilidad a los CDD, la más alta está en los meses de verano (Diciembre a Marzo), y pasa de menos de 1% para temperaturas cercanas a 18°C a más de un 1,4% para las que son superiores a 22°C. En tanto, Abril, Octubre y Noviembre tienen sensibilidades menores, pasando de un 0,5-0,6% para temperaturas contiguas a 18°C a un 1,0% a 1,2% para aquellas por encima de los 20°C.

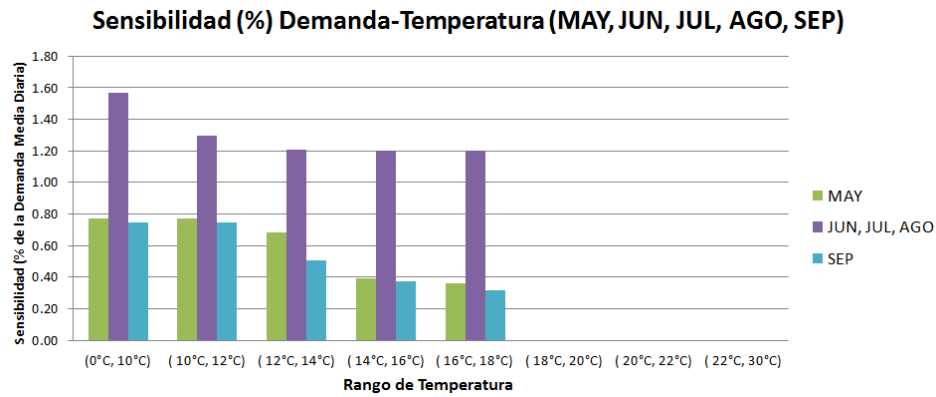


Figura 7.5. Coeficientes de sensibilidad actual demanda-temperatura de Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre (Elaboración Propia).

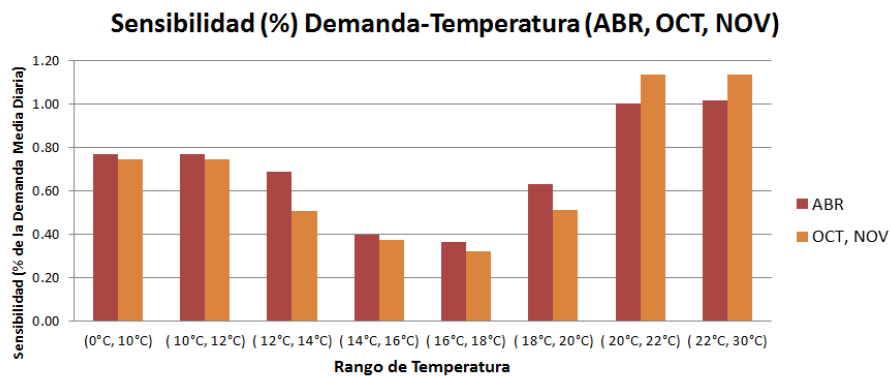


Figura 7.6. Coeficientes de sensibilidad actual demanda-temperatura de Abril, Octubre y Noviembre (Elaboración Propia).

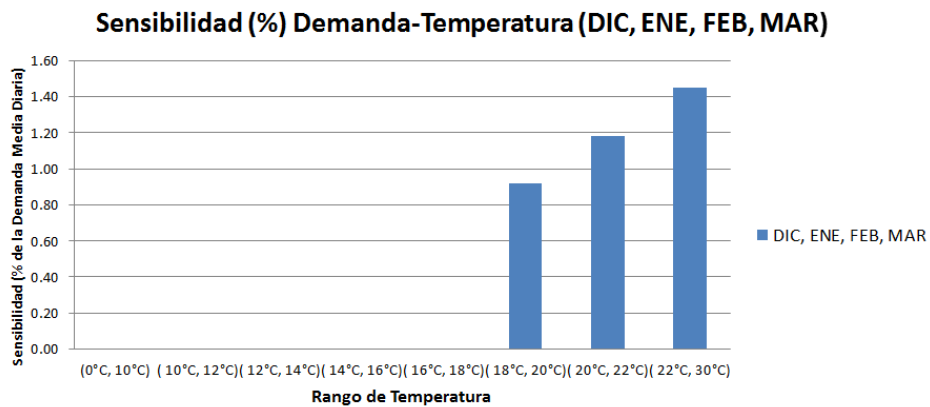


Figura 7.7. Coeficientes de sensibilidad actual demanda-temperatura de Diciembre, Enero, Febrero y Marzo (Elaboración Propia).

Debe mencionarse que estos coeficientes son válidos para las condiciones actuales de la demanda eléctrica en Santiago y, en consecuencia, no son representativos de lo que ocurrirá con la sensibilidad hacia fines del Siglo XXI, donde existen opciones de cambios estructurales y tendencias



propios del desarrollo económico y medidas adaptativas particulares para enfrentar el CC que deben ser consideradas.

## 7.5.1 Determinación de la Curva de Sensibilidad Actual Demanda-Temperatura

Es importante señalar que, a pesar de haber seleccionado una temperatura de referencia, para caracterizar la respuesta de la demanda eléctrica frente a los cambios térmicos, no se utilizan sólo los coeficientes determinados en base a esa temperatura umbral, sino que se utilizan todos los coeficientes obtenidos a partir de distintas temperaturas de referencia (y que cumplan con los criterios de selección mencionados en el Capítulo 5).

Así, al obtener distintos coeficientes de sensibilidad para distintas temperaturas umbrales, se propone construir funciones de respuesta de la demanda-temperatura usando toda la información disponible, y para ello se construyen curvas lineales por partes, donde en cada rango de los mostrados en la Tabla 7.6, la pendiente de la curva corresponde al coeficiente especificado. Las curvas así obtenidas para cada grupo de meses tienen pendientes variables, y en general, crecientes a medida que se alejan de los 18°C.

Estas curvas se muestran en la Figura 7.12 y suponen una importante mejora e innovación del presente trabajo de tesis con respecto a la literatura precedente, pues se asemejan mucho mejor a la relación no lineal demanda-temperatura que suponer una única pendiente a partir de la temperatura de referencia.

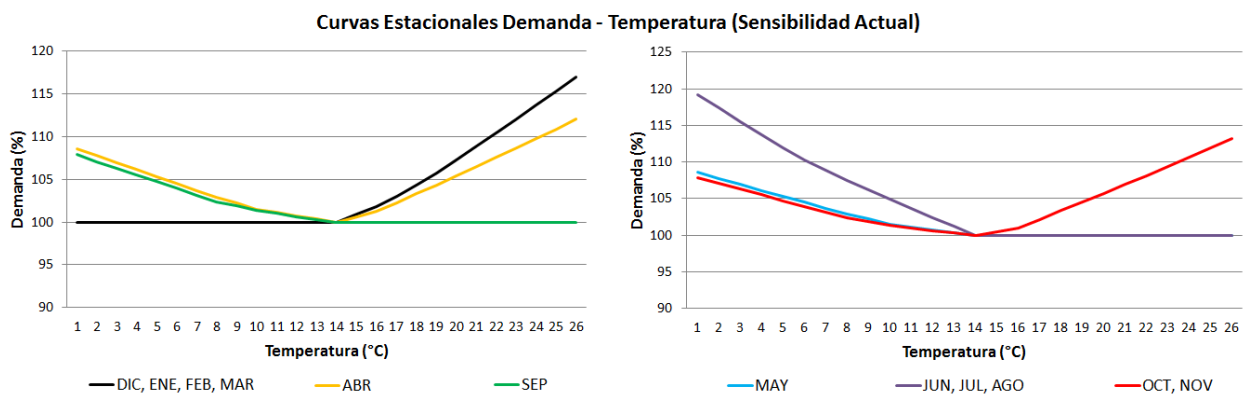


Figura 7.8. Curvas Estacionales de Respuesta Demanda-Temperatura con la Sensibilidad Actual (Elaboración propia).

## 7.6 Impacto del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica con Sensibilidad del Periodo Histórico

### 7.6.1 Consideraciones Previas

Antes de evaluar el efecto que tendría el CC sobre la demanda eléctrica, debe mencionarse que en esta y las siguientes evaluaciones, se utiliza, simplemente para fines comparativos, una demanda media diaria de 1370,3 MW, que corresponde a un consumo diario de energía eléctrica de 32.887 MWh, determinado de los datos de RED-CDEC para todos los días hábiles en el periodo Enero 2011 – Diciembre 2012.

A partir de esta demanda media, y considerando el índice de variación mensual mostrado en la Sección 6.2.2, se construye la curva de demanda media diaria (MW) para cada mes, la cual no supone efecto alguno del clima sobre ella.

Luego, sobre esta demanda media insensible al clima, se agregan los cambios porcentuales que implica la superposición del clima actual, considerando la sensibilidad actual demanda-temperatura (es decir, todavía en ausencia de CC ni cambios estructurales), y en base a ello se genera la que será la línea de base de comparación en esta parte del análisis de resultados. Ambas curvas, la demanda media sin considerar el clima, y la demanda media considerando el efecto del clima actual, se muestran en la Figura 7.9, donde esta última además fue calculada considerando los coeficientes promedio, mínimo y máximo determinados para cada mes.

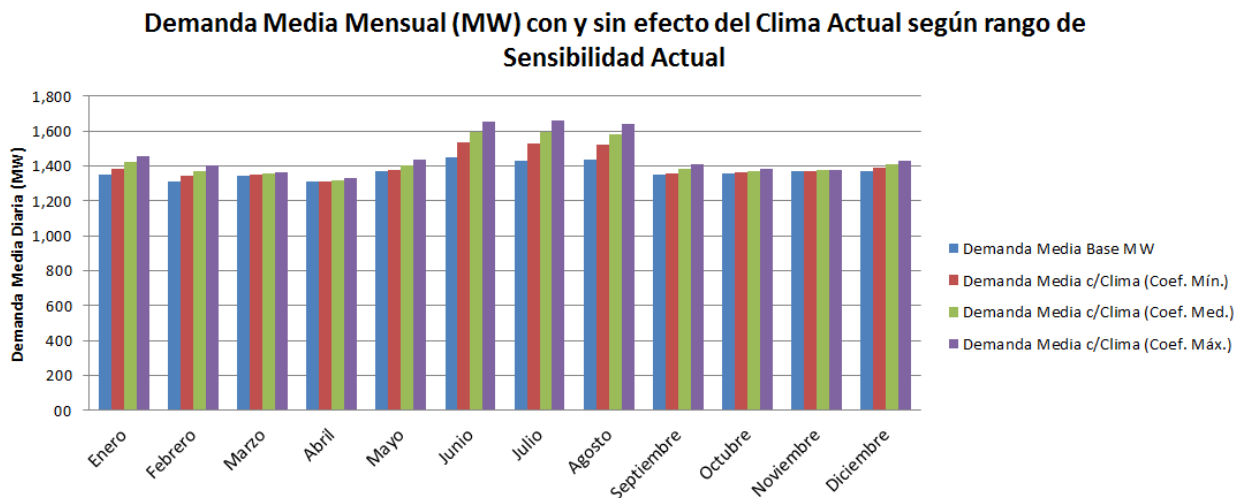


Figura 7.9. Demanda media base y demanda media considerando los efectos del clima actual para el periodo histórico (Línea de Base de Demanda Actual) (Elaboración Propia).

El efecto del clima actual sobre la demanda media es siempre de aumento, sea por efecto de los HDD o de los CDD, pues ambas variables implican un incremento en el consumo por mayores requerimientos térmicos. De hecho, hay meses como Noviembre o Abril donde según el clima actual, la demanda aumentará por ambos motivos.

La variación porcentual que implica esta superposición se muestra en la Tabla 7.7.

Mes	Aumento Porcentual con respecto a Demanda Base		
	Demanda c/Clima (Coef. Mín.)	Demanda c/Clima (Coef. Med.)	Demanda c/Clima (Coef. Máx.)
Enero	2.62	5.19	7.80
Febrero	2.49	4.76	7.06
Marzo	0.61	1.03	1.45
Abril	0.00	0.71	1.46
Mayo	0.25	2.48	4.81
Junio	5.73	9.81	13.89
Julio	6.66	11.32	15.97
Agosto	5.83	9.98	14.13
Septiembre	0.50	2.37	4.25
Octubre	0.20	1.01	1.81
Noviembre	0.30	0.45	0.61
Diciembre	1.78	3.16	4.54

Tabla 7.7: Aumento porcentual de la demanda al considerar efectos del clima actual (Elaboración Propia).

Evidentemente los cambios porcentuales son mayores al considerar los coeficientes máximos, y disminuyen cuando se consideran los mínimos.

En cualquier caso, considerando los coeficientes medios, que son los más probables, el mayor efecto del clima sobre la demanda se produce en los meses invernales, llegando a un 11,32% de la demanda media en Julio, y a más de un 9,8% en los meses de Agosto y Junio. Si a ello se suma que en estos meses se produce la demanda máxima dentro del año, sería posible esperar una reducción en la demanda eléctrica total, debido a los aumentos de temperatura invernales que implicará el CC. Sin embargo, los meses de verano también tienen aumentos importantes en la demanda media por efecto del clima actual (destacando Enero con más de un 5% de incremento). En este sentido, y tal como se ha explicitado en la Sección 3.4.3, no es posible establecer conclusiones a priori de los efectos netos del CC sobre la demanda eléctrica.

Finalmente, debe mencionarse que el periodo analizado para el clima futuro es la década 2091-2100 por presentar las mayores diferencias con respecto al clima actual.

## 7.6.2 Impacto del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica con Sensibilidad Actual

En esta sección se muestran los efectos del CC, bajo los escenarios A2 y B2, como si éste se hiciera presente sobre Santiago hoy, es decir, enfrentando las sensibilidades actuales demanda-temperatura, calculadas según los datos históricos en la Sección 7.5.

Para aislar el efecto del CC de aquél del clima actual, se usó como línea de base de comparación la demanda media que ya incluye los efectos de este último (ver Sección 7.6.1). Además se comparan los casos con los coeficientes medios y máximos según corresponda, es decir, se compara escenario más probable futuro con escenario más probable actual, peor escenario futuro con peor escenario actual, etc.

En la Tabla E.1, E.2 y E.3, del Anexo E, se muestra el detalle de los resultados para los escenarios de sensibilidad media (escenario más probable), máxima (peor escenario) y mínima (mejor escenario), respectivamente.

La síntesis de resultados para los escenarios de sensibilidad media bajo una condición de calentamiento severo (escenario A2) y moderado (escenario B2) se muestran en la Figura 7.10. En ella se observa que el escenario A2, generará mayores incrementos en la demanda de verano que el escenario B2, debido a sus mayores temperaturas esperadas, en tanto, en los meses de invierno generará mayores disminuciones en la demanda por la misma causa.

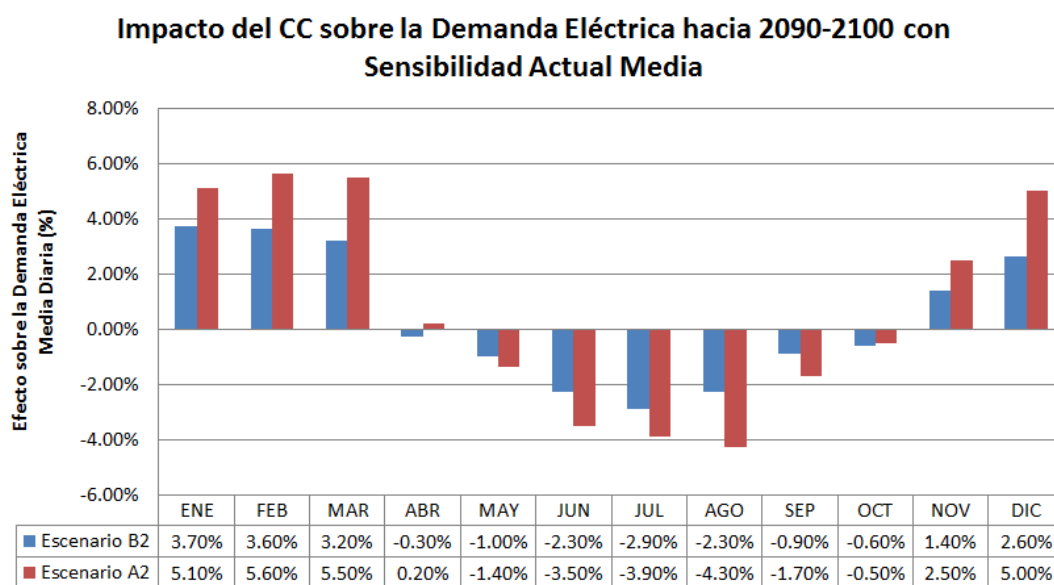


Figura 7.10. Impacto porcentual del CC sobre la demanda eléctrica hacia 2090-2100 considerando la sensibilidad actual media demanda-temperatura (Escenario Más Probable) (Elaboración Propia).

Se ve, entonces, que el aumento de demanda estival llega, en el escenario B2, a un máximo de 3,7% por encima de la demanda media actual en Enero, un 3,6% en Febrero y un 3,2% en Marzo. Mientras que las mayores disminuciones de demanda ocurren en Julio, con un 2,9% por debajo de la demanda media actual, y, Julio y Agosto, ambos con un 2,3% de disminución. El efecto neto del CC, acumulado a lo largo del año, bajo el escenario B2 más probable es de sólo un 0,3%.

Por otro lado, para el escenario A2 se observa que el impacto máximo ocurriría en Febrero, con un 5,6% de aumento en la demanda media, seguido de Marzo con un 5,5% y Enero con un 5,1%. En tanto, las mayores disminuciones de demanda invernal ocurren en Agosto, con un 4,3%, y Julio, con un 3,9% por debajo de la demanda media actual de dicho mes. El efecto neto del CC acumulado en todo el año, por su parte, es de un 0,6%.

Luego, a pesar de que el escenario A2 implicará mayores incrementos estivales de demanda, pero también mayores disminuciones invernales en ésta, con respecto al escenario B2, el efecto que dominará será el primero, lo que implica que, como efecto neto anual, existirá un mayor aumento en la demanda media anual.

A partir de lo anterior se puede concluir también que los bajos cambios netos anuales no significan que el CC sería un factor irrelevante si se superpusiera sobre la demanda con su sensibilidad actual, pues como se ve en el detalle, las variaciones mensuales de la demanda sí son importantes. Estas variaciones implicarían, además, mayores requerimientos de capacidad instalada en generación, transmisión y distribución en verano, la cual a su vez, por las menores demandas invernales, sería cada vez menos utilizada durante el resto del año.

Bajo los escenarios A2 y B2, los meses de Abril y Octubre tendrán el menor impacto, al ser meses donde la temperatura no se alejará en demasía de los actuales rangos de confort, sin embargo también Abril destaca como el único mes que pasaría de tener requerimientos de calefacción (HDD positivos), a tener necesidades de AA (CDD positivos). Por otro lado, se ve que las mayores divergencias entre ambos escenarios, A2 y B2, se dan en los meses de verano y en el mes de Agosto.

En tanto, al comparar meses como Enero y Febrero, o Julio y Agosto, las mayores o menores modificaciones relativas en la demanda dependen, sólo del mayor o menor aumento futuro de temperatura en cada mes, puesto que ellos tienen coeficientes de sensibilidad idénticos. En tanto, al comparar con otros grupos de meses, entran a jugar tanto los distintos aumentos relativos de temperatura como la diferencia entre sus sensibilidades.

Por otra parte la Figura 7.11 muestra los efectos, bajo los escenarios B2 y A2, para el peor caso de sensibilidad de demanda (coeficiente de sensibilidad mensual máximo dentro del rango del 95% de confianza). En él, la demanda mensual en verano aumentará en más de un 6% para los meses de Enero y Febrero en el escenario B2, con aumentos entre Noviembre y Marzo, y lo hará en hasta un 9,5% para Febrero en el escenario A2, superando además, bajo este escenario, el 8% en tres meses del año (Diciembre, Enero y Marzo). Esta variación positiva, en el escenario A2 se extenderá entre Diciembre y Abril. En tanto, en los meses de invierno se producirá una disminución del 3,9% en la demanda media en Julio, y de 3,1% en Junio y Agosto, bajo el escenario B2, y de más de un 5% para los meses de Julio y Agosto bajo el escenario A2.

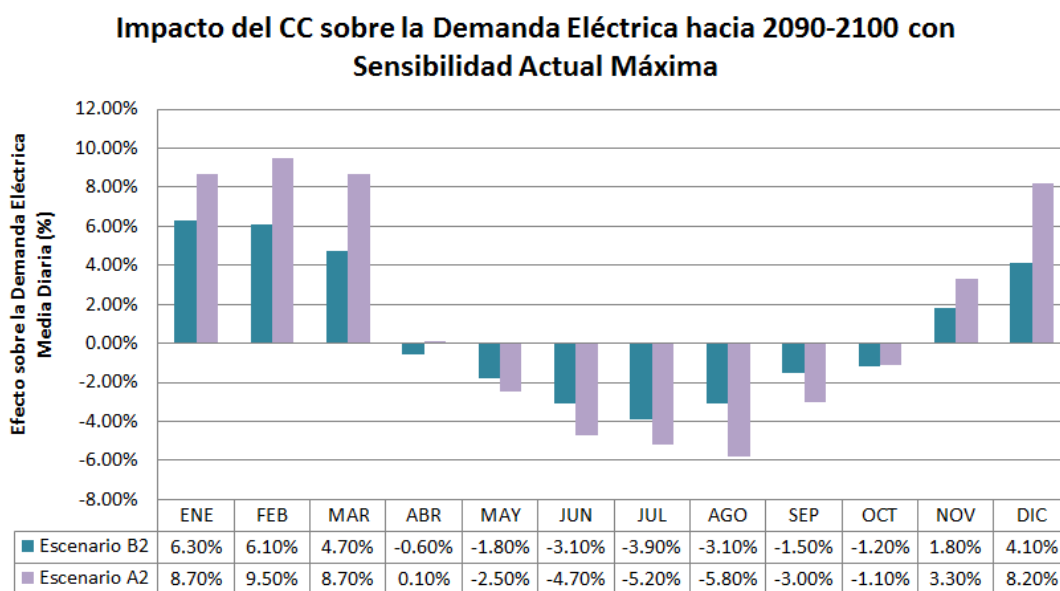


Figura 7.11. Impacto porcentual del CC sobre la demanda eléctrica hacia 2090-2100 considerando la sensibilidad actual máxima demanda-temperatura (Peor Escenario) (Elaboración Propia).

Con respecto al efecto neto anual del CC, el escenario B2 provocará un aumento del 0,5% en la demanda media diaria, mientras que el A2 superará el 1,1% de incremento en esta misma demanda.

En el peor escenario entonces, como su nombre lo indica, se producirán mayores efectos netos del CC que en el escenario con sensibilidad media (escenario más probable), provocando también un efecto neto más grande que se traducirá, en términos prácticos, en mayor demanda estival y menor demanda invernal, acrecentando la problemática de requerimientos de sobrecapacidad instalada comentada anteriormente. Así, bajo el peor escenario se sentirá cada vez más el impacto negativo de mayor demanda en los meses cálidos, en desmedro de los eventuales potenciales beneficios que pudiesen reportar los meses fríos por disminuciones en su consumo eléctrico.

## **7.7 Impacto del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica con Ajustes Estructurales a la Sensibilidad**

En las siguientes secciones se muestran los principales cambios estructurales que se consideran en la presente tesis, en la modificación futura de los coeficientes de sensibilidad demanda-temperatura.

Es importante tener en cuenta que todas las subsecciones siguientes consideran el impacto agregado del CC junto a los cambios estructurales que justifican el ajuste a los coeficientes. La estimación del impacto aislado del CC sobre la demanda eléctrica se presenta en la Sección 7.8.

### **7.7.1 Ajuste de Saturación del Mercado de Aire Acondicionado**

El primer ajuste que se realiza dice relación con el aumento en la saturación del mercado de AA para Santiago hacia fines del Siglo XXI, debido a la mayor disponibilidad de ingresos, producto del crecimiento económico, para poder adquirir estos equipos y llevar las temperaturas interiores a valores más cercanos al confort. Este ajuste usa un factor que se calcula a partir de lo descrito en la Sección 3.11.4.

Según esta metodología se calcula la disponibilidad de adquisición de equipos de AA hacia el periodo 2090-2100, además de la saturación máxima disponible según el clima para ese horizonte temporal, y se compara con la disponibilidad y saturación máxima para el periodo histórico reciente. La razón entre el valor futuro y presente se considera como factor proporcional mediante el cual se ajustan todos los coeficientes de sensibilidad a los CDD determinados previamente como representativos del periodo actual.

A partir de las proyecciones de crecimiento económico y demográfico se estima que para la década de 2090-2100, la población en Santiago será de unos 8.990.000 habitantes en el escenario A2, y de unos 7.293.000 habitantes en el escenario B2. Además el PIB per cápita será de unos US\$ 52.132 (US\$ de 2008), como promedio para la década, en el escenario A2, y de US\$ 50.492 (US\$ de 2008) en el escenario B2.

De acuerdo a las relaciones determinadas en la Sección 6.4.4 se obtiene que las ocupaciones por vivienda hacia fines del Siglo XXI son de 2,689 hab/vivienda para el escenario A2, y de 2,702 hab/vivienda para el escenario B2. El escenario B2 tiene levemente mayor ocupación debido a su menor PIB per cápita. En todo caso, para fines prácticos, ambos datos son prácticamente iguales.

En base a lo anterior, se determinan los ingresos mensuales por hogar hacia el periodo 2090-2100, los cuales resultan ser de US\$ 11.676 (US\$ de 2008) para el escenario A2, y de US\$ 11.367 (US\$ de 2008) para el escenario B2. Así, finalmente, la disponibilidad de adquisición de equipos de AA que se obtiene hacia el periodo 2090-2100, para los escenarios A2 y B2 sería de:

$$A_{V_{A2}}^{2100} = 0,9993$$

$$A_{V_{B2}}^{2100} = 0,9992$$

Es decir, el nivel de ingresos por hogar en los dos escenarios sería suficientemente alto como para no significar diferencias significativas entre ellos, y además, para dejar la disponibilidad de adquisición casi en un 100%.

De igual modo, pero considerando los valores en el periodo histórico (2010-2013) se obtiene que la disponibilidad actual para adquirir equipos de AA es de:

$$A_v^{ACTUAL} = 0,2507$$

Así, este factor pasará de cerca de un 25% actual a prácticamente disponibilidad completa para adquirir equipos de AA hacia fines del Siglo XXI, cuadruplicándose su valor.

Luego, se obtiene también el valor para la saturación máxima  $S_{máx}$  hacia fines del Siglo XXI, y para el periodo actual, de acuerdo a la definición entregada en la ecuación (10) (Sección 3.11.4) y la saturación final  $S_{final}$  calculada en la ecuación (9). Estos datos se muestran en la Tabla 7.8.

Escenario	Periodo	CDD Anuales	Smax	AV	Sfinal	Razón Escenario/Periodo Histórico
Periodo Histórico	2011-2013	423	0.57	0.2507	0.14	-
B2	2090-2100	813	0.79	0.9992	0.79	5.643
A2	2090-2100	1059	0.87	0.9993	0.87	6.214

Tabla 7.8: Determinación de la saturación del mercado de AA hacia fines del Siglo XXI en Santiago (Elaboración Propia).

Entonces, la razón mostrada en la última columna de la Tabla 7.8 es el factor que se usa para ponderar los coeficientes actuales de sensibilidad frente a los CDD, para todos los meses por igual. Este factor considera explícitamente el hecho de que, con un clima más cálido, y con mayor disponibilidad de ingresos, las personas estarán en condiciones de comprar y utilizar equipos de AA a tasas mayores que las que se tienen hoy en día. Además se supone que la demanda eléctrica crecerá proporcionalmente a este nivel de saturación.



Con ello, los nuevos coeficientes ajustados son los que se muestran en la Tabla 7.9, donde se muestran sólo los coeficientes de CDD ajustados para los meses que, bajo las condiciones de clima futuro en los escenarios A2 y B2, presentarán CDD no nulos. Es posible ver un importante incremento en la sensibilidad producto de la mayor saturación de mercado de AA futura. Así, los coeficientes de sensibilidad de los CDD en los meses cálidos crecen en una proporción de entre 5 y 6 veces, lo cual sugiere que, si ya se registró en la Sección 7.6.2 un efecto neto anual del CC de aumento sobre la demanda eléctrica, aunque acotado, con estos nuevos coeficientes se tendrán a futuro importantes incrementos en la demanda total por efecto del CC.

	Escenario B2			Escenario A2		
	Coef CDD 18	Coef CDD 20	Coef CDD 22	Coef CDD 18	Coef CDD 20	Coef CDD 22
MES	COEFICIENTES MEDIOS (% Dem. Med.)			COEFICIENTES MEDIOS (% Dem. Med.)		
Enero	5.11	6.55	8.05	5.60	7.18	8.83
Febrero	5.11	6.55	8.05	5.60	7.18	8.83
Marzo	5.11	6.55	8.05	5.60	7.18	8.83
Abril	3.49	5.55	5.64	3.83	6.08	6.19
Octubre	2.84	6.30	6.30	3.12	6.91	6.91
Noviembre	2.84	6.30	6.30	3.12	6.91	6.91
Diciembre	5.11	6.55	8.05	5.60	7.18	8.83
MES	COEFICIENTES MÁXIMOS (% Dem. Med.)			COEFICIENTES MÁXIMOS (% Dem. Med.)		
Enero	7.19	9.69	13.96	7.88	10.63	15.31
Febrero	7.19	9.69	13.96	7.88	10.63	15.31
Marzo	7.19	9.69	13.96	7.88	10.63	15.31
Abril	5.83	8.53	10.46	6.40	9.35	11.47
Octubre	3.62	8.68	8.68	3.97	9.52	9.52
Noviembre	3.62	8.68	8.68	3.97	9.52	9.52
Diciembre	7.19	9.69	13.96	7.88	10.63	15.31

Tabla 7.9: Coeficientes de sensibilidad futuros (medios y máximos) ajustados según saturación futura del mercado de AA (Elaboración Propia).

Los nuevos resultados obtenidos para los efectos del CC sobre la demanda media diaria, para el escenario más probable, son los que se muestran en la Figura 7.12. Es posible observar en ella, en concordancia con el gran incremento en los coeficientes de sensibilidad de los CDD, que los aumentos en la demanda media en los meses de verano superarán ampliamente a las disminuciones de demanda en los meses de invierno.

Así, en el escenario B2 este aumento llegará a un 43,2% de la demanda media en Enero, y de un 40,7% en Febrero, mientras que en el escenario A2, para los mismos meses, se empinará hasta un 56,3% y 57,3% respectivamente. Las disminuciones de demanda en los meses invernales, en tanto, permanecen

idénticas que las analizadas en la Sección 7.6.2. Este gran impacto porcentual en los meses de verano se explica, entonces, no sólo por las mayores temperaturas esperadas en el clima futuro en ambos escenarios, sino que, en gran parte, como consecuencia de la mayor capacidad de los consumidores para adquirir y usar sistemas de AA.

El efecto neto anual, bajo esta nueva condición, es que el CC, a lo largo de todo el año, representará un 10,9% de aumento en la demanda media en el escenario B2, y un 16,6% de aumento en el escenario A2.

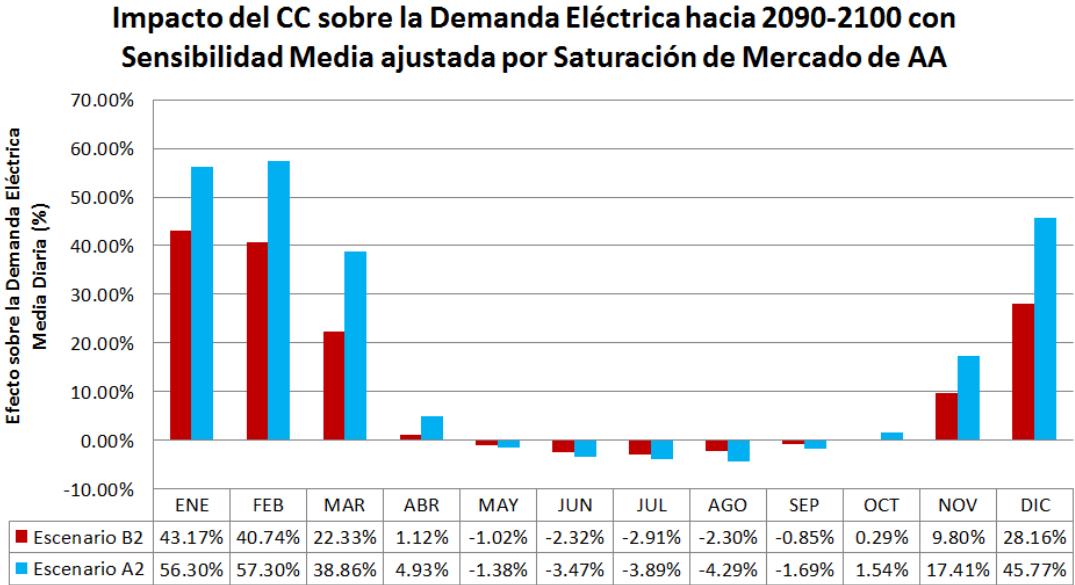


Figura 7.12. Impacto porcentual agregado del CC y la mayor saturación del mercado de AA sobre la demanda media mensual hacia 2090-2100 considerando la sensibilidad ajustada media demanda-temperatura (Escenario Más Probable) (Elaboración Propia).

El detalle de los resultados mostrados en la Figura 7.12 puede consultarse en la Tabla E.4 del Anexo E. Mientras que los detalles del impacto del CC en los casos de sensibilidad máxima y mínima se pueden consultar en las Tablas E.5 y E.6.

Para el peor caso analizado (sensibilidad máxima demanda-temperatura), la síntesis de impactos mensuales se muestra en la Figura 7.13. En ella se aprecia que los impactos son, como es esperado, todavía mayores cuando se consideran los valores máximos para las sensibilidades. Así, bajo el escenario B2 se llega a una variación máxima, para Enero, de un aumento en un 67,99% por encima del valor medio de la demanda media actual, en tanto, para el escenario A2 este factor crecería aún más, hasta llegar a un 91,56%, en Febrero, es decir, casi una duplicación en la demanda de este mes por efecto del mayor uso de AA y un clima futuro más cálido que el actual.

### Impacto del CC sobre la Demanda Eléctrica hacia 2090-2100 con Sensibilidad Máxima ajustada por Saturación de Mercado de AA

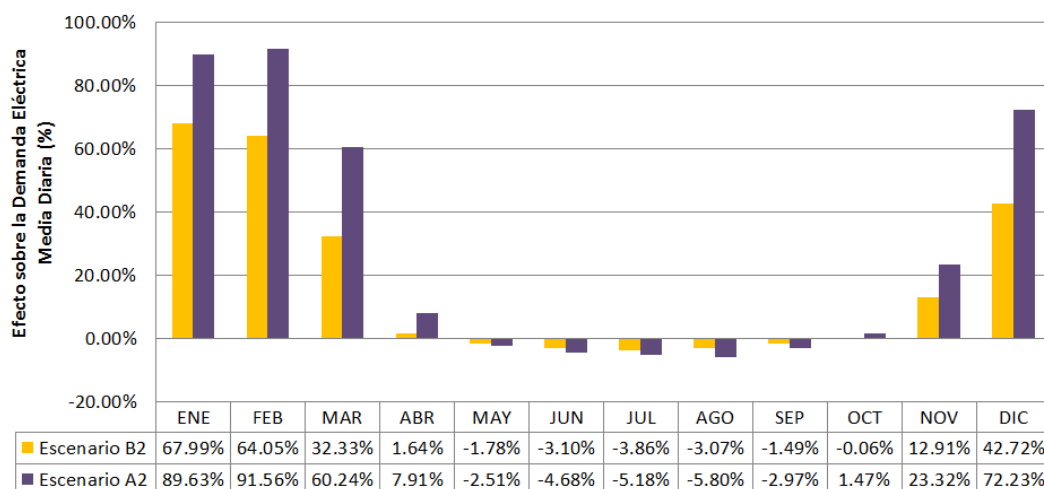


Figura 7.13. Impacto porcentual agregado del CC y la mayor saturación del mercado de AA sobre la demanda media mensual hacia 2090-2100 considerando la sensibilidad ajustada máxima demanda-temperatura (Escenario Más Probable) (Elaboración Propia).

El efecto neto anual, del CC, bajo esta condición de sensibilidad máxima, es de un 16,7% de aumento sobre la demanda media anual, para el escenario B2, y de un 26% de aumento sobre la misma demanda para el escenario A2. En otras palabras, para el escenario A2, aún considerando las menores demandas invernales por la mayor temperatura, el CC implicaría un aumento anual de más de un cuarto de la demanda media, en tanto que para los meses estivales, como ya se vio, este cambio llegaría casi a una duplicación de la demanda.

## 7.7.2 Ajuste de Eficiencia en Equipos de Aire Acondicionado

La situación presentada en la Sección 7.7.1, si bien reviste características críticas, no considera una posible medida adaptativa que debiese considerarse sobre el consumo de AA bajo el clima futuro. Esto es, la posibilidad que posee la industria manufacturadora, de la mano con políticas y estándares que la dirijan hacia ello, de mejorar la eficiencia energética de los equipos de AA.

Los escenarios que se consideran en la presente tesis son: una mejora del 20% en la eficiencia de los equipos de AA para el escenario A2, y una mejora del 70% para los mismos equipos en el escenario B2. Lo anterior en base a información sugerida en [155] como escenarios recomendados por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) [156].

Se ha supuesto que las mayores mejoras en eficiencia energética se logran bajo el escenario B2, pues éste corresponde a un mundo más preocupado por la problemática ambiental y la sustentabilidad

global, y en consecuencia, los avances tecnológicos debiesen ir dirigidos hacia lograr menores consumos de energía. En tanto el escenario A2, para el cual se ha considerado un monto mucho menor en este mejoramiento, está centrado sobre todo en el crecimiento económico.

En concordancia con ello, los coeficientes para los CDD de la sección anterior, se ajustan multiplicándolos por los siguientes factores ( $F_{effAC}^{B2}$  y  $F_{effAC}^{A2}$ ):

$$F_{effAC}^{B2} = \frac{1}{1,7} = 0,588 \qquad F_{effAC}^{A2} = \frac{1}{1,2} = 0,833$$

Así se obtiene un escenario más optimista que el de la Sección 7.7.1, donde junto con la mayor disponibilidad de los hogares para adquirir y usar equipos de AA, la industria tomará medidas adaptativas necesarias para reducir el impacto de esta alta penetración sobre el consumo eléctrico. Los coeficientes medios y máximos en esta condición se muestran en la Tabla 7.10.

	Escenario B2			Escenario A2		
	Coef CDD 18	Coef CDD 20	Coef CDD 22	Coef CDD 18	Coef CDD 20	Coef CDD 22
MES	COEFICIENTES MEDIOS			COEFICIENTES MEDIOS		
Enero	3.01	3.85	4.73	4.67	5.98	7.35
Febrero	3.01	3.85	4.73	4.67	5.98	7.35
Marzo	3.01	3.85	4.73	4.67	5.98	7.35
Abril	2.05	3.26	3.32	3.19	5.07	5.15
Octubre	1.67	3.71	3.71	2.60	5.76	5.76
Noviembre	1.67	3.71	3.71	2.60	5.76	5.76
Diciembre	3.01	3.85	4.73	4.67	5.98	7.35
MES	COEFICIENTES MÁXIMOS			COEFICIENTES MÁXIMOS		
Enero	4.23	5.70	8.21	6.57	8.86	12.76
Febrero	4.23	5.70	8.21	6.57	8.86	12.76
Marzo	4.23	5.70	8.21	6.57	8.86	12.76
Abril	3.43	5.02	6.15	5.33	7.80	9.56
Octubre	2.13	5.11	5.11	3.31	7.93	7.93
Noviembre	2.13	5.11	5.11	3.31	7.93	7.93
Diciembre	4.23	5.70	8.21	6.57	8.86	12.76

Tabla 7.10: Coeficientes de sensibilidad futuros (medios y máximos) ajustados según eficiencia de los equipos de AA (Elaboración Propia).

Entonces, existe una disminución porcentual de los coeficientes equivalente a la mejora esperada en eficiencia para los equipos de AA en el futuro (distinta para cada escenario), y esto implica una respuesta amortizada con respecto al caso anterior, aunque aún muy importante, de la demanda en los meses más cálidos ante el CC.

Estos nuevos coeficientes corresponden a los Coeficientes Futuros Definitivos de los CDD, y el nivel de sensibilidad que determinan se denomina Sensibilidad Futura Definitiva Demanda-CDD.

Los resultados obtenidos con los Coeficientes Futuros Definitivos de los CDD, se muestran en la Figura 7.14, donde se puede ver que el aumento en la demanda media por efecto del CC (y el conjunto de los cambios estructurales ya considerados, es decir, mayor eficiencia de equipos de AA, y aumento en la penetración de mercado de los mismos) para el escenario B2 se diferencia notoriamente de los obtenidos para el escenario A2, primordialmente debido a la aplicación de una mejor política de eficiencia energética en el primero que en el segundo y, en menor medida, a la menor penetración de mercado de los sistemas de AA y al menor incremento de la temperatura ambiente.

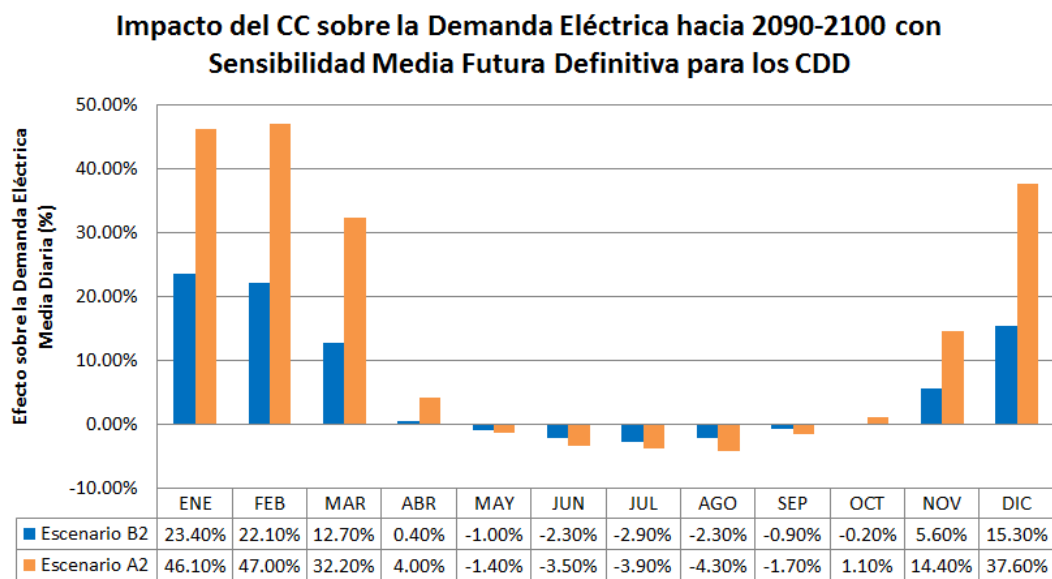


Figura 7.14. Impacto porcentual agregado del CC y ajustes estructurales de sistemas de AA sobre la demanda media mensual hacia 2090-2100 considerando la sensibilidad media futura definitiva demanda-CDD (Elaboración Propia).

Así, para el escenario B2, la máxima variación porcentual en la demanda, por efecto del CC y sus cambios estructurales asociados a las altas temperaturas (CDD), con respecto a la línea de base, ocurrirá en los meses de Enero y Febrero, con un 23,4% y 22,1%, por encima de la demanda media. En tanto, para el escenario A2, los mayores incrementos superarán ampliamente estos valores, llegando a un 47% de aumento en Febrero, un 46,1% en Enero, y un 37,6% en Diciembre. Si bien los aumentos de demanda estival serán más grandes para el escenario A2, es importante destacar que en el escenario B2, aún considerando una importante mejora en eficiencia energética para los equipos de AA (del 70%), las demandas estivales seguirán creciendo por encima del 20% con respecto a la demanda con clima actual.

Las disminuciones de demanda en los meses invernales, en tanto, permanecen idénticas que las analizadas en la Sección 7.6.2.

En la Figura 7.14 se puede ver también la gran diferencia entre los aumentos de demanda en los meses cálidos, con respecto a las menores disminuciones en los meses fríos. Considerando el efecto neto anual, se tiene, entonces, que el escenario B2 implica un aumento en la demanda media anual de un 5,6%, y el escenario A2 un incremento en un 13,4% en esta demanda.

Por otro lado, al analizar el peor caso (sensibilidad demanda-temperatura máxima) se obtienen los resultados mostrados en la Figura 7.15. En ella se puede ver nuevamente una gran diferencia entre los impactos porcentuales calculados para el escenario B2 y A2, destacando sobre todo, que aún con las mejoras del 20% en eficiencia energética en los sistemas de AA para el escenario A2, el impacto del CC sobre la demanda media en los meses más críticos llega a un 75,2% de aumento para Febrero, y un 73,5% de incremento en la demanda media futura para Enero con respecto a la actual. En tanto para el escenario B2 este aumento también se hace presente en los meses cálidos, llegando al 37% de incremento en Enero, y a un 35% en Febrero.

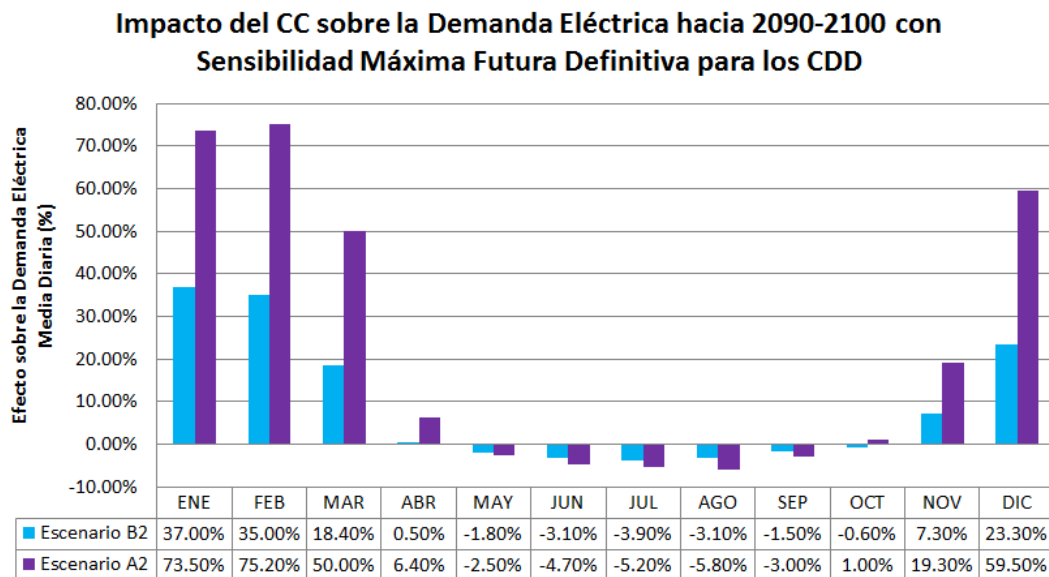


Figura 7.15. Impacto porcentual agregado del CC y ajustes estructurales de sistemas de AA sobre la demanda media mensual hacia 2090-2100 considerando la sensibilidad máxima futura definitiva demanda-CDD (Elaboración Propia).

El efecto acumulado anual, del CC en este peor caso, es de un aumento en un 8,6% de la demanda media anual en el escenario B2, y de un 21% en el escenario A2. Es decir, claramente las mayores demandas estivales, e incluso primaverales, por efecto del aumento de CDD, sigue dominando el impacto neto anual, por encima de las disminuciones invernales en el consumo, aún considerando las mejoras esperadas en la eficiencia de los equipos de AA.

Destaca también, en la Figura 7.15 la gran discrepancia en la magnitud de los efectos entre los escenarios A2 y B2 para todos los meses cálidos, siendo los aumentos en el caso de calentamiento severo (A2), superiores incluso en un 100% a los aumentos en el caso de calentamiento moderado (B2) durante los meses más críticos.

El detalle de los resultados de esta sección se puede ver en Anexo E, en las Tablas E.7, E.8 y E.9.

### **7.7.3 Ajustes de Requerimientos de Calefacción Futuros**

En esta sección se considera un factor de ajuste único determinado a partir de modificaciones futuras en los requerimientos y consumos de calefacción eléctrica en consideración al avance económico y demográfico en la ciudad de Santiago.

Así, dentro de los cambios que se evalúan hacia fines del Siglo XXI están: mejora en la eficiencia de equipos de calefacción eléctrica, cambio en el tamaño de las viviendas, cambio en los requerimientos de energía por calefacción para llegar a las temperaturas de confort y, finalmente, variación en el consumo por efecto de medidas de aislación. Todos estos parámetros producen razones de variación entre sus valores futuros (hacia fines del Siglo XXI) y sus valores actuales, y luego todas estas razones se multiplican entre sí para, de acuerdo a la metodología indicada en la Sección 5.3, ponderar cada uno de los coeficientes de HDD determinados para el periodo histórico.

#### **7.7.3.1 Cambio en la Eficiencia de Equipos de Calefacción Eléctrica**

De acuerdo a la información de la Tabla 3.2 y la Tabla 3.1 se considera que la eficiencia de los equipos de calefacción eléctrica en la actualidad es de un 95%, y que a fines del Siglo XXI será prácticamente de un 100%, por lo que uno de los factores que se usará para ponderar los coeficientes de sensibilidad, y que se considera igual para ambos escenarios futuros (A2 y B2), tiene en cuenta este menor consumo, y es:

$$F_{eff\ ELEC} = 0,9524$$

### 7.7.3.2 Cambio en el Tamaño de las Viviendas

A partir de la ecuación (4) obtenida de [70] y presentada en la Sección 3.11.3, se obtiene el tamaño futuro de las viviendas en función del PIB per cápita proyectado hacia fines del Siglo XXI para los escenarios B2 y A2. Luego, si bien esta ecuación entrega valores actuales ligeramente por encima del tamaño típico de las viviendas actual en Chile (50 a 60 m<sup>2</sup> totales promedio según [97]), es posible, para fines comparativos, usar la relación de crecimiento (última columna de la Tabla 7.11) como factor de ajuste para los coeficientes de sensibilidad.

Periodo: 2090-2100	PIB per cápita	Tamaño Vivienda	Razon Tamaño/Tamaño Actual
Escenarios	(US\$ 2008)	(m2)	
Escenario B2	52654.9	39.87	1.27
Escenario A2	56820.4	40.35	1.28
Periodo Histórico	14008.6	31.49	1.00

Tabla 7.11: Tamaño futuro de las viviendas en los escenarios A2 y B2 (Elaboración Propia).

Se reconoce a partir de la Tabla 7.11 que existirá un 27% y 28% de aumento en el área de las viviendas típicas hacia fines del Siglo XXI bajo los escenarios B2 y A2, respectivamente, y entonces, los factores para representar este aumento, multiplicándolos con los coeficientes actuales de sensibilidad frente a los HDD, serán:

$$F_{m^2Viv}^{B2} = 1,27 \qquad F_{m^2Viv}^{A2} = 1,28$$

Este parámetro se utiliza ya que según la literatura especializada (ver Sección 3.11.3) se sabe que el consumo de calefacción en las viviendas es proporcional al tamaño de las mismas. En este caso además, se está suponiendo que dicho factor afecta a todas las edificaciones del Sector CPR (sin importar el mecanismo por el que son calefaccionadas de manera eléctrica), lo cual es un supuesto de generalización.

Es importante destacar que el aumento en el tamaño de las viviendas es una curva de crecimiento saturado, ya que a medida que aumentan los ingresos de los países es posible a sus habitantes acceder a viviendas más grandes y con mayores comodidades, pero también, por otro lado, existe mayor densificación de habitantes en las ciudades, los cuales optan, normalmente, por espacios más reducidos para vivir debido al aumento en el costo del suelo o del metro cuadrado construido.



### 7.7.3.3 Cambio en el Confort Térmico Invernal de las Viviendas

En esta sección se considera un hecho que se ha constatado en [97] para el sector residencial en Chile, y que es una tendencia aplicable también a Santiago.

En dicho estudio se ha encontrado que la temperatura interior de las viviendas en invierno se encuentra, en Chile, normalmente en torno a los 12°C, y no cerca de los 18°C o 20°C que se proponen normalmente como temperaturas de confort. Así, el consumo actual de una vivienda promedio es de 80 kWh/m<sup>2</sup> anuales, con lo cual se llega a los ya mencionados 12°C, mientras que la demanda que se requeriría para llegar a 18°C interiores sería, en promedio, de 340 kWh/m<sup>2</sup> anuales.

Se supondrá que la razón entre estos consumos es un factor de ajuste a considerar en el ajuste de la sensibilidad futura de la demanda frente a los HDD, ya que no es esperable que con el aumento notorio de PIB per cápita de Chile hacia fines del Siglo XXI, la población siga teniendo el nivel de tolerancia a la falta de confort térmico invernal que tiene hoy en día.

Este factor se considera idéntico, para ambos escenarios, y es igual a:

$$F_{confort} = \frac{340 \text{ kWh/m}^2}{80 \text{ kWh/m}^2} = 4,25$$

### 7.7.3.4 Cambio en la Aislación de las Viviendas

A pesar del elevado factor de ajuste encontrado en la Sección anterior, tampoco es esperable que las viviendas en Chile continúen con las condiciones de aislación que tienen hoy en día, muy deficitarias, sino que éstas debiesen ir mejorando con el tiempo hasta ajustarse, al menos, a las normativas que tienen hoy los países desarrollados, así de la Tabla 7.12, obtenida de [97] es posible estimar el valor promedio del consumo en una vivienda sin aislación y con aislación en Chile.

	Consumo Sin Aislación	Consumo Con Aislación	Número
Tipo Vivienda	(kWh/m <sup>2</sup> anuales)	(kWh/m <sup>2</sup> anuales)	Viviendas
1 y 2	525	155	1930000
3	420	120	2205000
4	380	130	557000
5	80	20	828000

Tabla 7.12: Consumo de las viviendas en Chile (caso con aislación y sin aislación) [97].

Este consumo promedio, para una vivienda sin aislación, es de 401,7 kWh/m<sup>2</sup> anuales, mientras que para viviendas con las medidas de aislación detalladas en [97] es de sólo 118,2 kWh/m<sup>2</sup> anuales. En

consecuencia, si se tiene en cuenta este valor como representativo para una proporción similar de tipos de viviendas hacia fines del Siglo XXI, se tiene que el factor de ajuste por concepto de aplicación de medidas de aislación sobre las viviendas en Santiago, que se extrapola a todas las edificaciones del Sector CPR, y se considera idéntico para los dos escenarios A2 y B2, será:

$$F_{\text{aislación}} = \frac{401,7 \text{ kWh/m}^2}{118,2 \text{ kWh/m}^2} = 0,294$$

Debe justificarse aquí que el factor de ajuste por mejoras en aislación de las viviendas se aplique a ambos escenarios (B2 y A2) por igual, aún cuando se sabe que ellos tienen enfoques de desarrollo distinto y podría, en consecuencia, esperarse que sólo se aplique al escenario B2, por estar más preocupado de la sustentabilidad ambiental, y no así al A2. Sin embargo, la baja temperatura invernal interior en las viviendas de Santiago, indican la necesidad imperiosa de mejorar este aspecto. Además, las medidas evaluadas en [97], y que son las que se consideran aquí, no son proyecciones futuras de mejoras en sistemas de aislación, sino que son tecnologías y materiales ya existentes y que se enmarcan dentro de los rangos típicos de consumo esperados en viviendas construidas con normativas modernas en países desarrollados. En ese sentido es altamente esperable que estas tecnologías se apliquen a Santiago en el futuro.

### 7.7.3.5 Factor de Ajuste Estructural Final para Coeficientes HDD

De acuerdo a todos los factores antes determinados, y multiplicándolos entre sí, se obtiene los factores de ajuste estructural para los coeficientes de los HDD en los dos escenarios analizados, estos son:

$$F_{B2}^{HDD} = 1,509 \quad F_{A2}^{HDD} = 1,527$$

Es decir, se espera un orden de magnitud de aumento en la sensibilidad eléctrica ante HDD del orden del 50%. Este valor relativamente pequeño se debe, fundamentalmente a la aplicación futura esperable de medidas de aislación que otros países ya se encuentran utilizando en la actualidad, y que impactará como principal medida amortizadora del crecimiento de la demanda eléctrica para calefacción.

Por lo demás, debe recordarse que en Santiago el clima se volverá cada vez más cálido, sobre todo en verano, pero también con incrementos de temperatura en invierno, motivo por el cual no es esperable que se tomen, en un horizonte de tiempo de largo plazo, tanta cantidad de medidas de

adaptación al clima frío como sí al clima exageradamente cálido, el cual será cada vez más regular en el futuro.

Los coeficientes para los HDD ajustados de acuerdo a estos factores estructurales son los que se muestran en la Tabla 7.13, donde se observa que los mayores valores se tienen para los meses de Junio, Julio y Agosto, con relativamente baja diferencia entre los dos escenarios, pero con gran diferencia según el rango de temperatura analizado (los coeficientes más grandes se encuentran, en todos los casos, para temperaturas inferiores a los 10°C). Esta última condición térmica, además, será cada vez menos frecuente debido al aumento de la temperatura en Santiago por efecto del CC.

	Escenario B2					Escenario A2				
	Coef HDD 18	Coef HDD 16	Coef HDD 14	Coef HDD 12	Coef HDD 10	Coef HDD 18	Coef HDD 16	Coef HDD 14	Coef HDD 12	Coef HDD 10
MES	COEFICIENTES MEDIOS					COEFICIENTES MEDIOS				
Abril	0.55	0.59	1.04	1.16	1.16	0.55	0.60	1.05	1.18	1.18
Mayo	0.55	0.59	1.04	1.16	1.16	0.55	0.60	1.05	1.18	1.18
Junio	1.82	1.82	1.82	1.96	2.37	1.84	1.84	1.84	1.98	2.40
Julio	1.82	1.82	1.82	1.96	2.37	1.84	1.84	1.84	1.98	2.40
Agosto	1.82	1.82	1.82	1.96	2.37	1.84	1.84	1.84	1.98	2.40
Septiembre	0.48	0.56	0.76	1.13	1.13	0.49	0.57	0.77	1.14	1.14
Octubre	0.48	0.56	0.76	1.13	1.13	0.49	0.57	0.77	1.14	1.14
Noviembre	0.48	0.56	0.76	1.13	1.13	0.49	0.57	0.77	1.14	1.14
MES	COEFICIENTES MÁXIMOS					COEFICIENTES MÁXIMOS				
Abril	1.13	1.21	1.84	2.04	2.04	1.14	1.22	1.86	2.06	2.06
Mayo	1.13	1.21	1.84	2.04	2.04	1.14	1.22	1.86	2.06	2.06
Junio	2.59	2.59	2.60	2.72	3.27	2.62	2.62	2.63	2.75	3.30
Julio	2.59	2.59	2.60	2.72	3.27	2.62	2.62	2.63	2.75	3.30
Agosto	2.59	2.59	2.60	2.72	3.27	2.62	2.62	2.63	2.75	3.30
Septiembre	0.87	1.01	1.35	1.85	1.85	0.88	1.02	1.37	1.87	1.87
Octubre	0.87	1.01	1.35	1.85	1.85	0.88	1.02	1.37	1.87	1.87
Noviembre	0.87	1.01	1.35	1.85	1.85	0.88	1.02	1.37	1.87	1.87

Tabla 7.13: Coeficientes de sensibilidad futuros (medios y máximos) ajustados según cambios estructurales en sistemas de calefacción (Elaboración Propia).

En la Figura 7.16 se presenta, a modo de ejemplo, la evolución que tendrá el coeficiente de los HDD para los meses de invierno, observándose en él el efecto de aumento en alrededor de un 50% con motivo de los cambios estructurales relativos a los sistemas de calefacción y aislación térmica ya explicados previamente.

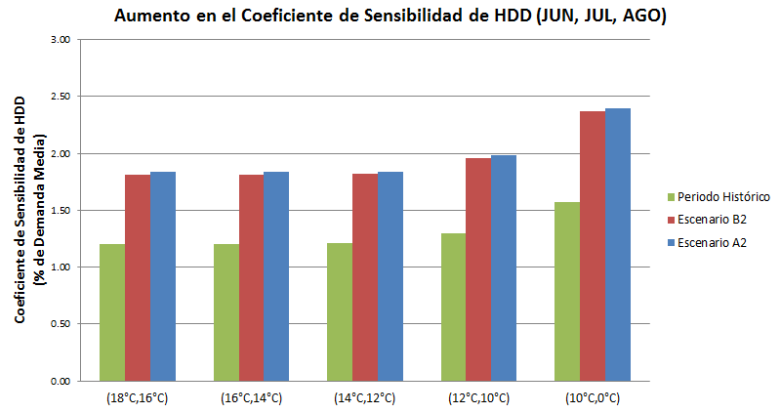


Figura 7.16. Aumento en el coeficiente de sensibilidad de HDD para Junio, Julio y Agosto, por efecto de los cambios estructurales en los sistemas de calefacción y aislación térmica (Elaboración propia).

### 7.7.3.6 Impacto del Cambio Climático con Factores de HDD Ajustados según Cambios Estructurales en Calefacción

Con los coeficientes medios ajustados según cambios estructurales en los requerimientos de calefacción, se obtienen los resultados para el impacto agregado del CC junto a los cambios ya incluidos para los sistemas de AA y calefacción, sobre la demanda eléctrica futura, tal como se muestran en la Figura 7.17 (Escenario Más Probable).

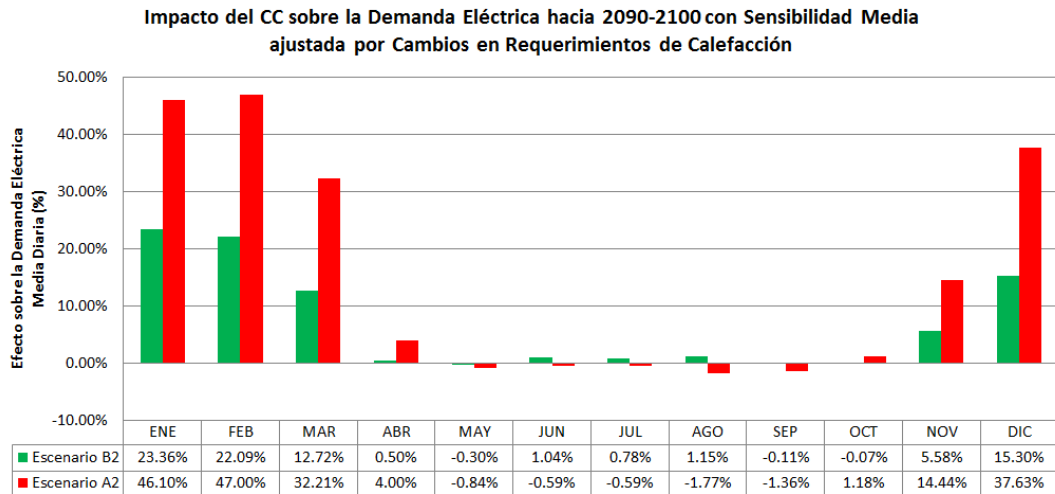


Figura 7.17. Impacto porcentual agregado del CC y ajustes estructurales (sistemas de AA y requerimientos de calefacción) sobre la demanda media mensual hacia 2090-2100 considerando la sensibilidad media ajustada (Elaboración Propia).

Los resultados de los meses con CDD positivos son idénticos a los presentados en la Sección 7.7.2. Mientras que, para los meses fríos o con HDD positivos se observa que, en el escenario A2 existirán menores disminuciones en el consumo eléctrico que en los resultados de esa misma sección, llegando estas bajas en la demanda media a sólo un -1,77% en Agosto, y un -1,36% en Septiembre como

valores máximos. Estas menores disminuciones se deben, fundamentalmente, a la mayor sensibilidad de la demanda frente a temperaturas bajas.

En tanto, en el escenario B2 se reporta, en los meses de Junio, Julio y Agosto, como no había ocurrido en ninguno de los análisis precedentes, aumentos cercanos al 1% en la demanda invernal con respecto a la línea de base del clima actual. Estos aumentos en B2, no significan que el clima invernal se volverá más frío hacia el futuro, sino que se deben a que, a pesar del calentamiento que existe hacia fines del Siglo XXI en ambos escenarios, lo que implicaría menor demanda eléctrica invernal, existe un mayor consumo debido a los ajustes estructurales ya analizados (50% de aumento en el consumo), que no alcanzaría a ser compensado por efecto del CC.

Así, el escenario B2, a diferencia del A2, reporta aumentos en la demanda invernal futura, debido a que sus inviernos son más fríos (hay un menor calentamiento asociado al CC), y por lo tanto, tiene una mayor demanda por calefacción en dicho periodo. Desde este punto de vista, el CC podría representar un beneficio sobre la demanda neta anual si su impacto sobre la disminución de demandas invernales fuese comparable con los aumentos de la temperatura estival.

Los efectos anteriormente analizados se traducen en leves incrementos, con respecto al caso de la Sección 7.7.2, en el impacto neto anual atribuible al CC, y sus efectos estructurales asociados, el cual será, en este caso, de un 6,7% de aumento anual de la demanda media para el escenario B2, y de un 14,3% de la demanda media anual para el escenario A2. Es decir, a pesar de que el escenario B2 reporta incrementos de demanda en todos los meses, y no así el A2 que los reporta sólo en los meses estivales, los aumentos en estos últimos meses, bajo la condición de calentamiento severo, son tan grandes que el escenario A2 sigue siendo el más crítico para el sistema eléctrico desde el punto de vista de la demanda media anual.

De hecho, en la Figura 7.17 se observa que los meses de invierno prácticamente no representan variaciones relevantes al comparárseles con los meses de verano. Así, el efecto dominante es el de los meses cálidos, y es lo que eleva el impacto anual global del CC con respecto al caso anterior.

Ahora, al analizar el peor escenario se tienen los resultados que se presentan en la Figura 7.18. En ellas se observa un comportamiento similar al encontrado para los coeficientes medios anteriormente, con un aumento invernal acotado en la demanda (con respecto a la condición actual) en los meses de Junio, Julio y Agosto, bajo el escenario B2, y disminuciones relativas (con respecto al peor escenario de la Sección anterior) en el impacto sobre las demandas invernales en el escenario A2.

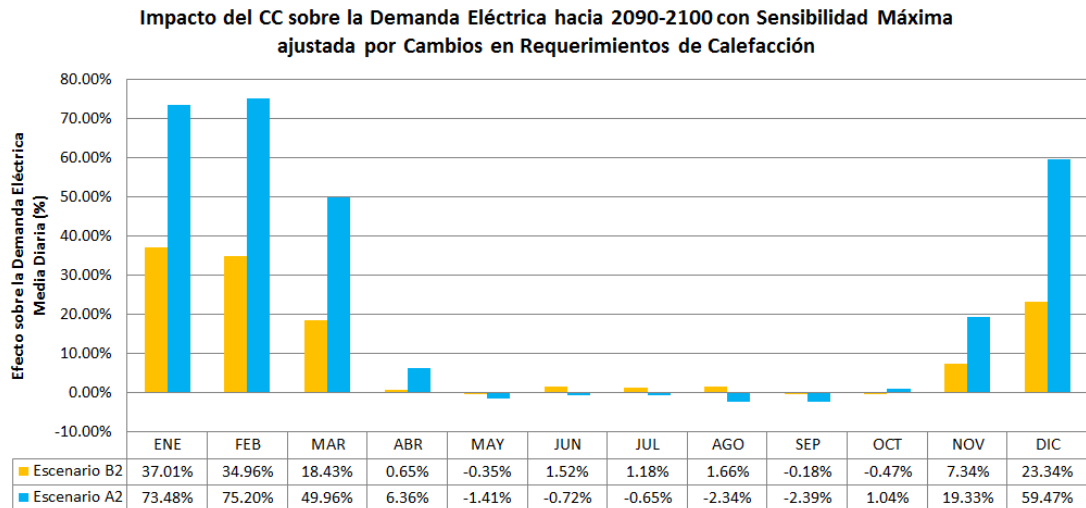


Figura 7.18. Impacto porcentual agregado del CC y ajustes estructurales (sistemas de AA y requerimientos de calefacción) sobre la demanda media mensual hacia 2090-2100 considerando la sensibilidad máxima ajustada (Elaboración Propia).

El aumento de demanda invernal bajo el escenario B2 llega a un máximo en el mes de Agosto de un 1,66% de la demanda media diaria, mientras que la disminución más pequeña en el escenario A2, para los meses de invierno, es de -0,65% de la demanda media para el mes de Julio.

El efecto neto anual del CC, en este peor caso, para el escenario B2 es un aumento en la demanda media del 10,2%, mientras que en el escenario A2 es un aumento del 22,3%, es decir, más de un quinto de la demanda media diaria actual.

El detalle de los resultados de esta sección se puede consultar en las Tablas E.10, E.11 y E.12, del Anexo E, para los coeficientes medios, máximos y mínimos respectivamente.

### 7.7.4 Ajuste por Sustitución de Gas Licuado por Energía Eléctrica

En esta sección se presenta el último ajuste sobre los coeficientes de sensibilidad de la demanda frente a los HDD. Este ajuste corresponde a dos escenarios (para B2 y A2, respectivamente) de desplazamiento futuro de consumos por calefacción actualmente suministrados con gas licuado, y que a futuro, por el desarrollo tecnológico y económico que tendrá la ciudad de Santiago, serán suplidos mediante energía eléctrica.

La justificación de por qué evaluar el reemplazo de este combustible y no otro, se encuentra en la Sección 6.7.4.1. La relación entre gas licuado y temperatura se conoce también de esta Sección. Y la relación de cambio entre el gas licuado y la energía eléctrica, como parte de la matriz energética de Santiago, se ha estimado en la Sección 6.7.2 y en la Tabla 6.17.

La relación gas licuado-temperatura es cuadrática, por lo que ella se linealiza por partes, en los mismos intervalos usados para definir los coeficientes de sensibilidad de la demanda eléctrica frente a los HDD, y en esos intervalos, las pendientes de la curva lineal por partes, dividida en la demanda base de gas licuado, se considera como coeficiente de sensibilidad del consumo de gas licuado con respecto a la temperatura.

Estos coeficientes son los que se muestran en la Tabla 7.14. En ella, la columna determinada según el criterio anterior es la de Valor Preliminar, mientras que la de Valor Ajustado, que es la que finalmente se usa, considera también el cambio en la eficiencia de los equipos de calefacción a gas licuado, la cual se espera pase de 87% promedio actual, a 96% promedio (ver Sección 3.11.3).

Coeficientes Gas Licuado VS HDD (% Demanda Media)					
Rango (T°)	Valor Preliminar	Valor Ajustado	Rango (T°)	Valor Preliminar	Valor Ajustado
0°C a 10°C	12.1	11	14°C a 16°C	6.4	5.8
10°C a 12°C	8.7	7.9	16°C a 18°C	5.3	4.8
12°C a 14°C	7.6	6.9			

Tabla 7.14: Coeficientes de sensibilidad de la curva linealizada del gas licuado en función de los HDD

Luego, se dispone de los coeficientes del gas licuado y de la energía eléctrica en función de los HDD. Como ambas tecnologías tendrán eficiencias cercanas al 100% hacia fines del Siglo XXI no se ajusta por este concepto al traspasar demandas desde suministro con gas licuado a energía eléctrica.

En tanto, para combinarlos se propone considerar los coeficientes ya ajustados (de la Sección 7.7.3.6) para la demanda eléctrica ponderados por un 100%, y los coeficientes del gas licuado, para cada escenario (A2 y B2) ponderados por el porcentaje de participación que tendrá la energía eléctrica en cada escenario, es decir, un 66,46% para el escenario B2, y un 58,18% para el escenario A2.

Lo anterior intenta explicar que para el escenario B2, por mayor reemplazo de consumos desde gas licuado hacia energía eléctrica, se debiesen tener mayores sensibilidades de la demanda eléctrica frente a los HDD, y además, esta sensibilidad no es arbitraria, sino que está relacionada íntimamente con la sensibilidad que tiene el consumo de gas licuado frente a la temperatura hoy en día. Se espera que en el escenario B2 la energía eléctrica reemplace un mayor porcentaje del consumo de gas licuado que en el escenario A2, como una política de sustentabilidad ambiental por ser la electricidad posible de ser generada mediante fuentes renovables, y el gas licuado un combustibles fósil.

Los coeficientes ajustados para los HDD, de acuerdo al reemplazo de gas licuado por energía eléctrica, y el correspondiente aumento de sensibilidad de esta última por tener mayores consumos relativos al confort térmico, se muestran en la Tabla 7.15.

	Escenario B2					Escenario A2				
	Coef	Coef	Coef	Coef	Coef	Coef	Coef	Coef	Coef	Coef
	HDD 18	HDD 16	HDD 14	HDD 12	HDD 10	HDD 18	HDD 16	HDD 14	HDD 12	HDD 10
MES	COEFICIENTES MEDIOS					COEFICIENTES MEDIOS				
Abril	2.24	2.68	3.36	3.84	5.08	2.11	2.52	3.18	3.64	4.78
Mayo	2.24	2.68	3.36	3.84	5.08	2.11	2.52	3.18	3.64	4.78
Junio	3.00	3.41	3.83	4.32	5.81	2.92	3.30	3.68	4.15	5.55
Julio	3.00	3.41	3.83	4.32	5.81	2.92	3.30	3.68	4.15	5.55
Agosto	3.00	3.41	3.83	4.32	5.81	2.92	3.30	3.68	4.15	5.55
Septiembre	2.20	2.66	3.19	3.82	5.06	2.07	2.50	3.01	3.62	4.76
Octubre	2.20	2.66	3.19	3.82	5.06	2.07	2.50	3.01	3.62	4.76
Noviembre	2.20	2.66	3.19	3.82	5.06	2.07	2.50	3.01	3.62	4.76
MES	COEFICIENTES MÁXIMOS					COEFICIENTES MÁXIMOS				
Abril	2.59	3.05	3.84	4.37	5.61	2.48	2.91	3.69	4.20	5.34
Mayo	2.59	3.05	3.84	4.37	5.61	2.48	2.91	3.69	4.20	5.34
Junio	3.47	3.88	4.29	4.78	6.35	3.42	3.80	4.18	4.64	6.13
Julio	3.47	3.88	4.29	4.78	6.35	3.42	3.80	4.18	4.64	6.13
Agosto	3.47	3.88	4.29	4.78	6.35	3.42	3.80	4.18	4.64	6.13
Septiembre	2.43	2.93	3.55	4.26	5.50	2.32	2.79	3.39	4.08	5.22
Octubre	2.43	2.93	3.55	4.26	5.50	2.32	2.79	3.39	4.08	5.22
Noviembre	2.43	2.93	3.55	4.26	5.50	2.32	2.79	3.39	4.08	5.22

Tabla 7.15: Coeficientes de sensibilidad futuros (medios y máximos) ajustados según reemplazo de consumos de gas licuado por energía eléctrica (Elaboración Propia).

Se observa entonces, un importante incremento en los coeficientes de sensibilidad de la demanda eléctrica frente a los HDD por este reemplazo de gas licuado. Este aumento se representa, en forma gráfica en la Figura 7.19 para los meses invernales, por ser éste el periodo de tiempo con coeficientes más grandes. Destaca en particular la diferencia cada vez más grande hacia temperaturas bajas entre el coeficiente sin considerar el reemplazo de gas licuado, y el que sí lo considera. Ello se explica por la forma no lineal que tiene la relación de consumo de gas licuado con la temperatura y representa un comportamiento lógico, ya que a temperaturas más bajas se activan más sistemas de calefacción y por lo tanto la demanda se vuelve más sensible a variaciones térmicas.



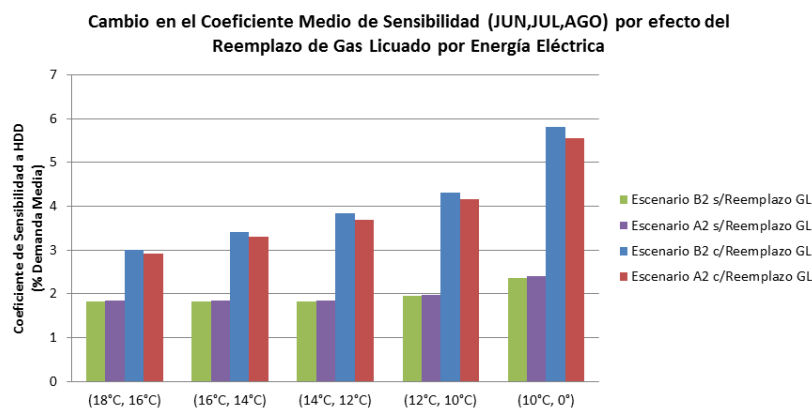


Figura 7.19. Aumento en el coeficiente de sensibilidad de HDD para Junio, Julio y Agosto, por efecto del reemplazo de consumos de gas licuado por energía eléctrica (Elaboración propia).

Estos nuevos coeficientes corresponden a los Coeficientes Futuros Definitivos de los HDD, y el nivel de sensibilidad que determinan se denomina Sensibilidad Futura Definitiva Demanda-HDD. Estos se suman a los ya determinados Coeficientes Futuros Definitivos de los CDD y a la Sensibilidad Futura Definitiva Demanda-CDD.

#### 7.7.4.1 Impacto Definitivo Agregado del CC y Cambios Estructurales sobre la Demanda Eléctrica

En la Figura 7.20 se muestran los resultados obtenidos bajo esta última modificación de coeficientes para la evaluación del impacto del CC bajo el escenario más probable de sensibilidad (sensibilidad media) y para las dos condiciones de calentamiento futuro (escenarios A2 y B2).

En particular debe recordarse que los coeficientes en este caso tienen todos los ajustes realizados en las secciones anteriores, y en ese sentido, representan el impacto del CC en conjunto con todos los cambios estructurales ya explicitados:

- Aumento en la penetración del mercado de sistemas de AA.
- Mejora en la eficiencia de equipos de AA.
- Mejora en la eficiencia de equipos de calefacción eléctrica.
- Mayor tamaño de las viviendas.
- Incremento en los requerimientos de confort térmico invernal.
- Medidas de aislación térmica en viviendas.
- Reemplazo de consumos suministrados con gas licuado por energía eléctrica.
- Aumento en la eficiencia de equipos de calefacción con gas licuado.

Se puede observar que el efecto agregado del CC en conjunto con todos los cambios estructurales en los coeficientes de CDD y HDD, es de aumento en la demanda eléctrica en todos los meses del año, y para las dos condiciones de calentamiento futuro.

En el escenario B2 los aumentos de demanda son mayores que en el escenario A2 en invierno, y son menores que en A2 para el verano. En cualquier caso, los mayores efectos netos anuales del CC y sus cambios estructurales asociados, llegan a un 10,6% de aumento en la demanda media anual bajo el escenario B2 y a un 16,7% de aumento bajo el escenario A2, siendo éste uno de los casos donde más se acercan ambos escenarios, debido, sobre todo al mayor consumo invernal del escenario B2.

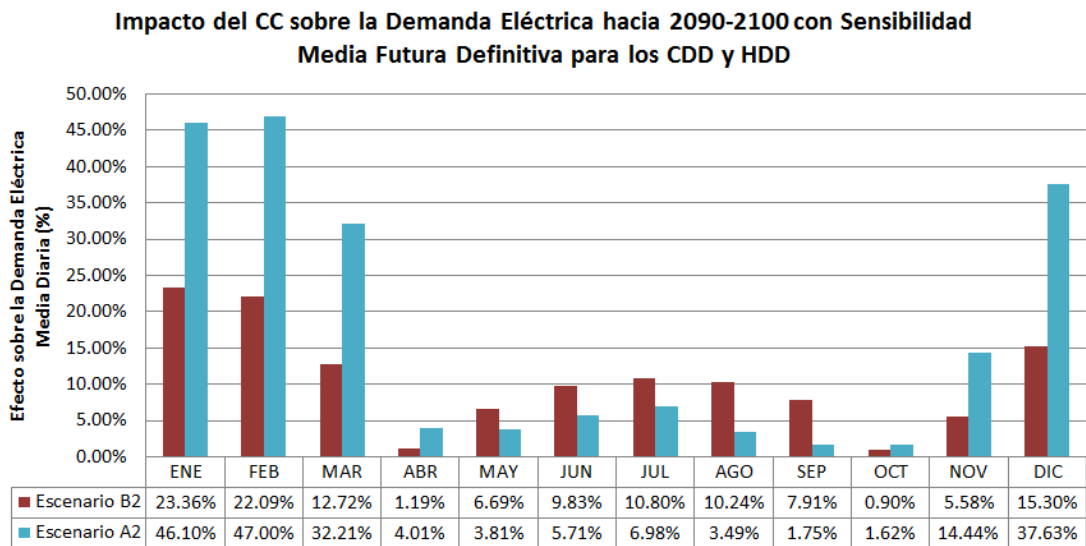


Figura 7.20. Impacto porcentual agregado del CC y ajustes estructurales sobre la demanda media mensual hacia 2090-2100 considerando las sensibilidades medias futuras definitivas demanda-CDD y demanda-HDD (Elaboración Propia).

En el verano, el aumento de demanda se explica por la elevación de la temperatura ambiente, además del fuerte incremento futuro en la tasa de adquisición y utilización de sistemas de AA, el cual no logra ser amortizado por las mejoras en eficiencia energética de estos equipos. Por otro lado, para temperaturas bajas, el aumento se debe al mayor consumo debido al reemplazo de hogares actualmente suministrados por gas licuado hacia energía eléctrica, así como los mayores requerimientos de confort térmico futuros y al aumento en el tamaño de las viviendas. Estos factores superarán a los aumentos de temperatura y a las medidas de aislación y mejoras de eficiencia energética para los equipos de calefacción aplicadas en los escenarios evaluados.

El cambio que representa el CC presenta entonces dos peaks a lo largo del año, uno mucho más pronunciado en verano (que llega a un aumento en 23,36% de la demanda media en Enero bajo el escenario B2 y a un 47% en Febrero para el escenario A2), y otro peak invernal de menor magnitud, con

aumentos por encima del 10% sobre la demanda media para los meses de Julio y Agosto bajo el escenario B2, y de casi un 7% para Julio en el escenario A2.

Cabe destacar que en invierno el escenario B2 presenta mayores incrementos de demanda eléctrica que el A2, debido, esencialmente a que tiene mayores sensibilidades frente a la temperatura, ya que se considera un mayor porcentaje de reemplazo de consumos de gas licuado por energía eléctrica y con ello, se convierte en una demanda más sensible.

En tanto, los resultados para el peor caso, es decir, aquél que considera los coeficientes de sensibilidad máxima de la demanda frente a la temperatura, se muestran en la Figura 7.21.

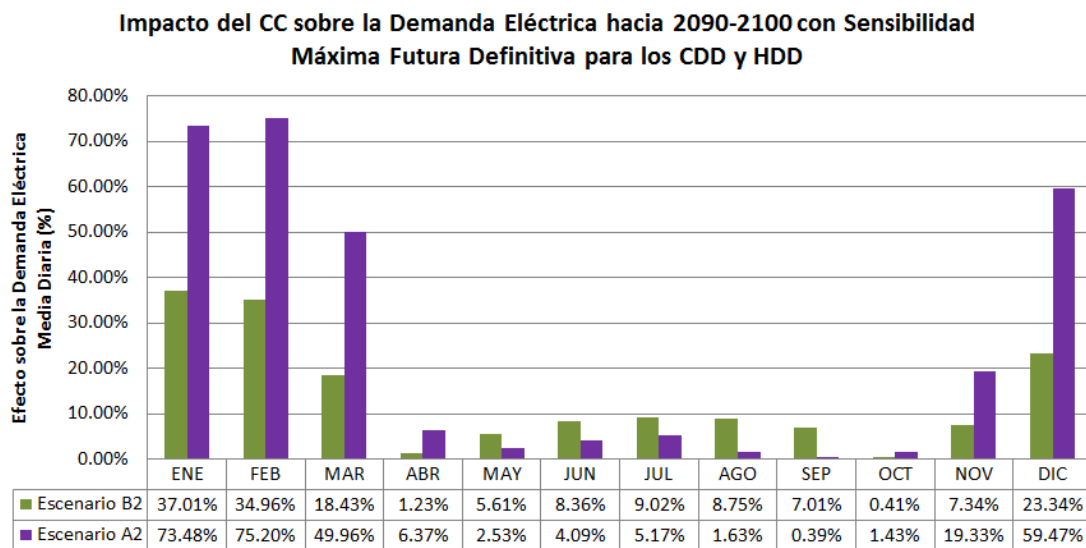


Figura 7.21. Impacto porcentual agregado del CC y ajustes estructurales sobre la demanda máxima mensual hacia 2090-2100 considerando las sensibilidades medias futuras definitivas demanda-CDD y demanda-HDD (Elaboración Propia).

En ella se observan similares tendencias a las recién analizadas para el caso más probable, pero con la exacerbabción en los peaks de aumento de la demanda, sobre todo estival. Así, el máximo efecto del CC futuro se tiene para el mes de Enero, bajo el escenario B2, con un 37,01% de aumento en la demanda media, mientras que en el escenario A2, ésta se empuja por encima del 75% de la demanda media en el mes de Febrero. En tanto, en invierno, el aumento bajo el escenario B2 es superior a 8% en tres meses (Junio, Agosto y Julio, llegando en este último hasta el 9%), y en el escenario A2 supera el 5% en el mes de Julio.

En síntesis, en este último caso, a pesar de que existe un aumento en la respuesta frente al CC en todas las estaciones del año, tal incremento es mucho mayor, con respecto al caso más probable, en los meses de verano, y por lo tanto, ello explica que en esta condición, el impacto global del escenario B2

crezca sólo hasta 13,4% anual, mientras que en el escenario A2 llege hasta un 24,2% de la demanda media actual.

Se debe señalar que se podrían considerar, en trabajos futuros, otros cambios estructurales futuros que modifiquen la forma de la curva de demanda de gas licuado en función de la temperatura, así como también se podría proponer otro método de combinación de coeficientes de electricidad y gas licuado. Sin embargo, por las razones ya explicadas, se considera ésta como una buena primera aproximación.

El detalle de los resultados de esta sección se muestra en las Tablas E.13, E.14 y E.15, para los coeficientes medios, máximos y mínimos, respectivamente, en el Anexo E.

## **7.8 Efecto Aislado del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica**

En las secciones anteriores, los impactos que se calcularon fueron los del CC en conjunto con una serie de indicadores estructurales para los que se esperan cambios futuros, y que terminarán afectando la sensibilidad actual de la demanda eléctrica hasta pasar a constituir una sensibilidad distinta (futura) para fines del Siglo XXI.

Luego, para analizar el efecto aislado del CC sobre la demanda eléctrica, sin considerar todos esos otros cambios ya analizados, se procede a evaluar los coeficientes de sensibilidad obtenidos en la Sección 7.7.4, es decir, los que tienen todos los cambios estructurales ya incluidos y, en este sentido, representan la que sería la sensibilidad de la demanda eléctrica frente a la temperatura en el futuro, pero con la condición climática actual.

Entonces de la comparación entre la evaluación de estos coeficientes con el clima actual y con el clima futuro se puede obtener, realmente, qué proporción del cambio en la demanda eléctrica se debe exclusivamente a efectos directos del cambio climático.

### **7.8.1 Efecto Porcentual Aislado del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica**

Realizando el análisis descrito en la Sección anterior, se obtiene el efecto aislado del CC sobre la demanda eléctrica media diaria para cada mes del año en el escenario más probable, que es el que utiliza los coeficientes medios. Los resultados de esta evaluación se muestran en la Figura 7.22 para el

escenario B2 y en la Figura 7.23 para el escenario A2. El detalle de estos resultados puede consultarse en la Tabla E.16 del Anexo E.

Se presenta además, en los resultados siguientes, el efecto aislado que tienen los cambios estructurales asociados al CC, el cual se ha obtenido como la diferencia entre el efecto conjunto del CC y los cambios estructurales (determinado en la Sección 7.7.4.1) y el efecto aislado del CC determinado en esta Sección. La separación de ambos efectos es muy útil para la comprensión de sus magnitudes relativas, sin embargo, debe tenerse claro que los cambios estructurales analizados en secciones anteriores no ocurrirían si no es como respuestas adaptativas al CC posibles gracias al desarrollo económico.

**Efecto Porcentual del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica  
(Sensibilidad Media - Escenario B2)**

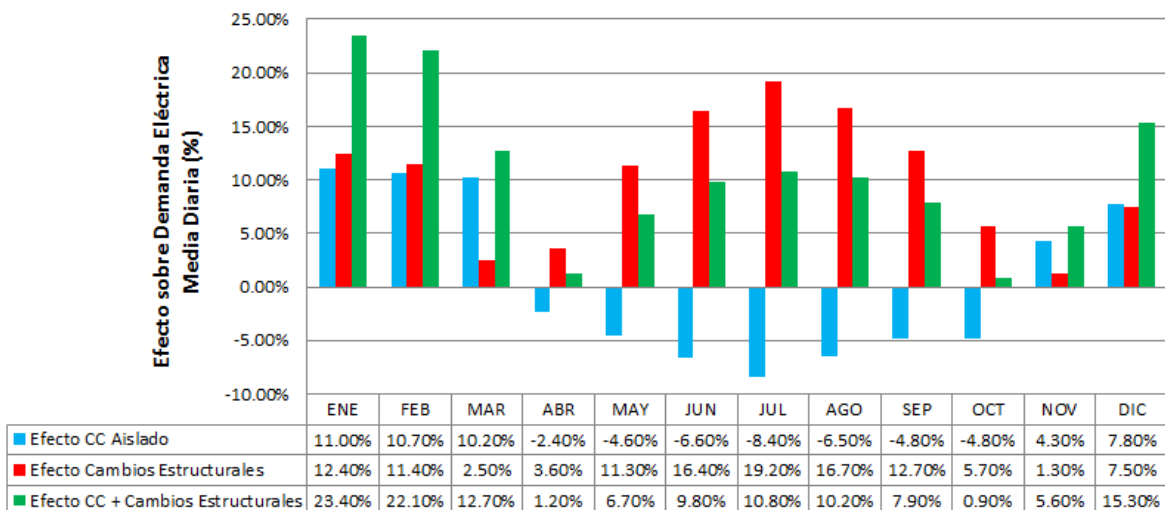


Figura 7.22. Efecto porcentual aislado del cambio climático y sus cambios estructurales asociados sobre la demanda eléctrica en el escenario B2 con sensibilidad media (Elaboración Propia).

En la Figura 7.22 se puede observar que, bajo el escenario B2, el impacto del CC a lo largo del año varía entre una disminución en la demanda media de 8,4% en el mes de Julio hasta un aumento del 11% de la demanda media en el mes de Enero. El efecto es de aumento para 5 meses del año (Noviembre a Marzo), y negativo para todos los demás, con lo que el impacto neto anual es también negativo, aunque muy pequeño, y consiste en una disminución de 0,01% con respecto a la demanda media. Los meses con menor impacto porcentual del CC son Abril (-2,4%) y Noviembre (4,3%).

En tanto, como ya se vio en la Sección 7.7.4.1, el impacto agregado del CC junto a los cambios estructurales asociados será de aumento de la demanda media en todos los meses del año (esto no considera los aumentos por crecimiento económico o demográfico de la demanda), por lo que es posible

identificar el efecto de los cambios estructurales, en forma aislada, como de un incremento de demanda a lo largo de todo el año, pasando de un 12,4% de aumento de demanda en el mes de Enero, a un 2,5% en Marzo, luego volver a aumentar, teniendo sus mayores impactos en invierno, con un 19,2% de aumento de demanda en Julio, y luego llegar a un mínimo de 1,3% en Noviembre.

**Efecto Porcentual del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica  
(Sensibilidad Media - Escenario A2)**

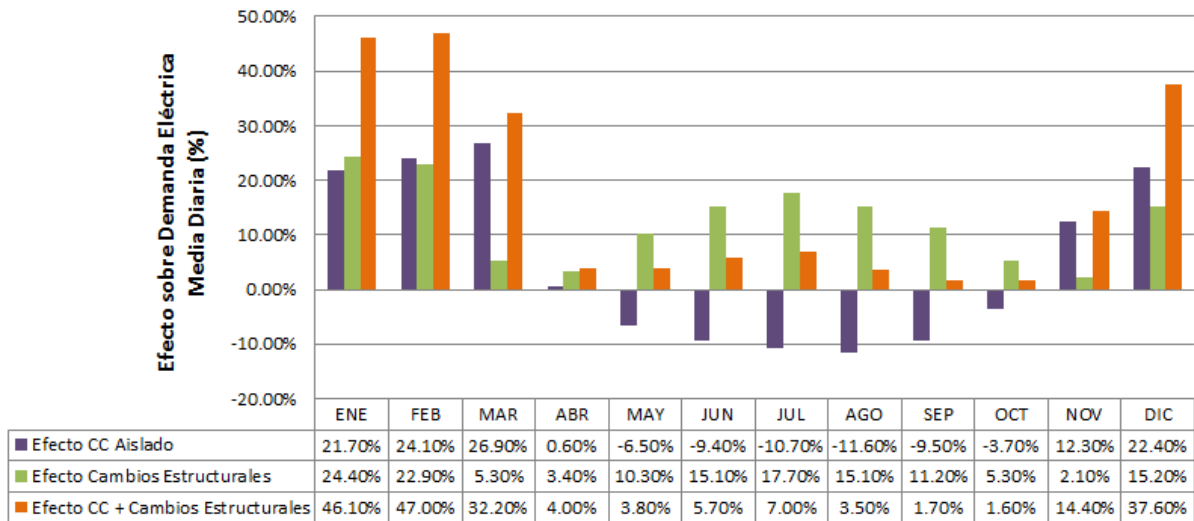


Figura 7.23. Efecto porcentual aislado del cambio climático y sus cambios estructurales asociados sobre la demanda eléctrica en el escenario A2 con sensibilidad media (Elaboración Propia).

Ahora, observando la Figura 7.23, bajo el escenario A2, y considerando coeficientes de sensibilidad media, se observa que los efectos mensuales aislados del CC presentan una mayor variación intra-anual, pasando de una disminución del 11,6% de la demanda media para Agosto, hasta un aumento de 26,9% de la demanda media en Marzo. El impacto es de aumento en la demanda para 6 meses del año (Noviembre a Abril), y de disminución para los demás meses. Y en este caso, el efecto neto anual del CC es de un aumento en la demanda eléctrica promedio en un 4,05%. Los meses con menor efecto del CC son Abril y Octubre.

Por su parte, el efecto de los cambios estructurales, en forma aislada, es de aumento en la demanda en todos los meses del año, variando entre un mínimo de 2,1% en Noviembre, a un máximo de 24,4% en Enero. Es importante destacar aquí que el peak del impacto de los cambios estructurales bajo el escenario A2 ocurrirá en verano (Enero), mientras que para el escenario B2 ocurrirá en invierno (Julio). Lo anterior se debe a que el escenario B2, por ser más frío, implicará mayores requerimientos energéticos para calefacción, y además, por estar más centrado en la sustentabilidad ambiental, tendrá

una mayor sensibilidad demanda-temperatura en el invierno debido a un mayor reemplazo de gas licuado por energía eléctrica para calefacción.

Ahora bien, los resultados para los peores casos en cada escenario, A2 y B2, es decir, los casos que consideran sensibilidad máxima, se muestran en la Figura 7.24 para el escenario B2 y en la Figura 7.25 para el escenario A2. El detalle de estos resultados puede consultarse en la Tabla E.17 del Anexo E. Ambos escenarios muestran, para el peor caso, el mismo signo del impacto aislado del CC sobre la demanda media para cada mes, con respecto al escenario más probable. Lo que varía es la magnitud relativa del cambio en cada mes.

**Efecto Porcentual del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica (Sensibilidad Máxima - Escenario B2)**

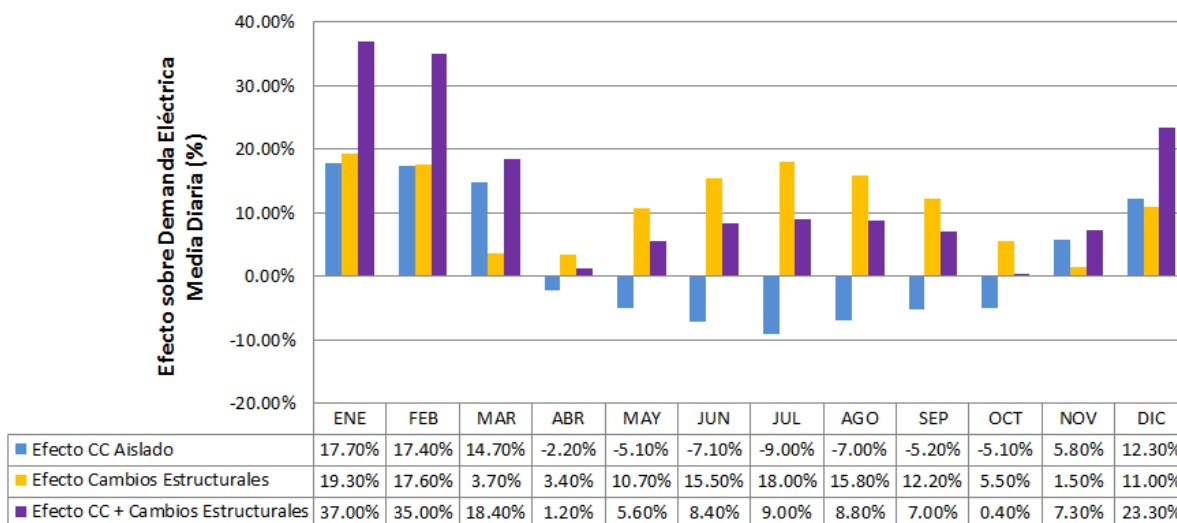


Figura 7.24. Efecto porcentual aislado del cambio climático y sus cambios estructurales asociados sobre la demanda eléctrica en el escenario B2 con sensibilidad máxima (Elaboración Propia).

Entonces, bajo el escenario B2, el impacto del CC a lo largo del año pasa de una disminución en la demanda media de 9,0% en el mes de Julio a un aumento del 17,7% de la demanda media en Enero. El mes con menor impacto del CC es Abril, seguido de Octubre. El impacto neto anual aislado del CC es de aumento en la demanda media anual, es decir, los aumentos de demanda en verano dominan sobre las disminuciones de demanda en los meses invernales, aunque en este escenario de calentamiento moderado, sólo se llega a un aumento promedio anual del 1,75% de la demanda media por efecto únicamente del CC.

Por otro lado, los cambios estructurales tienen efecto de aumento de la demanda media en todos los meses del año, pasando de un 1,5% de aumento en la demanda de Noviembre, a un 19,3% de

aumento en la demanda de Enero. En este caso, entonces, a diferencia de lo ocurrido con el caso de sensibilidad media, los peores efectos de los cambios estructurales serán también en verano para el escenario B2, lo cual se debe a que dicho periodo tiene la mayor variación en los coeficientes máximos respecto de los medios.

Ahora, finalmente para el escenario A2, y con una condición de sensibilidad máxima (ver Figura 7.25), los efectos del CC varían entre una disminución de 12,6% en la demanda media de Agosto, hasta un considerable aumento de 41,7% en la demanda media de Marzo, provocando un impacto neto anual de aumento de un 8,96% en la demanda media diaria por efecto sólo del CC.

**Efecto Porcentual del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica (Sensibilidad Máxima - Escenario A2)**

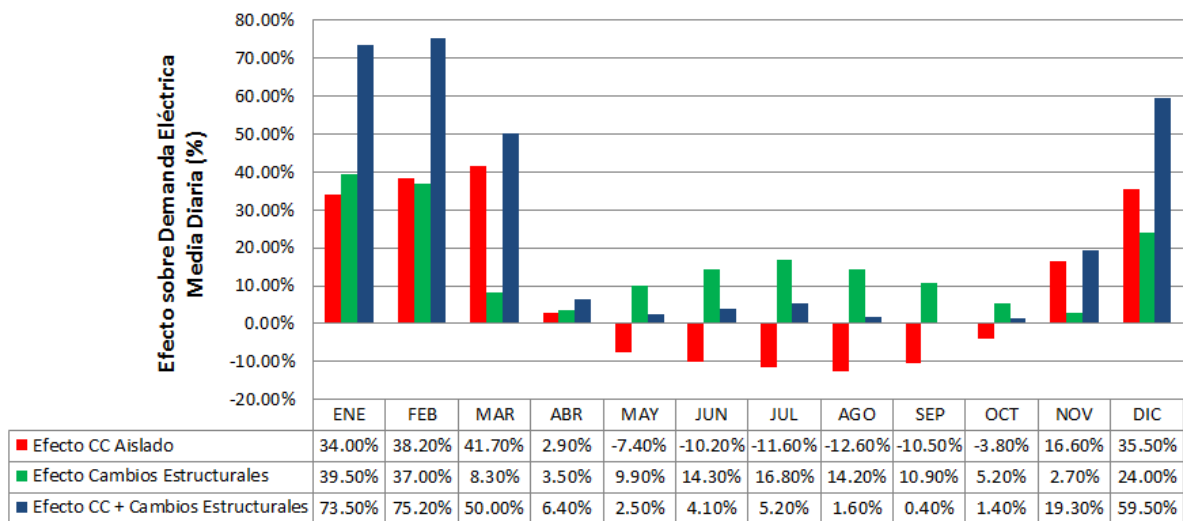


Figura 7.25. Efecto porcentual aislado del cambio climático y sus cambios estructurales asociados sobre la demanda eléctrica en el escenario A2 con sensibilidad máxima (Elaboración Propia).

En tanto, los cambios estructurales provocarán aumentos de demanda a lo largo de todo el año. Estos aumentos pasarían de un 2,7% de la demanda media en Noviembre, a un 39,5% en Enero.

Debe recordarse, en este análisis, que los impactos netos anuales son sólo un indicador del efecto promedio del CC a lo largo de este periodo de tiempo, sin embargo, para fines de planificación u operación de sistemas eléctricos es más relevante observar lo que pasará con la demanda eléctrica dentro de cada mes del año. Lo anterior porque el promedio anual oculta importantes cambios estacionales en la demanda eléctrica producto del CC.



## 7.8.2 Determinación de Demanda Media hacia fines del Siglo XXI

Para tener un orden de magnitud de cuáles serían los posibles impactos aislados del CC, en MW, sobre la demanda eléctrica, se obtiene una relación entre el crecimiento de la demanda eléctrica anual per cápita en el Sector CPR en función del PIB per Cápita, analizando los datos históricos en el periodo 1991-2012. La información del consumo eléctrico del Sector CPR se obtuvo de los Balances Energéticos [151], el PIB per cápita para Santiago de las Cuentas Nacionales del Banco Central [150], y la población a partir de las proyecciones del INE [147]. La relación así obtenida, se muestra en la Figura 7.26.

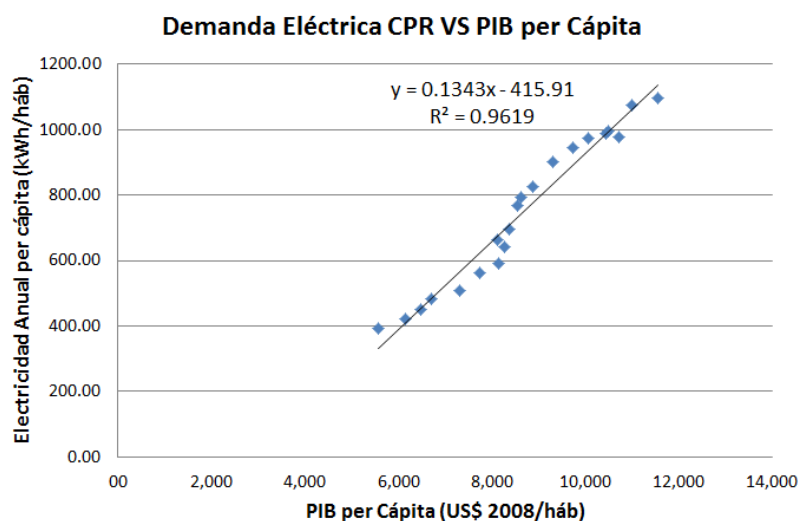


Figura 7.26. Relación entre demanda eléctrica per cápita (KWh/hab) del sector CPR en función del PIB per cápita(US\$ de 2008).

Ahora bien, para el periodo analizado se considera una demanda media de 1.370,3 MW en el Gran Santiago, lo que equivale a un consumo diario de 32.887 MWh, y a un consumo anual por habitante de 1.884,2 KWh/hab (en base a una población de 6.370.889 habitantes para la capital nacional).

Por otro lado, de la relación encontrada en la Figura 7.26, y considerando un PIB per cápita hacia el 2100, en el escenario A2, de US\$ 56.820,4 (US\$ de 2008), y en el escenario B2, de US\$ 52.654,9 (US\$ de 2008) se tendría un consumo anual hacia fines del Siglo XXI de 7.215,1 KWh/hab para el escenario A2, y de 6.655,6 KWh/hab en el escenario B2.

Notar que ninguno de los dos valores encontrados anteriormente caen en el área del codo de saturación (o más arriba) en la relación conocida para consumo de energía eléctrica per cápita en función del PIB en los países de la APEC, tal como se muestra en la Figura 7.27, por lo que la relación lineal antes encontrada se considera válida en el rango de aplicación (Aún cuando el gráfico hace referencia a consumo total, y no necesariamente al del sector comercial o residencial).

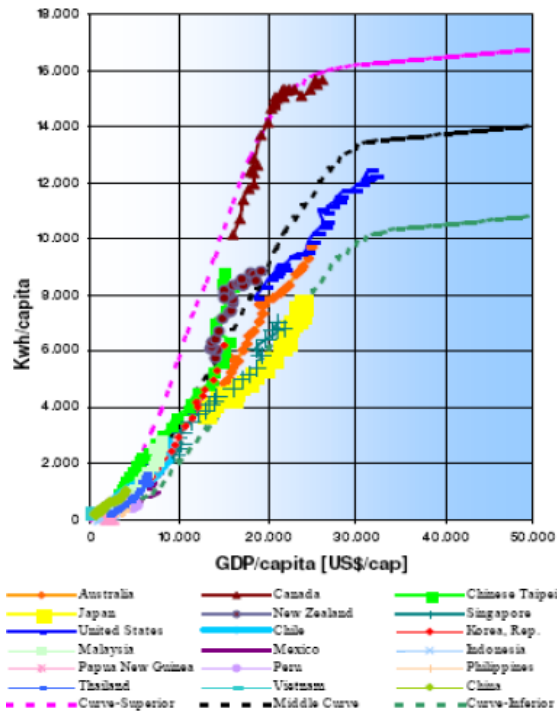


Figura 7.27. Saturación del consumo eléctrico en función del PIB per cápita [157].

De todos modos debe explicitarse que este es sólo uno de los múltiples escenarios futuros que se pueden evaluar para obtener el impacto del CC en MW, por cuanto lo que se busca en el presente trabajo es entender la magnitud relativa del efecto del CC sobre la demanda eléctrica y no tener una proyección exacta de cuál sería la demanda eléctrica en Santiago hacia fines del Siglo XXI, lo cual queda fuera de los alcances de esta tesis.

### 7.8.3 Efecto Absoluto Aislado del Cambio Climático sobre la Demanda Eléctrica

Considerando una proyección de población hacia el año 2100, para el escenario A2 de 9.429.308 habitantes, y para el escenario B2 de 7.293.529 habitantes en el Gran Santiago, se obtiene un consumo diario de toda la ciudad, hacia el año 2100, de 186.392 MWh en el escenario A2, y 132.995 MWh en el escenario B2, los que equivalen a una potencia media de 7.766,3 MW para el escenario A2, y de 5.541,5 MW para el escenario B2.

A partir de estas potencias medias es posible reproducir un perfil de variación mensual futuro de la demanda eléctrica en el sector CPR, suponiéndolo invariante con respecto al actual que se presenta en la Sección 6.2.2. Esto es también un supuesto que se podría modificar en futuros trabajos relativos a este mismo tema.

Luego, superponiendo sobre este perfil de demanda media mensual los efectos del CC encontrados en la Sección 7.8.1 se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 7.16 (para el escenario B2) y en la Tabla 7.17 (para el escenario A2).

Escenario: B2	Dem. Med.	Sensibilidad Media			Sensibilidad Máxima		
Mes	Futura (MW)	Efecto CC %	Efecto CC MW	Dem. Final	Efecto CC %	Efecto CC MW	Dem. Final
ENE	5457.6	11.0	598.9	6056.5	17.7	1074.8	7131.3
FEB	5290.3	10.7	566.6	5856.9	17.4	1022.0	6878.8
MAR	5434.9	10.2	552.8	5987.7	14.7	881.2	6868.9
ABR	5289.1	-2.4	-126.0	5163.1	-2.2	-116.0	5047.1
MAY	5545.4	-4.6	-253.8	5291.6	-5.1	-271.8	5019.8
JUN	5864.8	-6.6	-385.7	5479.1	-7.1	-387.2	5091.9
JUL	5787.1	-8.4	-487.3	5299.8	-9.0	-475.6	4824.2
AGO	5802.8	-6.5	-379.8	5423.0	-7.0	-380.9	5042.1
SEP	5465.6	-4.8	-260.9	5204.6	-5.2	-272.2	4932.4
OCT	5495.7	-4.8	-262.8	5232.9	-5.1	-268.8	4964.0
NOV	5532.8	4.3	237.0	5769.8	5.8	333.5	6103.2
DIC	5531.6	7.8	433.3	5964.8	12.3	733.7	6698.5

Tabla 7.16: Efectos absolutos en MW del CC hacia fines del Siglo XXI en el escenario B2 (Elaboración Propia).

Escenario: A2	Dem. Med.	Sensibilidad Media			Sensibilidad Máxima		
Mes	Futura (MW)	Efecto CC %	Efecto CC MW	Dem. Final	Efecto CC %	Efecto CC MW	Dem. Final
ENE	7648.8	21.7	1657.9	9306.7	34.0	3167.6	12474.2
FEB	7414.3	24.1	1783.5	9197.7	38.2	3509.1	12706.9
MAR	7617.0	26.9	2051.7	9668.7	41.7	4033.0	13701.7
ABR	7412.6	0.6	43.8	7456.5	2.9	218.1	7674.6
MAY	7771.8	-6.5	-503.1	7268.7	-7.4	-534.8	6733.9
JUN	8219.5	-9.4	-770.6	7448.9	-10.2	-760.4	6688.4
JUL	8110.6	-10.7	-871.2	7239.3	-11.6	-837.1	6402.2
AGO	8132.6	-11.6	-939.8	7192.8	-12.6	-905.7	6287.1
SEP	7660.0	-9.5	-725.4	6934.6	-10.5	-724.7	6209.9
OCT	7702.2	-3.7	-286.7	7415.5	-3.8	-284.0	7131.5
NOV	7754.2	12.3	951.7	8705.9	16.6	1443.9	10149.9
DIC	7752.5	22.4	1734.9	9487.4	35.5	3369.5	12856.9

Tabla 7.17: Efectos absolutos en MW del CC hacia fines del Siglo XXI en el escenario A2 (Elaboración Propia).

Se puede observar, entonces, de los resultados anteriores, que en los escenarios más probables, así como en los peores casos, las demandas más altas pasarán, desde una situación de máximo invernal (hoy en día), hasta máximos estivales hacia fines del Siglo XXI, ello por efecto del CC que implicará, en

general, disminuciones en las demandas invernales por menores requerimientos de calefacción, y mayores demandas estivales por efecto del mayor uso de sistemas de AA.

En la Figura 7.28 se observan los resultados finales del aumento o disminución absoluto de potencia media en cada mes del año por efecto únicamente del CC. En particular, al revisar los escenarios más probables, se tiene que el CC implicaría una demanda media adicional de 598 MW en el mes de Enero bajo el escenario B2, como valor máximo, y de 2.051 MW en Marzo bajo el escenario A2. Al observar, en cambio, los peores casos, como es de esperarse, estas potencias máximas en que aumenta la demanda pasan a ser de 1.074 MW para el mes de Enero bajo escenario B2, y de 4.033 MW en el mes de Marzo bajo el escenario A2.

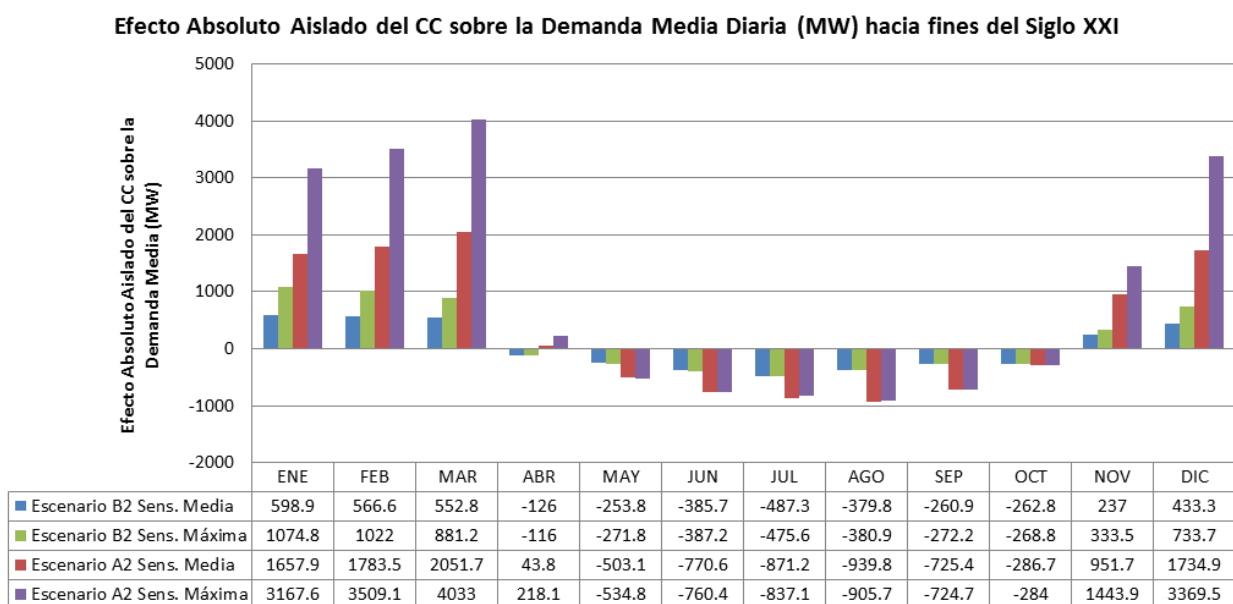


Figura 7.28. Efecto absoluto aislado del CC sobre la demanda media diaria (MW) hacia fines del Siglo XXI (Elaboración Propia).

Ahora si se consideran además los perfiles de variación horaria de la demanda como aquellos mostrados en la Sección 6.2.3 se puede determinar además, para cada escenario (A2 y B2) y cada caso de sensibilidad (media o máxima), cuál será el efecto del CC sobre la demanda máxima diaria y de esa forma obtener una estimación de la potencia adicional que se requeriría instalar en el futuro por este impacto. Estos resultados se muestran en las Tablas E.18, E.19, E.20 y E.21 del Anexo E.

La Figura 7.29 muestra la síntesis de resultados de las Tablas ya mencionadas, presentando en ella el efecto absoluto aislado del CC sobre la demanda máxima diaria, en MW, hacia fines del Siglo XXI. Este efecto corresponde a la potencia adicional que se requerirá en cada mes por efecto sólo del

aumento de temperatura producto del CC, sin considerar los efectos de los cambios estructurales asociados al CC.

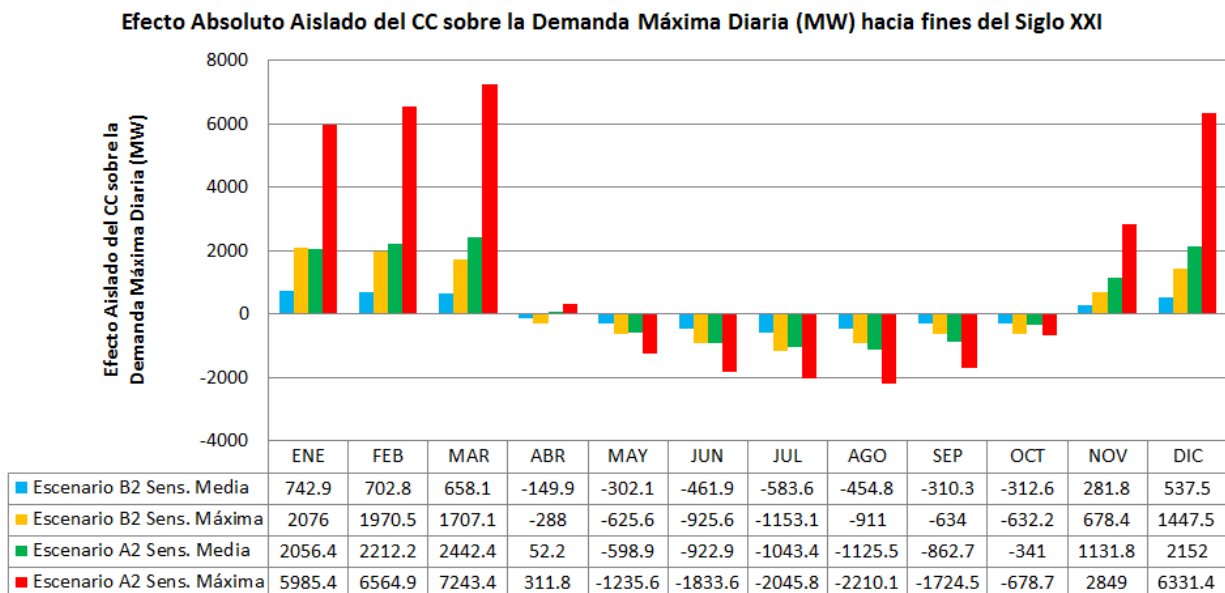


Figura 7.29. Efecto absoluto aislado del CC sobre la demanda máxima diaria (MW) hacia fines del Siglo XXI (Elaboración Propia).

Se puede observar, para el escenario B2 en el caso con sensibilidad media, que la potencia adicional máxima que se debe considerar agregar es de 742,9 MW para el mes de Enero, en tanto para el caso con sensibilidad máxima, esta potencia subiría hasta los 2.076 MW también para Enero. Por otro lado, para el escenario A2, bajo el caso más probable (sensibilidad media), la potencia adicional que se debería instalar es de 2.442,4 MW en el mes de Marzo, y para el peor caso (sensibilidad máxima) sería de 7.243,4 MW también en Marzo.

Luego, a partir de los cuatro escenarios de calentamiento (A2 y B2) y de sensibilidad (media y máxima) analizados anteriormente se observa que la capacidad de potencia adicional a instalarse por requerimientos sólo del CC podría variar en un orden de magnitud completo (de 700 MW a 7.000 MW). Aún en el mejor caso, el efecto del CC sobre la demanda eléctrica implicaría aumentos de capacidad instalada en distribución y transmisión cercanos a Santiago, y dependiendo de los factores de coincidencia con otras demandas, en capacidad instalada en generación similares a los de la central más grande del SIC en la actualidad (Central Hidroeléctrica Ralco, de 690 MW).

# CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS PROPUESTOS

---

## 8.1 Conclusiones

En la presente tesis se ha dado cumplimiento al objetivo general de obtener estimaciones, bajo distintos escenarios futuros, del impacto del cambio climático sobre la demanda eléctrica en la ciudad de Santiago de Chile, constituyendo así, la primera evaluación de este tipo hecha en el país en un horizonte temporal hasta fines del Siglo XXI.

En este contexto, en primer lugar, se ha logrado caracterizar la demanda eléctrica del Gran Santiago, diferenciando cada empresa de distribución y subestación de retiro desde las que se alimenta.

Se observa así, cuatro variables estadísticamente significativas para determinar la demanda eléctrica futura de la ciudad. En primer lugar, el consumo eléctrico resulta sensible al día de la semana durante todo el año. Por otra parte, se encuentra que las horas de luz solar son estadísticamente significativas sólo en los meses fríos, en los que existe menor disponibilidad de luz natural. Además de ello, la demanda eléctrica muestra ser sensible a la temperatura a lo largo de todo el año y, en particular, a sus variables derivadas: grados días de calentamiento (HDD) y enfriamiento (CDD).

Dada la forma de la dependencia demanda-temperatura encontrada en este trabajo, que sigue un patrón creciente hacia temperaturas bajas y altas, a partir de una cierta temperatura de referencia, se puede concluir que una parte de los consumos de los sectores comercial, público y residencial se encuentra asociada a necesidades de acondicionamiento térmico de espacios interiores.

Es usual en la literatura internacional el empleo de grados-días para la evaluación del impacto del cambio climático sobre la demanda eléctrica. Los grados-días dependen de la elección de una temperatura de referencia, a partir de la cual se registran requerimientos de calefacción o aire acondicionado en los espacios interiores. Uno de los aportes metodológicos de esta tesis es la determinación, mediante un proceso iterativo, de la temperatura de referencia. Se encuentra así que el valor de este parámetro que mejor caracteriza la demanda eléctrica en Santiago es de 18°C.

Además, en la literatura revisada, la dependencia climática de la demanda es generalmente no lineal, sin embargo, con fines simplificadorios es modelada en forma lineal con respecto a los grados-días. Del análisis de la información de la ciudad de Santiago, se desprende también un comportamiento no lineal entre estas variables. Por ello, en este trabajo se ha propuesto un nuevo enfoque al utilizar una relación lineal por partes para capturar este efecto no lineal demanda-temperatura.

Además, se ha probado en este presente trabajo la utilidad de trabajar con los grados-días para lograr la determinación de la sensibilidad de la demanda, ya que permiten separar el análisis de dependencia frente a temperaturas altas y bajas, y además realizar ajustes futuros por cambios estructurales y tendenciales que son distintos en las respuestas frente al clima de los sistemas de calefacción y aire acondicionado.

De la información histórica disponible, se ha logrado cuantificar la sensibilidad demanda-temperatura, como porcentaje de la demanda media diaria, para dos casos de interés: un caso con el valor medio, o más probable de sensibilidad, y otro caso con el valor máximo, o peor escenario de sensibilidad. Así, la magnitud de sensibilidad frente a temperaturas bajas es máxima en invierno (Junio a Agosto) y llega, para temperaturas inferiores a 10°C, a valores máximos de 1,57 %/°C en el caso más probable, y de 2,19 %/°C en el peor caso. En tanto, la sensibilidad a temperaturas altas es máxima en verano (Diciembre a Marzo), llegando, para temperaturas superiores a 22°C, a un valor máximo de 1,45 %/°C en el caso más probable, y de 2,52 %/°C en el peor escenario.

En síntesis, las sensibilidades máximas demanda-temperatura, en los dos casos analizados, coinciden con los meses que tienen condiciones térmicas más extremas (tanto frías como cálidas).

A partir de estas sensibilidades se ha demostrado, en esta tesis, que si el cambio climático ocurriese hoy sobre Santiago, sus principales efectos serían los que se resumen en la Tabla 8.1.

IMPACTO DEL CC CON SENSIBILIDAD DEMANDA-TEMPERATURA ACTUAL													
CASO MÁS PROBABLE (COEFICIENTES MEDIOS DE SENSIBILIDAD)													
Escenario B2							Escenario A2						
Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	% Aumento Demanda Peor Mes	Mejor Mes	% Disminución Demanda Mejor Mes	Efecto Acumulado Anual	Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	% Aumento Demanda Peor Mes	Mejor Mes	% Disminución Demanda Mejor Mes	Efecto Acumulado Anual
ENE, FEB, MAR, NOV, DIC	ABR, MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	ENE	3.70%	JUL	-2.91%	0.30%	ENE, FEB, MAR, ABR, NOV, DIC	MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	FEB	5.60%	AGO	-4.29%	0.60%
PEOR CASO (COEFICIENTES MÁXIMOS DE SENSIBILIDAD)													
Escenario B2							Escenario A2						
Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	% Aumento Demanda Peor Mes	Mejor Mes	% Disminución Demanda Mejor Mes	Efecto Acumulado Anual	Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	% Aumento Demanda Peor Mes	Mejor Mes	% Disminución Demanda Mejor Mes	Efecto Acumulado Anual
ENE, FEB, MAR, NOV, DIC	ABR, MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	ENE	6.30%	JUL	-3.86%	0.50%	ENE, FEB, MAR, ABR, NOV, DIC	MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	FEB	9.50%	AGO	-5.80%	1.10%

Tabla 8.1: Síntesis de resultados del impacto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad demanda-temperatura actual (Elaboración Propia).

Luego, bajo una condición de calentamiento severo (escenario A2), en el caso más probable, el impacto sobre la demanda media diaria oscilaría entre un aumento del 5,6% en verano, a una disminución de hasta 4,29% en invierno, mientras que si el calentamiento fuese moderado (escenario B2) el aumento estival llegaría a un 3,7%, y la disminución de demanda invernal a un 2,91%.

En tanto, en el peor caso de sensibilidad, bajo el escenario A2 se llegaría a aumentos de hasta 9,5% en la demanda de verano y disminuciones máximas de 5,8% en invierno. Para el escenario B2, por su parte, el impacto pasaría de aumentos de 6,3% en verano hasta disminuciones de 3,86% en invierno.

Bajo las condiciones más probables de sensibilidad, el efecto acumulado anual sería de sólo un 0,3% de aumento en la demanda media diaria bajo el escenario B2, y un aumento de 0,6% bajo el escenario A2, mientras que para el peor caso de sensibilidad máxima, dicho efecto podría ser de un aumento de 0,5% (escenario B2) y de 1,1% (escenario A2). Es decir, en cualquier caso, la variación total de la energía demandada anualmente sería muy acotada y fácil de superar con medidas operativas y políticas de gestión de demanda.

Lo anterior, sumado a que los cambios estacionales no superan tampoco el 10% de la demanda media diaria, indican claramente que la sensibilidad climática actual de la demanda eléctrica en Santiago es muy acotada como para responder en forma importante al cambio climático. Si bien esta inelasticidad podría verse como una ventaja, los cambios estructurales adaptativos asociados al cambio climático mostrarán, en lo sucesivo, un importante aumento en dicha sensibilidad.

Es así como en esta tesis se han identificado y cuantificado importantes efectos del cambio climático sobre la demanda eléctrica de Santiago hacia fines del Siglo XXI durante gran parte del año, destacando, muy especialmente, sus consecuencias sobre los meses más cálidos, con importantes incrementos de demanda. Estos aumentos vendrían impulsados por la mayor temperatura, pero también por el crecimiento económico, reflejado en un notorio incremento en el nivel de penetración de mercado de equipos de aire acondicionado, el cual se ha identificado, como el factor más crítico en la mayor sensibilidad futura de la demanda eléctrica frente a temperaturas altas, elevándola entre 5,6 y 6,2 veces con respecto a la actual. De hecho, si no se consideran otras medidas, la demanda eléctrica estival se incrementaría entre un 43% (escenario B2, sensibilidad media) hasta un 91,6% (escenario A2, sensibilidad máxima) por efecto del cambio climático en conjunto con esta mayor utilización de equipamiento de climatización. Las variaciones anteriores, por supuesto, no consideran el crecimiento vegetativo de la demanda asociado al desarrollo económico y demográfico de Santiago.



Sin embargo, se ha demostrado también que el efecto de las altas tasas de penetración de aire acondicionado podría ser amortizado con mejoras en la eficiencia de estos equipos, logrando importantes bajas en los aumentos de demanda de verano, sobre todo en el escenario B2, donde se suponen escenarios de mejoras en eficiencia de hasta un 70% con respecto a la actual, lo que sugiere la necesidad de evaluar en detalle el mercado de los sistemas de aire acondicionado y propender a la aplicación, en el corto o mediano plazo, de políticas de incentivo a la penetración de aquellos con mayores niveles de eficiencia, o con mejores relaciones costo-eficiencia.

Por otro lado, a medida que Santiago se vuelva una ciudad con mayores ingresos se espera un aumento en el tamaño de las viviendas que provocará un incremento proporcional en la demanda eléctrica por calefacción. Sin embargo, este efecto se superpondrá a disminuciones en el consumo gracias a medidas de aislación térmica y a otros aumentos de demanda debido a mayores requerimientos de confort térmico interior hacia fines del Siglo XXI. Esta superposición de efectos, implica un aumento neto final en la sensibilidad de la demanda eléctrica a las temperaturas bajas de entre un 51% y 53%. Así entonces, hacia finales del Siglo XXI, bajo el escenario A2 se reportarían menores disminuciones invernales de demanda que las que se esperarían sin los efectos adaptativos, mientras que en el escenario B2 se produciría un aumento invernal de demandas. Lo anterior se debe a la contraposición del impacto invernal del cambio climático, por un lado, que reducirá la demanda eléctrica gracias a temperaturas invernales más cercanas al confort, y por otro lado, a los cambios estructurales ya señalados que la aumentarían.

Luego, considerando todos los impactos anteriores, en conjunto con el reemplazo esperado que ocurriría, de consumos actualmente suministrados con gas licuado, que pasarán a usar energía eléctrica en el futuro, se ha cuantificado, la sensibilidad definitiva demanda-temperatura hacia fines del Siglo XXI (periodo 2091-2100) tal como se muestra en la Tabla 8.2.

SENSIBILIDADES MÁXIMAS DEFINITIVAS HACIA 2091-2100											
CASO MÁS PROBABLE (COEFICIENTES MEDIOS DE SENSIBILIDAD)											
Escenario B2						Escenario A2					
Meses Sensibilidad Máxima Verano	Sensibilidad Máxima a CDD (T°>18°C)	Sensibilidad Máxima a CDD (T°>22°C)	Meses Sensibilidad Máxima Invierno	Sensibilidad Máxima a HDD (T°<18°C)	Sensibilidad Máxima a HDD (T°<10°C)	Meses Sensibilidad Máxima Verano	Sensibilidad Máxima a CDD (T°>18°C)	Sensibilidad Máxima a CDD (T°>22°C)	Meses Sensibilidad Máxima Invierno	Sensibilidad Máxima a HDD (T°<18°C)	Sensibilidad Máxima a HDD (T°<10°C)
ENE, FEB, MAR, DIC	3,01 %/°C	4,73 %/°C	JUN. JUL. AGO	3,00 %/°C	5,81 %/°C	ENE, FEB, MAR, DIC	4,67 %/°C	7,35 %/°C	JUN. JUL. AGO	2,92 %/°C	5,55 %/°C
PEOR CASO (COEFICIENTES MÁXIMOS DE SENSIBILIDAD)											
Escenario B2						Escenario A2					
Meses Sensibilidad Máxima Verano	Sensibilidad Máxima a CDD (T°>18°C)	Sensibilidad Máxima a CDD (T°>22°C)	Meses Sensibilidad Máxima Invierno	Sensibilidad Máxima a HDD (T°<18°C)	Sensibilidad Máxima a HDD (T°<10°C)	Meses Sensibilidad Máxima Verano	Sensibilidad Máxima a CDD (T°>18°C)	Sensibilidad Máxima a CDD (T°>22°C)	Meses Sensibilidad Máxima Invierno	Sensibilidad Máxima a HDD (T°<18°C)	Sensibilidad Máxima a HDD (T°<10°C)
ENE, FEB, MAR, DIC	4,23 %/°C	8,21 %/°C	JUN. JUL. AGO	3,47 %/°C	6,35 %/°C	ENE, FEB, MAR, DIC	6,57 %/°C	12,76 %/°C	JUN. JUL. AGO	3,43 %/°C	6,13 %/°C

Tabla 8.2: Sensibilidades máximas definitivas demanda-temperatura hacia fines del Siglo XXI (2091-2100) considerando cambios estructurales esperados (Elaboración Propia).

A partir de la Tabla 8.2 se puede ver que las sensibilidades estivales son más altas en el escenario A2, que es un escenario con una condición de calentamiento más severa sobre Santiago, y que también tiene, de acuerdo a su definición, una mayor relevancia puesta en el crecimiento económico por encima de la problemática ambiental o de sustentabilidad. En base a ello, este escenario tiene mayores niveles de consumo y menores medidas de eficiencia energética, en particular, por su importancia, un menor objetivo de reducción en el consumo del equipamiento de aire acondicionado.

Por otro lado, se ha encontrado una mayor sensibilidad de la demanda frente a las temperaturas bajas en el escenario B2 por ser éste un escenario centrado en la problemática ambiental, lo que redundaría en un mayor reemplazo de sistemas de calefacción a gas licuado, un combustible fósil, por energía eléctrica, y luego, se ha verificado que este efecto de sustitución, implicará un fuerte aumento en la sensibilidad demanda-temperatura en los meses fríos, ya que la demanda por gas licuado está altamente relacionada con las necesidades de confort térmico.

Considerando estos niveles de sensibilidad definitiva demanda-temperatura, en el presente trabajo de tesis se ha podido estimar el impacto agregado del cambio climático y sus modificaciones adaptativas asociadas, en ambos casos de sensibilidad y ambos escenarios de calentamiento como un aumento en la demanda media diaria, con respecto a la actual, para todos los meses del año. Lo anterior no considera el crecimiento vegetativo propio del crecimiento económico y demográfico. Estos resultados se sintetizan en la Tabla 8.3.

IMPACTO DEL CC CON SENSIBILIDAD DEMANDA-TEMPERATURA AJUSTADA POR SATURACIÓN DEL MERCADO DE AA+EFICIENCIA EQUIPOS AA+AJUSTES CALEFACCIÓN+SUSTITUCIÓN GL													
CASO MÁS PROBABLE (COEFICIENTES MEDIOS DE SENSIBILIDAD)													
Escenario B2							Escenario A2						
Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	% Aumento Demanda Peor Mes	Mejor Mes	% Disminución Demanda Mejor Mes	Efecto Acumulado Anual	Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	% Aumento Demanda Peor Mes	Mejor Mes	% Disminución Demanda Mejor Mes	Efecto Acumulado Anual
ENE, FEB, MAR, ABR, MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT, NOV, DIC	-	ENE	23.36%	-	-	10.60%	ENE, FEB, MAR, ABR, MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT, NOV, DIC	-	FEB	47.00%	-	-	16.70%
PEOR CASO (COEFICIENTES MÁXIMOS DE SENSIBILIDAD)													
Escenario B2							Escenario A2						
Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	% Aumento Demanda Peor Mes	Mejor Mes	% Disminución Demanda Mejor Mes	Efecto Acumulado Anual	Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	% Aumento Demanda Peor Mes	Mejor Mes	% Disminución Demanda Mejor Mes	Efecto Acumulado Anual
ENE, FEB, MAR, ABR, MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT, NOV, DIC	-	ENE	37.01%	-	-	13.40%	ENE, FEB, MAR, ABR, MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT, NOV, DIC	-	FEB	75.20%	-	-	24.20%

Tabla 8.3: Síntesis de resultados del impacto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad demanda-temperatura definitiva hacia fines del Siglo XXI (Elaboración Propia).

Luego, además de tener impactos mensuales máximos en el verano, y mayores en el escenario A2 que en el B2, se puede observar que los impactos acumulados anuales no son despreciables, y pueden ir entre poco más del 10% de la energía total anual demandada (bajo un escenario B2 con sensibilidad media), hasta casi un 25% de la energía total demandada al año (bajo un escenario A2 con

sensibilidad máxima), es decir casi un cuarto del consumo anual de energía eléctrica podría estar en juego por efecto del cambio climático y las modificaciones estructurales asociadas a él.

Sin embargo, en este trabajo se ha podido también analizar el efecto aislado del cambio climático hacia fines del Siglo XXI, sin considerar los cambios estructurales, y se ha determinado que éste provocará aumentos de demanda en verano y disminuciones en invierno, tal como se muestra en la Tabla 8.4.

Por su parte los cambios estructurales serán siempre una señal de aumento sobre la demanda eléctrica, con impactos relativos mayores o menores según la estación del año. En los escenarios B2 los mayores impactos de los cambios estructurales estarían en invierno, debido al mayor reemplazo de gas licuado por energía eléctrica, y a la amortización de la penetración de aire acondicionado con medidas de eficiencia energética. En tanto, en los escenarios A2, los cambios estructurales serán más importantes en verano debido a la más alta penetración de sistemas de aire acondicionado, a su menor eficiencia alcanzada, y al menor reemplazo de equipos de calefacción a gas licuado por energía eléctrica.

IMPACTO PORCENTUAL AISLADO DEL CC CON SENSIBILIDAD DEMANDA-TEMPERATURA FUTURA DEFINITIVA													
CASO MÁS PROBABLE (COEFICIENTES MEDIOS DE SENSIBILIDAD)													
Escenario B2							Escenario A2						
Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	% Aumento Demanda Peor Mes	Mejor Mes	% Disminución Demanda Mejor Mes	Efecto Acumulado Anual	Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	% Aumento Demanda Peor Mes	Mejor Mes	% Disminución Demanda Mejor Mes	Efecto Acumulado Anual
ENE, FEB, MAR, NOV, DIC	ABR, MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	ENE	11.00%	JUL	-8.40%	-0.01%	ENE, FEB, MAR, ABR, NOV, DIC	MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	MAR	26.90%	AGO	-11.60%	4.05%
PEOR CASO (COEFICIENTES MÁXIMOS DE SENSIBILIDAD)													
Escenario B2							Escenario A2						
Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	% Aumento Demanda Peor Mes	Mejor Mes	% Disminución Demanda Mejor Mes	Efecto Acumulado Anual	Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	% Aumento Demanda Peor Mes	Mejor Mes	% Disminución Demanda Mejor Mes	Efecto Acumulado Anual
ENE, FEB, MAR, NOV, DIC	ABR, MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	ENE	17.70%	JUL	-9.00%	1.75%	ENE, FEB, MAR, ABR, NOV, DIC	MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	MAR	41.70%	AGO	-12.60%	8.96%

Tabla 8.4: Síntesis de resultados del impacto porcentual aislado del CC sobre la demanda eléctrica media diaria con sensibilidad demanda-temperatura definitiva hacia fines del Siglo XXI (Elaboración Propia).

Así, los mayores impactos negativos (aumento de demanda), por efecto del cambio climático, se tendrán efectivamente en los meses de verano, mientras que los meses con condiciones más favorables, asociados a una disminución en la demanda por efecto del aumento de temperatura asociado al cambio climático, llegando éstas a estar en un rango más cercano al confort térmico, serán los de invierno.

Se ha comprobado, en consecuencia, que los aumentos de demanda invernales bajo el escenario B2 se deberán a los cambios estructurales, pues el efecto neto aislado del cambio climático en dichos meses será de disminución de demanda.

El impacto global de esta superposición de efectos (estival e invernal) será, además, acotado, llegando en el peor escenario posible sólo a representar cerca de un 9% de la energía total demandada al año, y no alcanzará a igualar el gran incremento de demanda en los meses cálidos, los cuales requerirán

de capacidad de suministrar demandas medias diarias de entre un 11% a un 41,7% superiores a las que se tendrían en ausencia del cambio climático.

Debe señalarse que aunque existan escenarios donde el impacto neto anual del cambio climático sea débil, siempre deben tenerse en cuenta los efectos estacionales y mensuales, pues éstos serían significativamente mayores. Lo anterior con el fin de evitar subestimar efectos negativos sobre el sistema eléctrico.

Un ejemplo de la importancia de los cambios estacionales, es que, sin considerar otros efectos discutidos en el cuerpo de la tesis (introducción del vehículo eléctrico, sistemas de generación distribuida urbanos, etc.) los importantes efectos estacionales del cambio climático sobre la demanda, provocarán que el máximo anual de ella en Santiago, que hoy en día ocurre en invierno, hacia fines del Siglo XXI se produciría en los meses de verano, muy posiblemente, durante horas de la tarde.

De acuerdo a las descripciones anteriores, un aporte sustancial de este trabajo es haber determinado que el grueso del impacto del cambio climático sobre la demanda eléctrica, estará asociado a su superposición sobre un sistema eléctrico mucho más sensible que el actual debido a las modificaciones estructurales adaptativas. Aún así, el cambio climático en forma aislada sería también una variable determinante en el consumo eléctrico futuro.

Por otra parte, habiéndose demostrado una importante componente intra-anual efecto del cambio climático sobre la demanda eléctrica, con importantes incrementos en los meses cálidos y disminuciones significativas en los fríos, y sabiendo que ello provocará la necesidad de ampliar la capacidad instalada de generación, transmisión y distribución para suplir altas demandas estivales, y que esa capacidad instalada permanecerá subutilizada durante el resto del año, surge, entonces, con importancia, la necesidad de implementar otras medidas y políticas de gestión de demanda (como tarifaciones diferenciadas, planes de eficiencia energética, etc.), con el objeto de distribuir mejor la carga sobre la infraestructura eléctrica.

Ahora, al superponer los impactos aislados del cambio climático con una línea de base de demanda eléctrica que tenga en cuenta el crecimiento económico y demográfico, se han observado los resultados resumidos en la Tabla 8.5. Así, el cambio climático ocasionaría un aumento de la demanda media diaria de entre 599 MW y 1.075 MW para el mes más crítico de verano bajo el escenario B2; y un aumento de entre 2.051 MW y 4.033 MW para el mes más crítico de verano en el escenario A2, donde los rangos se explican por las distintas sensibilidades posibles.

IMPACTO DEL AISLADO CC CON SENSIBILIDAD DEMANDA-TEMPERATURA FUTURA DEFINITIVA SOBRE LA DEMANDA MEDIA DIARIA (MW)											
CASO MÁS PROBABLE (COEFICIENTES MEDIOS DE SENSIBILIDAD)											
Escenario B2						Escenario A2					
Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	MW Aumento Demanda Media DiariaPeor Mes	Mejor Mes	MW Disminución Demanda Media Diaria Mejor Mes	Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	MW Aumento Demanda Media DiariaPeor Mes	Mejor Mes	MW Disminución Demanda Media Diaria Mejor Mes
ENE, FEB, MAR, NOV, DIC	ABR, MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	ENE	598.9	JUL	-487.3	ENE, FEB, MAR, ABR, NOV, DIC	MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	MAR	2051.7	AGO	-939.8
PEOR CASO (COEFICIENTES MÁXIMOS DE SENSIBILIDAD)											
Escenario B2						Escenario A2					
Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	MW Aumento Demanda Media DiariaPeor Mes	Mejor Mes	MW Disminución Demanda Media Diaria Mejor Mes	Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	MW Aumento Demanda Media DiariaPeor Mes	Mejor Mes	MW Disminución Demanda Media Diaria Mejor Mes
ENE, FEB, MAR, NOV, DIC	ABR, MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	ENE	1074.8	JUL	-475.6	ENE, FEB, MAR, ABR, NOV, DIC	MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	MAR	4033.0	AGO	-905.7

Tabla 8.5: Síntesis de resultados del impacto aislado del CC (en MW) sobre la demanda eléctrica media diaria con sensibilidad demanda-temperatura definitiva hacia fines del Siglo XXI (Elaboración Propia).

Finalmente, el impacto del cambio climático sobre la demanda máxima de potencia se muestra en la Tabla 8.6, y sería, en el escenario más probable un aumento estival, bajo el escenario B2 de 743 MW, llegando en el peor caso de sensibilidad hasta 2.076 MW adicionales requeridos, mientras que en el escenario A2 este aumento sería, muy probablemente, de 2.442 MW, llegando en el peor caso de sensibilidad hasta una potencia adicional de 7.243 MW.

IMPACTO DEL AISLADO CC CON SENSIBILIDAD DEMANDA-TEMPERATURA FUTURA DEFINITIVA SOBRE LA DEMANDA MÁXIMA DIARIA (MW)											
CASO MÁS PROBABLE (COEFICIENTES MEDIOS DE SENSIBILIDAD)											
Escenario B2						Escenario A2					
Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	MW Aumento Demanda Máxima DiariaPeor Mes	Mejor Mes	MW Disminución Demanda Máxima Diaria Mejor Mes	Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	MW Aumento Demanda Máxima DiariaPeor Mes	Mejor Mes	MW Disminución Demanda Máxima Diaria Mejor Mes
ENE, FEB, MAR, NOV, DIC	ABR, MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	ENE	742.9	JUL	-583.6	ENE, FEB, MAR, ABR, NOV, DIC	MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	MAR	2442.4	AGO	-1125.5
PEOR CASO (COEFICIENTES MÁXIMOS DE SENSIBILIDAD)											
Escenario B2						Escenario A2					
Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	MW Aumento Demanda Máxima DiariaPeor Mes	Mejor Mes	MW Disminución Demanda Máxima Diaria Mejor Mes	Meses Impacto Negativo	Meses Impacto Positivo	Peor Mes	MW Aumento Demanda Máxima DiariaPeor Mes	Mejor Mes	MW Disminución Demanda Máxima Diaria Mejor Mes
ENE, FEB, MAR, NOV, DIC	ABR, MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	ENE	2076.0	JUL	-1153.1	ENE, FEB, MAR, ABR, NOV, DIC	MAY, JUN, JUL, AGO, SEP, OCT	MAR	7243.4	AGO	-2045.8

Tabla 8.6: Síntesis de resultados del impacto aislado del CC (en MW) sobre la demanda eléctrica máxima diaria con sensibilidad demanda-temperatura definitiva hacia fines del Siglo XXI (Elaboración Propia).

Estos elevados niveles de demanda de potencia adicionales constituyen un factor de criticidad máxima que se deberá tener en cuenta en la evaluación de escenarios futuros de largo plazo para el sistema eléctrico.

## 8.2 Trabajo Futuro

Si bien el presente trabajo de tesis no tiene por objetivo general obtener una estimación con alto grado de precisión de la demanda eléctrica hacia fines del Siglo XXI, sino que estimar los impactos porcentuales o relativos que tendría el cambio climático sobre dicha demanda, es evidente que ambas metas no pueden estar completamente desacoplados. Es por ello que se ha resguardado que los supuestos utilizados para generar tanto los escenarios de cambios estructurales como las líneas de base de demanda eléctrica (en ausencia del cambio climático), tengan la mayor concordancia y coherencia con los supuestos que dan origen a las series de variables climáticas futuras bajo los escenarios A2 y B2 del IPCC. Es decir, se respeta, tal como se indica en el Capítulo 3, la necesidad de construir un modelo interrelacionado multifactorial (con factores climáticos y no climáticos), donde todas las variables en juego sean conducidas por los mismos supuestos, teniendo en cuenta que tanto las emisiones de GEI en la atmósfera, como los niveles de consumo eléctrico y los niveles de actividad económica, están íntimamente relacionados entre sí. Tal como se señala en el REEE del IPCC con respecto a los escenarios de cambio climático, cada una de las evaluaciones presentadas en el presente trabajo contiene, irremediablemente, elementos subjetivos susceptibles de ser perfeccionados en investigaciones futuras, y no se consideran, en ningún caso, como recomendaciones a seguir en sí mismas, sino como marcos de referencia para la construcción de eventuales análisis y políticas ulteriores respecto de los niveles de demanda y su relación con el cambio climático.

Con respecto a la series de datos utilizadas, se ha verificado el cumplimiento de una serie de indicadores estadísticos a fin de evitar que su corta extensión afecte el comportamiento de los resultados según lo esperado. Al respecto, la abundante literatura previamente revisada ayuda de sobremanera a ganar juicio experto respecto de lo que se puede esperar en el contexto de estas evaluaciones, y así poder discriminar la aún escasa información disponible para Chile y evitar el sesgo que ella pudiese introducir en los resultados. Lo anterior se debe a que sólo desde mediados del 2010 el CDEC-SIC informa los consumos a nivel de Subestaciones de Distribución Primaria, separando además los clientes regulados de los grandes clientes libres.

En este contexto, surge de forma natural como trabajo futuro el poder aplicar la misma metodología actual sobre series de tiempo más largas, las cuales se están generando en tiempo real, con el fin de observar la estabilidad de su comportamiento ante distintas fuentes informativas y en distintos estudios de casos, ojalá también en otras ciudades chilenas para ir diferenciando regionalmente los efectos del cambio climático en el país. Para ello, además, en el presente trabajo de tesis se han identificado las subestaciones de retiro de todas las empresas de distribución de las ciudades con más de

100.000 habitantes en el contexto del SIC, y se pone a disposición esta información de eventuales trabajos futuros al respecto.

Ahora, con respecto a las variables analizadas, se ha encontrado significancia estadística en al menos 4 variables independientes que afectan a la demanda eléctrica en el rango intra-anual, además de otras 2 que la determinan en el largo plazo (línea de base). Luego, si bien se han excluido en forma justificada otras variables que no se han evaluado para su inclusión en el modelo, se propone como mejora para investigaciones futuras el incluir, dentro de las variables climáticas, un análisis del efecto que tendría la humedad relativa como variable independiente en la determinación de los modelos de sensibilidad de demanda, lo cual va de la mano con tener series de tiempo más extensas a fin de poder aislar tal efecto y representar de mejor forma el confort higroclimático al que se enfrentan las personas en espacios interiores.

Respecto a la inclusión de otras variables no climáticas en el modelo, se sugiere la inclusión, en investigaciones futuras, de distintos escenarios de reemplazo de combustibles por energía eléctrica, incluyendo al gas natural y el kerosene, y además proponiendo otras técnicas de combinación de sus coeficientes de sensibilidad. Estas técnicas debiesen ir, en lo posible, ligadas al comportamiento futuro de los precios de los energéticos en el largo plazo, la cual se cree es la variable endógena que pudiese presentar los mayores impactos sobre los resultados esperados en el horizonte temporal analizado. Se podría mejorar sustancialmente este aspecto incluyendo nociones de elasticidad demanda-precio en el sector CPR.

Es importante señalar que no se ha observado, en la literatura revisada, que este nivel de precios sea una variable utilizada en horizontes de tan largo plazo como el presentado, debido a las grandes dificultades en el manejo de la incertidumbre al respecto. Así, se ha propuesto aquí representar la sustitución de combustibles mediante tendencias históricas y proyecciones regionales (para la región OECD), considerando que el aumento en el nivel de ingresos absorbe esta componente del comportamiento de la demanda.

En tanto, de acuerdo a la información proyectada, al nivel de ingresos esperados, y al comportamiento global de países OECD no se cree que sea prioritario aún la inclusión de mayor detalle sobre los efectos que el nivel de población tendrán en los impactos del cambio climático sobre la demanda eléctrica.

Con respecto a desarrollos tecnológicos, si bien éstos presentan también un elevado nivel de incertidumbre en el largo plazo, se propone, para trabajos futuros, considerar escenarios de generación

distribuida, por ejemplo, mediante sistemas fotovoltaicos en entornos urbanos, y escenarios de alta penetración de vehículos eléctricos, ambas como componentes relevantes en la demanda eléctrica futura, y evaluar su impacto al superponerse a los efectos del cambio climático.

En lo metodológico se propone también realizar los análisis futuros separando los sectores comercial y residencial, y agregando, además, posiblemente, análisis sobre sectores industriales que se puedan identificar como los más sensibles al clima.

Además, sería factible utilizar regresiones lineales con variables incluidas en forma no lineal, bajo otras funciones matemáticas, a fin de encontrar mejores ajustes a la determinación de la demanda eléctrica en función de las mismas. Se propone además considerar efectos no lineales, o no proporcionales, de los cambios estructurales futuros sobre los coeficientes de sensibilidad de la demanda eléctrica frente al clima. Se pueden considerar también estudios futuros con cambios estructurales que modifiquen la forma de la curva de demanda de gas licuado en función de la temperatura.

A su vez se propone realizar un estudio diferenciado geográficamente dentro del Gran Santiago, usando la misma metodología anterior, con fines de determinar las áreas con mayor sensibilidad y ver eventuales correlaciones entre esas sensibilidades y las características socioeconómicas de las distintas zonas de la capital.

Además, se pueden realizar estudios previos para la determinación de la evolución de los perfiles de variación intra-diario e intra-anual de la demanda media, a fin de obtener mejores estimaciones futuras de los efectos absolutos del CC sobre el consumo eléctrico.

Y finalmente, teniendo este trabajo como aporte respecto del impacto del cambio climático sobre la demanda eléctrica, se plantea la necesidad de establecer escenarios futuros de expansión de sistemas de distribución, transmisión, y sobre todo matrices de generación, a fin de establecer un enfoque integrado de evaluación del cambio climático sobre el sector eléctrico.



---

## BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change, «Climate Change 2013 - The Physical Science Basis,» Cambridge University Press, Nueva York, 2013.
- [2] J. McCarthy, O. Canziani, N. Leary, D. D.J. y K. White, «Glossary of Terms,» de *Climate Change 2001 Impacts, Adaptation and Vulnerability*, Cambridge, Cambridge University Press, 2001, pp. 982 - 996.
- [3] S. Parkpoom, G. Harrison y B. J.W., «Climate Change Impacts on Electricity Demand,» de *39th Universities Power Engineering Conference*, Bristol, 2004.
- [4] T. Shanahan, «Weather and Climate,» University of Texas, 18 Enero 2011. [En línea]. Available: [http://www.geo.utexas.edu/courses/302c/W\\_and\\_C.htm](http://www.geo.utexas.edu/courses/302c/W_and_C.htm).
- [5] S. Belcher, J. Hacker y D. Powell, «Constructing design weather data for future climates,» *Building Services Engineering Research and Technology*, vol. 26, nº 1, pp. 49-61, 2005.
- [6] S. Solomon, D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K. Averyt, M. Tignor y H. Miller, «Informe del Grupo de Trabajo I - Base de las Ciencias Físicas,» Cambridge University Press, Cambridge, 2007.
- [7] S. Parkpoom y G. Harrison, «Analyzing the Impact of Climate Change on Future Electricity Demand in Thailand,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, nº 3, pp. 1441-1448, 2008.
- [8] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Climate Change 2007: The Physical Science Basis - Summary for Policymakers*, Cambridge: Cambridge University Press, 2007.
- [9] UNEP/GRID-Arendal, «IPCC Third Assessment Report - Climate Change 2001,» 2011. [En línea]. Available: [http://www.grida.no/publications/other/ipcc\\_tar/?src=/climate/ipcc\\_tar/wg1/212.htm](http://www.grida.no/publications/other/ipcc_tar/?src=/climate/ipcc_tar/wg1/212.htm). [Último acceso: 09 Octubre 2012].
- [10] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), «Climate Change 2007: The Physical Science Basis,» Cambridge, Cambridge University Press, 2007.
- [11] C. Now, «CO2 Now,» 2007. [En línea]. Available: <http://co2now.org/>. [Último acceso: 10 Junio 2014].
- [12] UNFCCC, «Convention Bodies,» 2012. [En línea]. Available: [http://unfccc.int/essential\\_background/convention/convention\\_bodies/items/2629.php](http://unfccc.int/essential_background/convention/convention_bodies/items/2629.php).
- [13] Intergovernmental Panel on Climate Change, «Intergovernmental Panel on Climate Change - Organization,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.ipcc.ch/organization/organization.shtml>.
- [14] Comisión Nacional de Medio Ambiente, Gobierno de Chile, «Plan de Acción Nacional de Cambio Climático,» 2008. [En línea]. Available: <http://www.mma.gob.cl/1304/w3-article-49744.html>.
- [15] Departamento de Geofísica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, «Estudio de la Variabilidad Climática en Chile para el Siglo XXI - Informe Final,» Santiago, 2006.
- [16] Dirección Meteorológica de Chile, «Dirección Meteorológica de Chile - Climas de Chile,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.meteochile.cl/climas/climas.html>.
- [17] Intergovernmental Panel on Climate Change, «Climate Change 2001: Impacts, Adaptation and Vulnerability,» Génova, 2001.

- [18] P. Aceituno, H. Fuenzalida y B. Rosenblüth, «Climate along the extratropical west coast of South America,» de *Part II: Climate Controls. Earth System Responses to Global Change: Contrasts Between North and South America*, Dordrecht, Holanda, Kluwer Academic Publishers, 1993, pp. 61-72.
- [19] J. Quintana y P. Aceituno, «Trends and interdecadal variability of rainfall in Chile,» de *Proceedings of 8 ICSHMO*, Foz do Iguazu, 2006.
- [20] M. Salles y R. Compagnucci, «Características de la circulación de superficie durante el período diciembre de 1971 - febrero de 1974 y sus relaciones con las anomalías ENSO en el sur de Sudamérica,» *Meteorológica*, nº 22, pp. 35-48, 1997.
- [21] M. Salles y R. Compagnucci, «Características de la circulación de superficie durante 1976-1977 y su relación con las anomalías en el sur de Sudamérica,» *Meteorológica*, nº 20, pp. 7-16, 1995.
- [22] J. Quintana, «Estudio de los factores que explican la variabilidad de la precipitación en Chile en escalas de tiempo interdecadal,» Tesis de Magíster en Geofísica, Universidad de Chile, Santiago, 2004.
- [23] W. Quinn y V. Neal, «Long-term variation of the Southern Oscillation, El Niño and the Chilean Subtropical Rainfall,» *Fishery Bulletin*, nº 81, pp. 363-374, 1982.
- [24] J. Ruttland y H. Fuenzalida, «Synoptic aspects of the central Chile rainfall variability associated with the Southern Oscillation,» *International Journal of Climatology*, nº 11, pp. 63-76, 1991.
- [25] P. Waylen y C. Caviedes, «Annual and seasonal fluctuations of precipitation and streamflow in the Aconcagua river basin, Chile,» *Journal of Hydrology*, nº 120, pp. 79-102, 1990.
- [26] B. Rosenblüth, H. Fuenzalida y P. Aceituno, «Recent temperature variations in southern South America,» *International Journal of Climatology*, nº 17, pp. 67-85, 1997.
- [27] J. Boisier y P. Aceituno, «Changes in surface and upper-air temperature along the arid coast of northern Chile,» de *Proceedings of 8 ICSHMO*, Foz do Iguazú, 2006.
- [28] B. Villarroel, B. Rosenbluth y P. Aceituno, «Climate change along the extratropical West coast of South America: extreme temperatures,» de *Proceedings of 8 ICSHMO*, Foz do Iguazú, 2006.
- [29] M. Falvey y R. Garreaud, «Regional cooling in a warming world: Recent temperature trends in the southeast Pacific and along the west coast of subtropical South America (1979-2006),» *Journal of Geophysical Research*, vol. 114, pp. 1-16, 2009.
- [30] E. Basso, «Southern Chile revisited,» *World Meteorological Organization Bulletin*, vol. 3, nº 46, pp. 284-285, 1997.
- [31] B. Morales-Arno, «Deglaciación en los Andes y sus consecuencias,» de *Proceedings of the International Mining and Environment Meeting, Clean Technology: Third Millennium Challenges*, Lima, Perú, 1999.
- [32] K. Linder, M. Gibbs y M. Inglis, *Potential Impacts of Climate Change on Electric Utilities*, Nueva York: NYSERDA Report 88-2, 1987.
- [33] C. Mirasgedis, Y. Sarafidis, E. Georgopoulou, V. Kotroni, K. Lagouvardos y D. Lala, «Modeling framework for estimating impacts of climate change on electricity demand at regional level: Case of Greece,» *Energy Convers Manage*, vol. 48, pp. 1737-1750, 2007.
- [34] Hadley Centre for Climate Prediction and Research, «PRECIS - Update 2002: Providing regional climates for impacts studies,» Hadley Centre for Climate Prediction and Research, Exeter, Reino Unido, 2002.
- [35] J. Darmstadter, «The MINK Project Report V - Energy,» de *Processes for identifying regional influences of and responses to increasing atmospheric CO2 and climate change*, Springfield, VA, US Department of Commerce, 1991.

- [36] Intergovernmental Panel on Climate Change, «Special Report on Emissions Scenarios,» Cambridge University Press, Cambridge, 2000.
- [37] G. Franco y A. Sanstad, «Climate change and electricity demand in California,» *Climatic Change*, vol. 87, nº 1, pp. 139-151, 2008.
- [38] I. P. o. C. Change, «IPCC Data Distribution Centre,» [En línea]. Available: <http://www.ipcc-data.org/>.
- [39] UCFA. Research, «MAGICC/SCENGEN,» 2007. [En línea]. Available: <http://www.cgd.ucar.edu/cas/wigley/magicc/index.html>.
- [40] W. Morrison y R. Mendelsohn, «The Impacts of Climate Change on Energy: An Aggregate Expenditure Model for the US,» US Department of Energy, Washington, DC., 1998.
- [41] J. Moral-Carcedo y J. Vicens-Otero, «Modeling the non-linear response of Spanish electricity demand to temperature variations,» *Energy Conversion and Management*, vol. 27, pp. 477-494, 2005.
- [42] T. Wilbanks, V. Bhatt y D. Bilello, «Effects of Climate Change on Energy Production and Use in the United States,» U.S. Climate Change Science Program, Washington, D.C., Estados Unidos, 2008.
- [43] D. Sailor, «Climatic change feedback to the energy sector: developing integrated assessments,» *World Resource Review*, vol. 9, nº 3, pp. 301-316, 1997.
- [44] M. Ruth y A. Lin, «Regional energy demand and adaptations to climate change: Methodology and application to the state of Maryland, USA,» *Energy Pol.*, vol. 34, pp. 2820-2833, 2006.
- [45] US Global Change Research Program, «Preparing for Climate Change in the Metropolitan East Coast Region: The Potential Consequences of Climate Variability and Change,» [En línea]. Available: [http://metroeast\\_climate.ciesin.columbia.edu/reports/energy.pdf](http://metroeast_climate.ciesin.columbia.edu/reports/energy.pdf). [Último acceso: 12 Octubre 2012].
- [46] A. Khotanzad, R. Afkhami-Rohani, L. Tsun-Liang, A. Abaye, M. Davis y D. Maratukulam, «ANNSTLF - A Neural-Network-Based Electric Load Forecasting System,» *IEEE Transactions on Neural Networks*, vol. 8, nº 4, pp. 835-846, 1997.
- [47] M. Hagan y S. Behr, «The time series approach to short-term load forecasting,» *IEEE Transactions on Power Systems*, Vols. %1 de %2PWRS-2, pp. 785-791, 1987.
- [48] H. Hahn, S. Meyer-Nieberg y S. Pickl, «Electric load forecasting methods: Tools for decision making,» *European Journal of Operational Research*, nº 199, pp. 902-907, 2009.
- [49] M. Badri, «Analysis of demand for electricity in the United States,» *Energy*, vol. 17, nº 7, pp. 725-733, 1992.
- [50] R. Lehman, «Projecting monthly natural gas sales for space heating using a monthly updated model and degree-days from monthly outlooks,» *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 33, nº 1, pp. 96-106, 1994.
- [51] C. Lam, «Climatic and economic influences on residential electricity consumption,» *Energy Conversion and Management*, vol. 39, nº 7, pp. 623-629, 1998.
- [52] Y. Yan, «Climate and residential electricity consumption in Hong Kong,» *Energy*, vol. 23, nº 1, pp. 17-20, 1998.
- [53] M. Morris, «The Impact of Temperatures Trends on Short-Term Energy Demand,» Government Printing Office, Washington, DC., 1999.
- [54] A. Pardo, V. Meneu y E. Valor, «Temperature and seasonality influences on Spanish electricity load,» *Energy Economics*, vol. 24, pp. 55-70, 2002.
- [55] T. Chow y C. Leung, «Neural network based short term load forecasting using weather

- compensation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, nº 4, pp. 1736-1742, 1996.
- [56] A. Khotanzad, H. Davis y A. M. D. Abaye, «An artificial neural network hourly temperature forecaster with applications in load forecasting,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, nº 2, pp. 870-876, 1996.
- [57] J. Kreider, D. Claridge, P. Curtiss, R. Dodier, J. Haberl y M. Krarti, «Building energy use prediction and system identification using recurrent neural networks,» *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 117, pp. 161-166, 1995.
- [58] M. Segal, H. Shafir, M. Mandel, P. Alpert y Y. Balmor, «Climatic related evaluations of the summer peak-hours' electric load in Israel,» *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 31, nº 12, pp. 1492-1498, 1992.
- [59] S. Huang, «Short-term load forecasting using threshold autoregressive models,» *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 144, nº 5, pp. 477-481, 1997.
- [60] S. Hadley, D. Erickson, L. Hernández, C. Broniak y T. Blassing, «Responses of energy use to climate change: a climate modeling study,» *Geophysical Research Letters*, vol. 33, nº 17, pp. 1-4, 2006.
- [61] D. Rosenthal, H. Gruenspecht y E. Moranm, «Effects of global warming on energy use for space heating and cooling in the United States,» *The Energy Journal*, vol. 16, nº 2, 1995.
- [62] A. Amato, M. Ruth, P. Kirshen y J. Horwitz, «Regional energy demand responses to climate change: methodology and application to the commonwealth of Massachusetts,» *Climatic Change*, vol. 71, pp. 175-201, 2005.
- [63] C. Cartalis, A. P. M. Synodinou, A. Tsangrassoulis y M. Santamouris, «Modifications in energy demand in urban areas as a result of climate changes: An assessment for the southeast Mediterranean region,» *Energy Convers. Manage*, vol. 42, nº 14, pp. 1647-1656, 2001.
- [64] B. Aebischer, G. Catenazzi, G. Henderson y M. Jakob, «Impact of climate change on thermal comfort, heating and cooling energy demand in Europe,» *ECEEE 2007: Summer Study: Saving energy*, pp. 859-870, 2007.
- [65] S. Hadley, D. Erickson y J. Hernández, «Future U.S. energy use for 2000-2025 as computed with temperatures from a global climate prediction model and energy demand model,» de *24th United States Association of Energy Economists/International Association of Energy Economists North American Conference*, Washington, DC., 2004.
- [66] D. Belzer, M. Scott y R. Sands, «Climate change impacts on US commercial building energy consumption: an analysis using Sample Survey Data,» *Energy Sources*, vol. 18, nº 2, pp. 177-201, 1996.
- [67] E. Mansur, R. Mendelsohn y W. Morrison, «Discrete-continuous choice model of climate change impacts on energy,» *Yale School of Management*, nº ES-43, 2005.
- [68] T. Frank, «Climate change impacts on building heating and cooling energy demand in Switzerland,» *Energy Buildings*, vol. 11, nº 37, pp. 1175-1185, 2005.
- [69] J. Smith y D. Tirpak, *The potential effects of global climate change on the United States*, Washington, DC.: United States Environmental Protection Agency, 1989.
- [70] M. Isaac y D. Van Vuuren, «Modeling global residential sector energy demand for heating and air conditioning in the context of climate change,» *Energy Policy*, vol. 2, nº 37, pp. 507-521, 2009.
- [71] F. Rong, L. Clarke y S. Smith, «Climate Change and the Long-Term Evolution of the US Building Sector,» Pacific Northwest National Laboratory, Richland, Estados Unidos, 2007.
- [72] D. Sailor, «Relating residential and commercial sector electricity loads to climate-evaluating state level sensitivities and vulnerabilities,» *Energy*, vol. 26, pp. 645-657, 2001.

- [73] K. Linder, «National impacts of climate change on electric utilities,» de *The Potential Effects of Global Warming on the United States*, Washington, D.C., J.B. Smith and D.A. Tirpak, Eds., 1990.
- [74] M. Scott y G. Sujata, «Human Settlements, Energy, and Industry,» de *Climate Change 2001 Impacts, Adaptation and Vulnerability*, Cambridge, Cambridge University Press, 2001, pp. 383-411.
- [75] L. Baxter y K. Calandri, «Global warming and electricity demand: a study of California,» *Energy Policy*, vol. 20, nº 3, pp. 233-244, 1992.
- [76] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, «Estudio de usos finales y curva de oferta de la conservación de la energía en el sector residencial,» Ministerio de Energía, Santiago de Chile, 2010.
- [77] M. Scott y L. Wrench, «Effects of climate change on commercial building energy demand,» *Energy Sources*, vol. 16, pp. 317-332, 1994.
- [78] M. Lal, H. Harasawa y D. Murdiyarso, «Asia,» de *Climate Change 2001 Impacts, Adaptation and Vulnerability*, Cambridge, Cambridge University Press, 2001.
- [79] H. Al-Hamadi y S. Soliman, «Long-term/mid-term electric load forecasting based on short-term correlation and annual growth,» *Electric Power Systems Research*, vol. 74, nº 3, pp. 353-361, 2005.
- [80] E. Badr y G. Nasr, «On the relationship between electrical energy consumption and climate factors in Lebanon: co-integration and error-correction models,» *International Journal of Energy Research*, vol. 25, nº 12, pp. 1033-1042, 2001.
- [81] H. Hippert, C. Pedreira y R. Souza, «Neural networks for short-term load forecasting: A review and evaluation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, nº 16, pp. 44-55, 2001.
- [82] J. Pallisé, «Reinventando la movilidad: sobre petróleo, energía, vehículos, transporte y medio ambiente.,» de *Guía del Vehículo Eléctrico*, Madrid, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, 2009, pp. 15-38.
- [83] E. Valor, V. Meneu y V. Caselles, «Daily air temperature and electricity load in Spain,» *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 40, nº 8, pp. 1413-1421, 2001.
- [84] R. Mendelsohn, W. Morrison, M. Schlesinger y N. Andronova, «Country-Specific Market Impacts of Climate Change,» *Climatic Change*, vol. 45, nº 3, pp. 553-569, 2000.
- [85] T. Wilbanks y R. Kates, «Global change in local places: how scale matters,» *Climatic Change*, vol. 43, pp. 601-628, 1999.
- [86] A. Henley y J. Peirson, «Non-linearities in electricity demand and temperature: parametric versus non-parametric methods.,» *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, vol. 59, nº 1, pp. 149-162, 1997.
- [87] T. Lakshmanan y W. Anderson, «Residential energy demand in the United States: a regional econometric analysis,» *Regional Science and Urban Economics*, vol. 10, pp. 371-386, 1980.
- [88] D. Sailor y J. Muñoz, «Sensitivity of electricity and natural gas consumption to climate in the USA - methodology and results for eight states,» *Energy*, vol. 22, nº 10, pp. 987-998, 1997.
- [89] M. Hekkenberg, H. Moll y A. Schoot Uiterkamp, «Dynamic temperature dependence patterns in future energy demand models in the context of climate change,» *Energy*, nº 34, pp. 1797-1806, 2009.
- [90] D. Sailor y A. Pavlova, «Air conditioning market saturation and long-term response of residential cooling energy demand to climate change,» *Energy*, vol. 28, pp. 941-951, 2003.
- [91] A. Venäläinen, B. Tammelin, H. Tuomenvirta, K. Jylhä, J. Koskela, M. Turumen, B. Vehviläinen, J. Forsius y P. Järvinen, «The influence of climate change on energy production and heating energy

- demand in Finland,» *Energy Environmental*, vol. 15, nº 1, pp. 93-109, 2004.
- [92] C. Hor, S. Watson y S. Majithia, «Analyzing the impact of weather variables on monthly electricity demand,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, nº 4, pp. 2078-2085, 2005.
- [93] Public Power Corporation - National Observatory of Athens, «Impacts of environmental restrictions on the structure of the electricity sector,» National Observatory of Athens, Atenas, 2003.
- [94] X. Li y D. Sailor, «Electricity use sensitivity to climate and climate change,» *Energy Plan. Pol.*, vol. 7, nº 3, pp. 334-346, 1995.
- [95] P. Robinson, «Modeling utility load and temperature relationships for use with long-lead forecasts,» *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 36, pp. 591-598, 1997.
- [96] M. Bessec y J. Fouquau, «The non-linear link between electricity consumption and temperature in Europe: a threshold panel approach,» *Energy Economics*, vol. 30, nº 5, pp. 2705-2721, 2008.
- [97] F. Anaya, «Análisis de las Tendencias de la Calefacción en Chile,» Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2010.
- [98] C. Crowley y F. Joutz, «Hourly electricity loads: Temperature elasticities and climate change,» de *23rd U.S. Association of Energy Economics North American Conference*, Ciudad de México, 2003.
- [99] Programa de Gestión y Economía Ambiental - Universidad de Chile, «Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo,» Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2008.
- [100] M. McNeil y V. Letschert, «Future Air Conditioning Energy Consumption in Developing Countries and What Can Be Done About It: The Potential of Efficiency in the Residential Sector,» *ECEEE 2007 Summer Study*, pp. 1311-1322, 2007.
- [101] R. Moreno y J. Skea, «Industry, Energy and Transportation: Impacts and Adaptation,» de *Climate Change 1995: Impacts, Adaptations and Mitigation of Climate Change: Scientific-Technical Analysis*, Nueva York, Cambridge University Press, 1996.
- [102] S. Mirasgedis, Y. Sarafidis, E. Georgopoulou, D. Lalas, M. Moschovits, F. Karagiannis y D. Papakonstantinou, «Models for mid-term electricity demand forecasting incorporating weather influences,» *Energy*, vol. 31, pp. 208-227, 2006.
- [103] Z. Mohamed y P. Bodger, «Forecasting electricity consumption in New Zealand using economic and demographic variables,» *Energy*, vol. 30, nº 10, pp. 1833-1843, 2005.
- [104] S. Meyers, J. McMahan, M. McNeil y X. Liu, «Impacts of U.S. Federal Energy Efficiency Standards for Residential Appliances,» *Energy*, vol. 8, nº 28, pp. 755-767, 2003.
- [105] P. Waide, B. Lebot y P. Harrington, «The Historical and Potential Impacts of Residential Electrical Equipment Energy Efficiency Policies in the OECD,» de *EEDAL 2003*, Turin, Italia, 2003.
- [106] G. Henderso, «Home air conditioning in Europe - how much energy would we use if we became more like American households?,» de *ECEEE 2005 Summer Study*, Mendelieu, France, 2005.
- [107] S. Borenstein, «Valuing the time-varying electricity production of solar photovoltaic cells,» University of California Energy Institute, Berkeley, 2005.
- [108] M. R. Rodríguez, «Impacto de un Parque Vehicular Eléctrico en los Requerimientos de Reconfiguración de la Red de Distribución de la ciudad de Santiago,» Santiago de Chile, 2013.
- [109] C. Chan y Y. Wong, «Electric Vehicles Charge Forward,» *IEEE Power & Energy Magazine*, nº 24, pp. 25-33, 2004.
- [110] The Boston Consulting Group, «The Comeback of the Electric Car? How Real, How Soon, and What Must Happen Next,» The Boston Consulting Group, 2009.
- [111] K. Van Dijk, «Presente y futuro de la tecnología híbrida,» de *Guía del Vehículo Eléctrico*, Madrid,

- Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, 2009, pp. 87-95.
- [112] J. Murray, B. Lane y K. M. J. Lillie, «An assessment of the Emissions Performance of Alternative and Conventional Fuels,» de *Report of the Alternative Fuels Groups of the Cleaner Vehicles Task Force*, Norwich, Reino Unido, 2000, pp. 60-70.
- [113] A. Mateo, «Evaluación del Impacto de los Vehículos Eléctricos en las Redes de Distribución,» Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, España, 2010.
- [114] R. Palma, J. Alée y S. Puschel, «Diagnóstico de necesidades de infraestructura energética de la ciudad de Santiago (y Chile) para soportar/integrar vehículos eléctricos en escala comercial,» Centro de Energía, Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2010.
- [115] J. Amarilla, «Baterías recargables avanzadas para el Vehículo Eléctrico,» de *Guía del Vehículo Eléctrico*, Madrid, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, 2009, pp. 117-138.
- [116] J. Morel y J. Alée, «Requerimientos y actualidad en el desarrollo de baterías de ion-Li para vehículos eléctricos,» Centro de Innovación del Litio, Santiago de Chile, 2012.
- [117] F. Guillén, «¿Puede España liderar el desarrollo del sector del Vehículo Eléctrico?,» de *Guía del Vehículo Eléctrico*, Madrid, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, 2009, pp. 39-61.
- [118] P.M. Stieve, «Electric Vehicles: Holy Grail or Fool's Gold,» IEEE, 2010. [http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs\\_all.jsp?arnumber=5588159](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=5588159).
- [119] P. Denholm y W. Short, «An evaluation of utility system impacts and benefits of optimally dispatched plug-in hybrid electric vehicles,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 2006.
- [120] F. Soto y B. Díaz, «Integración de vehículos eléctricos en el sistema eléctrico español,» de *Guía del Vehículo Eléctrico*, Madrid, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, 2009, pp. 139-163.
- [121] N. Downing y M. Ferdowsi, «Identification of traffic patterns and human behaviors,» Mobile Energy Resources Ingrids of Electricity (MERGE Project), 2010.
- [122] T. Pettersen, «Variation of energy consumption in dwellings due to climate, building and inhabitants,» *Energy Buildings*, vol. 21, pp. 209-218, 1994.
- [123] L. Ghods y M. Kalantar, «Methods For Long-Term Electric Load Demand Forecasting: A Comprehensive Investigation,» de *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Chengdu, China, 2008.
- [124] M. Orlov, «Multiple Linear Regression Analysis Using Microsoft Excel,» Oregon State University, Corvallis, Oregon, 1996.
- [125] R. Mendelsohn, «The impact of climate change on energy expenditures in California,» de *Global Climate Change and California: Potential Implications for Ecosystems, Health, and the Economy.*, Sacramento, California Energy Commission, 2003.
- [126] R. Sadownik y E. Barbosa, «Short-term forecasting of industrial electricity consumption in Brazil,» *Journal of Forecasting*, vol. 18, pp. 215-224, 1999.
- [127] S. Makridakis, S. Wheelwright y R. Hyndman, *Forecasting methods and applications*, Nueva York: John Wiley and Sons, 1998.
- [128] C. Cameron, A. Windmeijer y A. Frank, «An R-squared measure of goodness of fit for some common nonlinear regression models,» *Journal of Econometrics*, vol. 2, nº 77, pp. 1790-1792, 1997.
- [129] S. Derksen y H. Keselman, «Backward, forward and stepwise automated subset selection algorithms: Frequency of obtaining authentic and noise variables,» *British Journal of*

- Mathematical and Statistical Psychology*, vol. 45, nº 2, pp. 265-282, 2011.
- [130] P. Brockwell y R. Davis, *Time Series: Theory and Methods*, Nueva York: Springer-Verlag, 1991.
- [131] G. Mbamali y M. El-Hawary, «Load forecasting via suboptimal seasonal autoregressive models and iteratively reweighted least squares estimation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, nº 1, pp. 343-348, 1993.
- [132] A. Douglas, A. Breipohl, F. Lee y R. Adapa, «The impact of temperature forecast uncertainty on bayesian load forecasting,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, nº 4, pp. 1507-1513, 1998.
- [133] C. Hor, S. Watson y S. Majitha, «Daily load forecasting and maximum demand estimation using ARIMA and GARCH,» de *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Estocolmo, 2006.
- [134] J. Ringwood, D. Bofelli y F. Murray, «Forecasting electricity demand on short, medium, and long time scales using neural networks,» *Journal of Intelligent and Robotic Systems*, nº 31, pp. 129-147, 2001.
- [135] M. Taradar y A. Kashtiban, «Application of neural networks in power systems: A review,» *Transaction of engineering, computing and technology*, vol. 6, pp. 53-57, 2005.
- [136] «Bahman, S.K.; Iwamiya, H.,» *Up to year 2020 loead forecasting using neural nets*, vol. 24, nº 9, pp. 789-797, 2002.
- [137] M. Khaled, E. Naggat, A. Khaled y A. Rumaih, «Electric load forecasting using genetic based algorithm, optimal filter estimator and least error square technique: comparative study,» *Transaction of engineering, computing and technology*, vol. 6, pp. 138-142, 2005.
- [138] Dirección General de Aeronáutica Civil - Dirección Meteorológica de Chile, «Climatología,» 2013. [En línea]. Available: <http://164.77.222.61/climatologia/>.
- [139] The Weather Channel, «Climatología: Amanecer/Anochece para Santiago, Chile,» 2013. [En línea]. Available: <http://espanol.weather.com/climate/sunRiseSunSet-Santiago-CIXX0020:1:Cl>.
- [140] Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile, «Consumidores,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.cne.cl/energias/electricidad/mercado/338-consumidores>.
- [141] Departamento de Geofísica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, «Extracción Datos Precip,» [En línea]. Available: <http://mirasol.dgf.uchile.cl/conama/>. [Último acceso: 2013].
- [142] Dirección Meteorológica de Chile, «Informe de Precipitaciones,» 2013. [En línea]. Available: [http://www.meteochile.gob.cl/inf\\_precipitacion.php](http://www.meteochile.gob.cl/inf_precipitacion.php).
- [143] Chilectra S.A., 2013. [En línea]. Available: <http://www.chilectra.cl/>.
- [144] CGE Distribución, 2013. [En línea]. Available: <http://www.cgedistribucion.cl/>.
- [145] Empresa Eléctrica de Puente Alto S.A., [En línea]. Available: <http://www.eepa.cl/>.
- [146] Instituto Nacional de Estadísticas - Comisión Económica para América Latina y el Caribe, «Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País. 1950-2050.,» Instituto Nacional de Estadísticas, Santiago, 2005.
- [147] Instituto Nacional de Estadísticas, «CHILE: Estimaciones y Proyecciones de Población por Sexo y Edad. Regiones 1990-2020.,» Instituto Nacional de Estadísticas, Santiago, 2005.
- [148] L. García, «Análisis Técnico sobre los Efectos del Cambio Climático en el Sistema Interconectado Central,» Unviersidad de Chile, Santiago, 2011.
- [149] CEPAL-Naciones Unidas, «Economía del Cambio Climático en Chile,» 2009.
- [150] Banco Central de Chile, «Publicaciones Estadísticas - Cuentas Nacionales,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.bcentral.cl/estadisticas-economicas/publicaciones-estadisticas/>.



- [151] Ministerio de Energía - Gobierno de Chile, «Balances Energéticos,» [En línea]. Available: [http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14\\_portal\\_informacion/06\\_Estadisticas/Balances\\_Energ.html](http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/06_Estadisticas/Balances_Energ.html).
- [152] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «Informes Estadísticos,» 2013. [En línea]. Available: [http://www.sec.cl/portal/page?\\_pageid=33,3429539&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL](http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,3429539&_dad=portal&_schema=PORTAL).
- [153] Ministerio de Energía, «Balances Energéticos,» 2013. [En línea]. Available: [http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14\\_portal\\_informacion/06\\_Estadisticas/Balances\\_Energ.html](http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/06_Estadisticas/Balances_Energ.html).
- [154] Centro MicroDatos - Comisión Nacional de Energía, «Diagnóstico del Mercado de la Leña en Chile,» Universidad de Chile, Departamento de Economía, Santiago de Chile, 2006.
- [155] M. Sivak, «Will AC Put a Chill on the Global Energy Supply?,» *American Scientist*, vol. 1, nº 5, 2013.
- [156] National Renewable Energy Laboratory, «National Renewable Energy Laboratory,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.nrel.gov/>.
- [157] Banco Mundial, «The World Bank,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.worldbank.org/>.
- [158] G. Seeling-Hochmuth, «A Combined Optimisation Concept for the Design and Operation Strategy of Hybrid-PV Energy Systems,» *Solar Energy*, vol. 2, nº 61, pp. 77-87, 1997.
- [159] National Renewable Energy Laboratory, «Getting Started Guide for HOMER Version 2.1,» Colorado, 2005.
- [160] T. Lambert, P. Gilman y P. Lilienthal, *Micropower System Modeling with HOMER*, Colorado: John Wiley & Sons, Inc., 2006.
- [161] P. D. Hidalgo, «Proyecto Electrificación Rural, Localidad de Cámar, II Región de Antofagasta,» Santiago de Chile, 2006.
- [162] N. R. Canada. [En línea]. Available: <http://www.retscreen.net/>.
- [163] J. Wood, «The effect of one degree,» *IEE Power Engineer*, vol. 3, nº 17, pp. 6-8, 2003.
- [164] F. Stern, «Energy,» de *Handbook on Methods for Climate Change Impact Assessment and Adaptation Strategies*, Amsterdam, J.F. Feenstra, L. Burton, J.B. Smith, and R.S.J. Tol, Eds., 1998.
- [165] D. Sailor y J. Rosen, «Natural gas consumption and climate: a comprehensive set of predictive state-level models for the United States,» *Energy*, vol. 23, nº 2, pp. 91-103, 1998.
- [166] M. Ranjan y V. Jain, «Modeling of electrical energy consumption in Delhi,» *Energy*, vol. 24, pp. 351-361, 1999.
- [167] N. Nakicenovic y R. Swart, *Special Report on Emissions Scenarios: A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge: Cambridge University Press, 2000.
- [168] J. McCarthy, O. Canziani, N. Leary, D. D.J. y K. White, *Climate Change 2001 Impacts, Adaptation and Vulnerability*, Cambridge: Cambridge University Press, 2001.
- [169] K. Lo y Y. Yu, «Risk assessment due to local demand forecast uncertainty in the competitive supply industry,» *IEE Proc Generation, Transmission & Distribution*, vol. 5, nº 150, pp. 573-582, 2003.
- [170] C. Lam, C. Tsang y D. Li, «Long term ambient temperature analysis and energy use implications in Hong Kong,» *Energy Conversion and Management*, vol. 45, pp. 315-327, 2004.
- [171] J. Jager, *Climate and Energy Systems: A Review of their Interactions*, New York: Wiley, 1983.
- [172] M. Hulme, G. Jenkins, X. Lu, J. Turnpenny, T. Mitchell, R. Jones, J. Lowe, J. Murphy, D. Hassell, P. Boorman, R. McDonald y S. Hill, «Climate Change Scenarios for the United Kingdom: The

- UKCIP02 Scientific Report,» Tyndall Centre for Climate Change Research, Norwich, East Anglia, Inglaterra, 2002.
- [173] J. Houghton, Y. Ding, D. Griggs, M. Nogeur, P. Van Der Linden, X. Dai, K. Maskell y C. Johnson, *Climate Change 2001 the Scientific Basis*, Cambridge: Cambridge University Press, 2001.
- [174] H. Hayhoe, D. Cayan, C. Field, P. Frumhoff, E. Maurer, N. Miller, S. Moser, S. Schneider, K. Cahill, E. Cleland, L. Dale, R. Drapek, W. Hanemann, L. Kalkstein, J. Lenihan, C. Lunch, R. Neilson, S. Sheridan y J. Verville, «Emission scenarios, climate change and impacts on California,» *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, vol. 101, pp. 12422-12427, 2004.
- [175] U.S. Energy Information Administration, «The National Energy Modeling System: An Overview,» Octubre 2009. [En línea]. Available: <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/overview/index.html>.
- [176] EIA, «Measuring Energy Efficiency in the United States' Economy: A Beginning,» Energy Information Administration, Washington, DC., 1995.
- [177] EIA, «Annual Energy Review 2000,» Department of Energy, Washington, DC., 2001.
- [178] EIA, «A Look at Residential Energy Consumption in 1997,» Energy Information Administration, Washington, DC., 1999.
- [179] Intergovernmental Panel on Climate Change, «Special report on emissions scenarios,» Cambridge University Press, Cambridge, 2000.
- [180] I. P. o. C. Change, «IPCC Second Assessment Climate Change Report,» OMM-PNUE, 1996.
- [181] Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), «La Economía del Cambio Climático en Chile,» Naciones Unidas, Santiago de Chile, 2012.
- [182] I. G. Militar, «Instituto Geográfico Militar - Mapas,» 2011. [En línea]. Available: <http://www.igm.cl/>.
- [183] G. Krese, M. Prek y V. Butala, «Analysis of Building Electric Energy Consumption Data Using an Improved Cooling Degree Day Method,» *Journal of Mechanical Engineering*, vol. 2, nº 58, pp. 107-114, 2012.
- [184] T. Chow y C. Leung, «Neural Network based Short-Term Load Forecasting Using Weather Compensation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, nº 4, pp. 1736-1742, 1996.
- [185] R. Dufo y J. Bernal, «Manual del Usuario HOGA Versión 1.4,» Zaragoza, España, 2008.
- [186] 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.
- [187] INE, «Parque Vehículos en Circulación 2009,» 2009.
- [188] R. O'Ryan, «Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo,» 2008.
- [189] V. 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.
- [190] División de Prospectiva y Política Energética del Ministerio de Energía, «Balance Nacional de Energía 2011,» Ministerio de Energía, Santiago de Chile, 2012.
- [191] C. Chan, «The state of the art of electric, hybrid and fuel cell vehicles,» *Proceedings of the IEEE*, nº 95, pp. 704-718, 2007.
- [192] A. Raab, M. Ellingsen y A. Walsh, «Learning from EV Field Test, Mobile Energy Resources Ingrids of Electricity (MERGE Project),» Septiembre 2011. [En línea]. Available: [www.ev-merge.eu](http://www.ev-merge.eu).
- [193] M. Rivier, T. Gómez y R. M. I. Cossent, «New actors and business models for the integration of EV in power systems,» *Mobile Energy Resources Ingrids of Electricity (MERGE Project)*, 2011.

- [194] F. Nemry y M. Brons, «Plug-in hybrid and battery electric vehicles - JRC Technical Notes,» Publications Office of the European Union, Luxemburgo, 2010.
- [195] Comisión Nacional de Energía, «Análisis del Potencial Estratégico de la Leña en la Matris Energética Chilena,» CNE, Gobierno de Chile, Santiago de Chile, 2008.
- [196] «Artículo 180 Bis de la ley 20257,» abril 2008. <http://www.bcn.cl/histley/lfs/hdl-20257/HL20257.pdf>.
- [197] PROCHILE, «[http://www.prochile.cl/servicios/medioambiente/bonos\\_de\\_carbono.php](http://www.prochile.cl/servicios/medioambiente/bonos_de_carbono.php),» [En línea].
- [198] Ministerio del Medio Ambiente - Gobierno de Chile, «Sistema Nacional de Información Ambiental - Información Regional - Región Metropolitana de Santiago,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.sinia.cl/1292/w3-propertyvalue-12821.html>.
- [199] Gobierno de Chile - Comisión Nacional de Energía, «Guía de Diseño para la Eficiencia Energética en la Vivienda Social,» Pontificia Universidad Católica de Chile - Diseño y Estudios Urbanos, Santiago, Chile, 2009.
- [200] 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](http://www.ine.cl/canales/chile_estadistico/demografia_y_vitales/proyecciones/Informes/Microsoft%20Word%20-%20InforP_T.pdf).

## ANEXO A: Datos Demográficos

AÑO	Pob. Total	Var. (%)	AÑO	Pob. Total	Var. (%)	AÑO	Pob. Total	Var. (%)	AÑO	Pob. Total	Var. (%)
1950	6081931		1980	11174173	1.4	2010	17094270	1.0	2040	20110322	0.2
1951	6218333	2.2	1981	11359773	1.7	2011	17248450	0.9	2041	20127269	0.1
1952	6354736	2.2	1982	11545372	1.6	2012	17402630	0.9	2042	20144214	0.1
1953	6491137	2.1	1983	11730972	1.6	2013	17556815	0.9	2043	20161160	0.1
1954	6627540	2.1	1984	11916572	1.6	2014	17711004	0.9	2044	20178105	0.1
1955	6763940	2.1	1985	12102174	1.6	2015	17865185	0.9	2045	20195050	0.1
1956	6939809	2.6	1986	12317494	1.8	2016	18001964	0.8	2046	20196996	0.0
1957	7115675	2.5	1987	12532815	1.7	2017	18138749	0.8	2047	20198941	0.0
1958	7291542	2.5	1988	12748135	1.7	2018	18275530	0.8	2048	20200885	0.0
1959	7467409	2.4	1989	12963457	1.7	2019	18412316	0.7	2049	20202831	0.0
1960	7643277	2.4	1990	13178782	1.7	2020	18549095	0.7	2050	20204779	0.0
1961	7843945	2.6	1991	13422010	1.8	2021	18665029	0.6			
1962	8044614	2.6	1992	13665241	1.8	2022	18780961	0.6			
1963	8245284	2.5	1993	13908473	1.8	2023	18896893	0.6			
1964	8445953	2.4	1994	14151708	1.7	2024	19012825	0.6			
1965	8646622	2.4	1995	14394940	1.7	2025	19128758	0.6			
1966	8831223	2.1	1996	14595504	1.4	2026	19220429	0.5			
1967	9015825	2.1	1997	14796076	1.4	2027	19312102	0.5			
1968	9200427	2.0	1998	14996647	1.4	2028	19403774	0.5			
1969	9385028	2.0	1999	15197213	1.3	2029	19495446	0.5			
1970	9569631	2.0	2000	15397784	1.3	2030	19587121	0.5			
1971	9738347	1.8	2001	15571679	1.1	2031	19652544	0.3			
1972	9907065	1.7	2002	15745583	1.1	2032	19717971	0.3			
1973	10075782	1.7	2003	15919479	1.1	2033	19783397	0.3			
1974	10244501	1.7	2004	16093378	1.1	2034	19848824	0.3			
1975	10413219	1.6	2005	16267278	1.1	2035	19914249	0.3			
1976	10565409	1.5	2006	16432674	1.0	2036	19953465	0.2			
1977	10717600	1.4	2007	16598074	1.0	2037	19992680	0.2			
1978	10869791	1.4	2008	16763470	1.0	2038	20031894	0.2			
1979	11021982	1.4	2009	16928873	1.0	2039	20071109	0.2			

Tabla A.1.- Proyección de Población Total en Chile según [146].

AÑO	Pob. B2	Pob. A2	AÑO	Pob. B2	Pob. A2	AÑO	Pob. B2	Pob. A2	AÑO	Pob. B2	Pob. A2
2051	7293529	7306427	2066	7293529	7623094	2081	7293529	7989918	2096	7293529	9073053
2052	7293529	7319347	2067	7293529	7656871	2082	7293529	8051729	2097	7293529	9160835
2053	7293529	7332290	2068	7293529	7690798	2083	7293529	8114019	2098	7293529	9249466
2054	7293529	7345256	2069	7293529	7724876	2084	7293529	8176790	2099	7293529	9338954
2055	7293529	7358245	2070	7293529	7759104	2085	7293529	8240047	2100	7293529	9429308
2056	7293529	7371257	2071	7293529	7775887	2086	7293529	8303793			
2057	7293529	7384292	2072	7293529	7792707	2087	7293529	8368033			
2058	7293529	7397350	2073	7293529	7809563	2088	7293529	8432769			
2059	7293529	7410431	2074	7293529	7826456	2089	7293529	8498006			
2060	7293529	7423536	2075	7293529	7843385	2090	7293529	8563748			
2061	7293529	7456429	2076	7293529	7860351	2091	7293529	8646602			
2062	7293529	7489468	2077	7293529	7877353	2092	7293529	8730258			
2063	7293529	7522653	2078	7293529	7894392	2093	7293529	8814723			
2064	7293529	7555985	2079	7293529	7911468	2094	7293529	8900005			
2065	7293529	7589465	2080	7293529	7928581	2095	7293529	8986113			

Tabla A.2.- Proyección de población para Santiago entre 2051 y 2100 bajo Escenarios A2 y B2 (Elaboración propia).

AÑO	Pob. Total	Var. (%)	AÑO	Pob. Total	Var. (%)	AÑO	Pob. Total	Var. (%)
2006	16432674	1.0	2021	18665029	0.6	2036	19953465	0.2
2007	16598074	1.0	2022	18780961	0.6	2037	19992680	0.2
2008	16763470	1.0	2023	18896893	0.6	2038	20031894	0.2
2009	16928873	1.0	2024	19012825	0.6	2039	20071109	0.2
2010	17094270	1.0	2025	19128758	0.6	2040	20110322	0.2
2011	17248450	0.9	2026	19220429	0.5	2041	20127269	0.1
2012	17402630	0.9	2027	19312102	0.5	2042	20144214	0.1
2013	17556815	0.9	2028	19403774	0.5	2043	20161160	0.1
2014	17711004	0.9	2029	19495446	0.5	2044	20178105	0.1
2015	17865185	0.9	2030	19587121	0.5	2045	20195050	0.1
2016	18001964	0.8	2031	19652544	0.3	2046	20196996	0.0
2017	18138749	0.8	2032	19717971	0.3	2047	20198941	0.0
2018	18275530	0.8	2033	19783397	0.3	2048	20200885	0.0
2019	18412316	0.7	2034	19848824	0.3	2049	20202831	0.0
2020	18549095	0.7	2035	19914249	0.3	2050	20204779	0.0

Tabla A.3.- Proyección de población nacional en Chile 2006-2050 [146].

<b>Año</b>	<b>Pob. Gran Santiago (GS)</b>	<b>Pob. Total RM</b>	<b>% GS/RM</b>
<b>2006</b>	5989683	6553897	91.4
<b>2007</b>	6046560	6622544	91.3
<b>2008</b>	6103410	6691141	91.2
<b>2009</b>	6160300	6759812	91.1
<b>2010</b>	6217132	6828442	91.0
<b>2011</b>	6268394	6890341	91.0
<b>2012</b>	6319597	6952229	90.9
<b>2013</b>	6370889	7014209	90.8

Tabla A.4.- Población total del Gran Santiago y de la Región Metropolitana (Elaboración propia en base a [147]).

## ANEXO B: Datos Climáticos

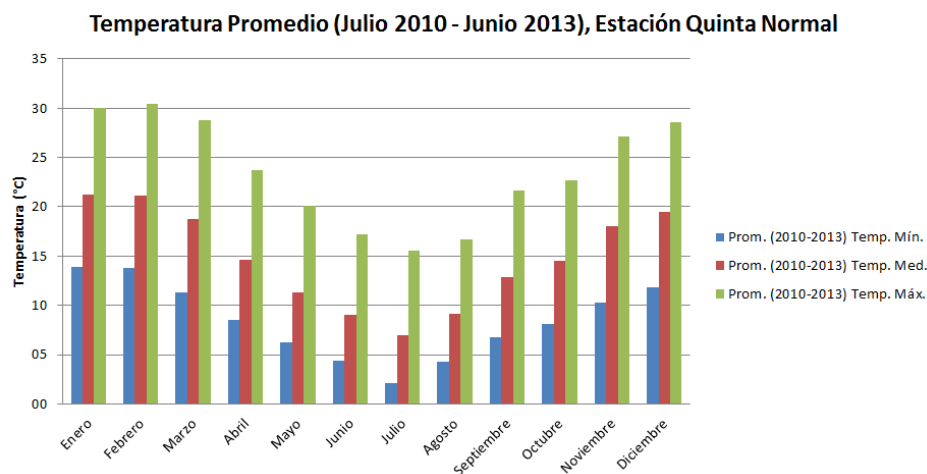


Figura B.1.- Promedio entre Julio de 2010 y Junio de 2013 de la temperatura media, mínima y máxima mensual en Estación Quinta Normal (Elaboración propia en base a [138]).

MES	Temp. Med (°C) (LB) (1960-1990)	HDD (°C) (LB) (1960-1990)	CDD (°C) (LB) (1960-1990)
Enero	22.7	0.0	4.7
Febrero	22.4	0.0	4.4
Marzo	19.1	0.0	1.1
Abril	16.0	2.0	0.0
Mayo	12.6	5.4	0.0
Junio	10.0	8.0	0.0
Julio	9.0	9.0	0.0
Agosto	9.9	8.1	0.0
Septiembre	12.0	6.0	0.0
Octubre	15.0	3.0	0.0
Noviembre	18.6	0.2	0.8
Diciembre	21.1	0.0	3.1

Tabla B.1.- Temperatura Media, CDD y HDD para periodo histórico 1960-1990 (Modelo DGF-PRECIS)

MES	Temp. Med (°C)	HDD (°C)	CDD (°C)	Temp. Med (°C)	HDD (°C)	CDD (°C)
	Escenario B2			Escenario A2		
	Periodo: 2071-2080					
Enero	24.8	0.0	6.8	25.5	0.0	7.5
Febrero	24.8	0.0	6.8	25.3	0.0	7.3
Marzo	22.0	0.0	4.0	22.1	0.0	4.1
Abril	17.9	0.2	0.1	18.5	0.2	0.7
Mayo	14.3	3.7	0.0	14.4	3.6	0.0
Junio	10.7	7.3	0.0	12.1	5.9	0.0
Julio	11.2	6.8	0.0	11.1	6.9	0.0
Agosto	11.6	6.4	0.0	12.0	6.0	0.0
Septiembre	14.2	3.8	0.0	14.3	3.7	0.0
Octubre	17.7	0.6	0.3	18.0	0.6	0.6
Noviembre	20.8	0.0	2.8	20.6	0.0	2.6
Diciembre	23.6	0.0	5.6	23.7	0.0	5.7
MES	Periodo: 2081-2090					
Enero	25.4	0.0	7.4	26.5	0.0	8.5
Febrero	24.4	0.0	6.4	26.4	0.0	8.4
Marzo	22.4	0.0	4.4	23.5	0.0	5.5
Abril	18.6	0.3	0.8	19.6	0.0	1.6
Mayo	14.5	3.5	0.0	15.4	2.6	0.0
Junio	12.0	6.0	0.0	13.2	4.8	0.0
Julio	11.2	6.8	0.0	11.9	6.1	0.0
Agosto	12.1	5.9	0.0	12.3	5.7	0.0
Septiembre	13.7	4.3	0.0	14.4	3.6	0.0
Octubre	17.3	0.9	0.2	18.0	0.3	0.3
Noviembre	20.6	0.0	2.6	21.7	0.0	3.7
Diciembre	23.5	0.0	5.5	24.5	0.0	6.5

Tabla B.2.- Temperatura Media, CDD y HDD para escenarios A2 y B2 en periodos 2071-2080 y 2081-2090 (Modelo DGF-PRECIS).



	Mín. (2010 - 2013)	Mín. (2010 - 2013)	Mín. (2010 - 2013)	Mín. (2010 - 2013)
Mes	Temp. Mín.	Temp. Med.	Precip.	Hum. Rel.
Enero	10.4	17.2	0.0	35.5
Febrero	8.8	17.8	0.0	35.2
Marzo	6.9	14.1	0.0	38.2
Abril	4.0	9.2	0.0	43.5
Mayo	0.0	7.3	0.0	53.8
Junio	-1.7	4.1	0.0	59.2
Julio	-3.0	2.1	0.0	61.2
Agosto	-1.4	5.0	0.0	56.5
Septiembre	1.2	8.6	0.0	41.5
Octubre	2.6	9.8	0.0	37.0
Noviembre	3.6	10.0	0.0	30.0
Diciembre	7.2	13.1	0.0	23.8

Tabla B.3.- Valores mínimos entre Julio de 2010 y Junio de 2013 de variables meteorológicas en Estación Quinta Normal (Elaboración propia en base a [138]).

	Máx. (2010 - 2013)	Máx. (2010 - 2013)	Máx. (2010 - 2013)	Máx. (2010 - 2013)
Mes	Temp. Med.	Temp. Máx.	Precip.	Hum. Rel.
Enero	25.9	35.8	0.0	79.8
Febrero	24.2	35.7	2.5	70.0
Marzo	24.4	35.2	0.2	79.2
Abril	19.9	32.1	10.0	86.0
Mayo	15.2	28.1	30.3	95.5
Junio	13.9	25.0	23.5	95.5
Julio	13.8	28.4	17.1	95.8
Agosto	14.2	29.8	19.7	92.5
Septiembre	18.8	31.2	21.7	86.2
Octubre	20.0	30.8	24.6	92.2
Noviembre	23.1	34.0	36.7	86.5
Diciembre	23.4	33.6	21.5	86.5

Tabla B.4.- Valores máximos entre Julio de 2010 y Junio de 2013 de variables meteorológicas en Estación Quinta Normal (Elaboración propia en base a [138]).

## ANEXO C: Datos Económicos

Región Metropolitana			Región Metropolitana			Región Metropolitana		
PIB per cápita (Nominal)			PIB per cápita (Nominal)			PIB per cápita (Nominal)		
(US\$ 2008)			(US\$ 2008)			(US\$ 2008)		
AÑO	A2	B2	AÑO	A2	B2	AÑO	A2	B2
1996	8,709.9	8,709.9	2031	24,378.2	24,378.2	2066	37,879.1	39,192.0
1997	9,110.9	9,110.9	2032	24,783.2	24,783.2	2067	38,233.3	39,560.2
1998	9,101.1	9,101.1	2033	25,195.3	25,195.3	2068	38,590.8	39,931.8
1999	8,781.4	8,781.4	2034	25,614.5	25,614.5	2069	38,951.7	40,307.0
2000	9,063.7	9,063.7	2035	26,040.9	26,040.9	2070	39,316.0	40,685.6
2001	9,180.0	9,180.0	2036	26,509.5	26,509.5	2071	39,566.5	41,050.8
2002	9,270.5	9,270.5	2037	26,986.7	26,986.7	2072	39,818.6	41,419.3
2003	9,425.7	9,425.7	2038	27,472.5	27,472.5	2073	40,072.4	41,791.0
2004	9,886.1	9,886.1	2039	27,967.2	27,967.2	2074	40,327.7	42,166.2
2005	10,350.1	10,350.1	2040	28,471.0	28,471.0	2075	40,584.7	42,544.6
2006	10,687.3	10,687.3	2041	28,873.7	28,873.7	2076	40,843.3	42,926.5
2007	11,194.1	11,194.1	2042	29,282.1	29,282.1	2077	41,103.6	43,311.8
2008	11,533.9	11,533.9	2043	29,696.4	29,696.4	2078	41,365.5	43,700.6
2009	11,311.0	11,311.0	2044	30,116.5	30,116.5	2079	41,629.1	44,092.8
2010	11,940.3	11,940.3	2045	30,542.6	30,542.6	2080	41,894.4	44,488.6
2011	12,425.4	12,425.4	2046	30,997.8	30,997.8	2081	42,440.3	44,863.6
2012	12,931.2	12,931.2	2047	31,459.7	31,459.7	2082	42,993.4	45,241.8
2013	13,458.6	13,458.6	2048	31,928.5	31,928.5	2083	43,553.7	45,623.1
2014	14,008.6	14,008.6	2049	32,404.4	32,404.4	2084	44,121.2	46,007.7
2015	14,582.2	14,582.2	2050	32,887.2	32,887.2	2085	44,696.2	46,395.5
2016	15,053.8	15,053.8	2051	33,222.5	33,281.9	2086	45,278.7	46,786.6
2017	15,541.4	15,541.4	2052	33,561.1	33,681.3	2087	45,868.7	47,181.0
2018	16,045.7	16,045.7	2053	33,903.2	34,085.5	2088	46,466.5	47,578.7
2019	16,567.2	16,567.2	2054	34,248.7	34,494.5	2089	47,072.0	47,979.8
2020	17,106.6	17,106.6	2055	34,597.8	34,908.4	2090	47,685.4	48,384.2
2021	17,680.3	17,680.3	2056	34,950.5	35,327.3	2091	48,528.6	48,795.2
2022	18,274.1	18,274.1	2057	35,306.7	35,751.2	2092	49,386.6	49,209.7
2023	18,888.4	18,888.4	2058	35,666.6	36,180.3	2093	50,259.9	49,627.7
2024	19,524.2	19,524.2	2059	36,030.1	36,614.4	2094	51,148.5	50,049.2
2025	20,182.1	20,182.1	2060	35,821.6	37,053.8	2095	52,052.9	50,474.4
2026	20,889.3	20,889.3	2061	36,156.6	37,401.9	2096	52,973.3	50,903.1
2027	21,621.7	21,621.7	2062	36,494.7	37,753.2	2097	53,909.9	51,335.5
2028	22,380.3	22,380.3	2063	36,836.0	38,107.9	2098	54,863.1	51,771.6
2029	23,166.1	23,166.1	2064	37,180.4	38,465.9	2099	55,833.2	52,211.4
2030	23,980.0	23,980.0	2065	37,528.1	38,827.3	2100	56,820.4	52,654.9

Tabla C.4.- Proyección del PIB per cápita para los escenarios A2 y B2.

# ANEXO D: Dependencia Climática de Otros Combustibles

## Análisis de Dependencia Climática del Consumo de Kerosene

Utilizando una densidad del kerosene doméstico de 0,810 Ton/m<sup>3</sup> y un poder calorífico de 11.100 Kcal/Kg [152], a partir del Informe Estadístico de la SEC se obtiene el consumo mensual de kerosene en la RM. En la Figura D.1 se muestra su evolución, en Toneladas, entre Enero de 2006 y Diciembre de 2012. En ella se puede ver una evidente estacionalidad, con máximos invernales y mínimos estivales.

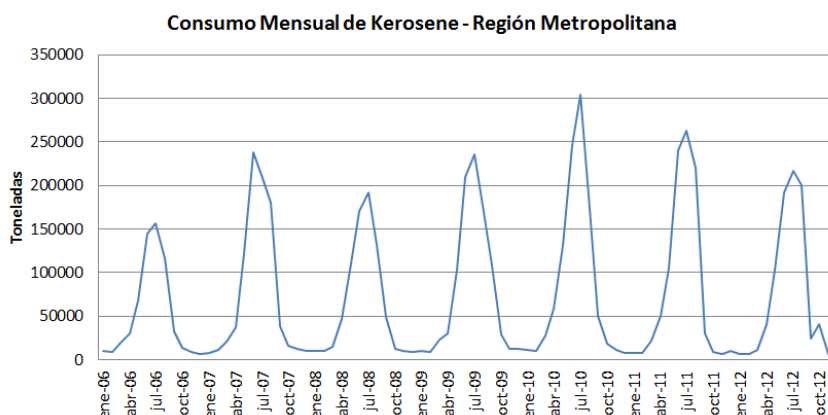


Figura D.1.- Consumo mensual de Kerosene, en Toneladas, en la Región Metropolitana en el periodo 2006-2012 (Elaboración propia).

Los datos de la SEC no indican qué proporción de este consumo está asociado, dentro de la RM, a clientes del sector CPR o a grandes clientes industriales.

Para ello, a partir de los Balances Energéticos [153] publicados por la CNE y el Ministerio de Energía, se obtienen los consumos de Kerosene en los principales sectores productivos, observándose que éste se consume fundamentalmente en el sector CPR, seguido muy de lejos por las Industrias y Minas, y siendo los demás sectores despreciables en cuanto a su consumo. Entonces, si se compara el consumo Industrial y Minero, con el del sector CPR, a nivel país, se obtienen los datos que se muestran en la Tabla D.1.

Consumo Kerosene a Nivel País (Tcal)				
	Sector	Sector	Sector	Sector
Año	Ind. Y Min. (Tcal)	CPR (Tcal)	Ind. Y Min. (%)	CPR (%)
2006	262.4	514.5	34	66
2007	304.4	704.3	30	70
2008	286.0	577.1	33	67
2009	405.0	871.9	32	68
2010	528.7	1178.3	31	69
2011	173.3	1175.6	13	87
2012	261.5	803.4	25	75

Tabla D.1.- Consumo de kerosene a nivel nacional en los sectores industrial y minero y CPR en Teracalorías (Elaboración propia en base a [153])

Es decir, al comparar sólo ambos sectores (que representan en realidad en conjunto entre el 97,9% y 99,7% del total consumido en el país) el sector CPR representa, en promedio, un 71,8% del consumo, y el sector de Industrias y Minas un 28,2%.

Nuevamente, del consumo de Kerosene industrial y minero se selecciona sólo aquel relacionado con las Industrias Varias, que se puede asociar al área metropolitana de Santiago, con lo que los datos de demanda entonces son los que se muestran en la Tabla D.2. En ella se puede ver que en el periodo observado, y considerando sólo estos dos sectores, el sector CPR representa un 85,2% del consumo total. Estos datos a nivel nacional, dadas las consideraciones ya hechas, se suponen válidos para la RM.

El gran porcentaje que representa el consumo del sector CPR de Kerosene, y la utilización que se da, dentro de dicho sector, al Kerosene, principalmente para fines de calefacción, explica el bajo impacto que tiene la crisis económica de los años 2008 y 2009 en la forma de las curvas de demanda anual por este combustible, ya que ellas dependen principalmente del consumo en el sector CPR para calefacción, lo cual está ligado, fundamentalmente, a las condiciones térmicas exteriores.

Se utilizará entonces un factor del 85,2% para multiplicar el consumo de Kerosene de la RM obtenido a partir de los datos de [152]. Este factor se considerará invariante en el tiempo.

Además se debe considerar el factor relativo a la proporción de población que representa el Gran Santiago en relación al total de la RM (descrito en la sección anterior), y entonces ponderando ambos factores, la demanda de Kerosene queda como:

$$K_{GS} = 0,852 \cdot 0,91 \cdot K_{RM} \quad (51)$$

Consumo Kerosene a Nivel País (Tcal)				
	Industrias	Sector	Industrias	Sector
Año	Varias (Tcal)	CPR (Tcal)	Varias. (%)	CPR (%)
2006	102.8	514.5	17	83
2007	167.2	704.3	19	81
2008	148.5	577.1	20	80
2009	265.8	871.9	23	77
2010	144.0	1178.3	11	89
2011	39.9	1175.6	3	97
2012	83.8	803.4	9	91

Tabla D.2.- Consumo de kerosene a nivel nacional en los sectores industrias varias y CPR en Teracalorías (Elaboración propia en base a [153])

Donde  $K_{GS}$  es la demanda por Kerosene en el Gran Santiago (en MWh),  $K_{RM}$  es la demanda por Kerosene en toda la RM (en MWh), 0,852 representa la proporción del consumo que es atribuible al sector CPR, y 0,91 la proporción de población de la RM que vive en el Gran Santiago.

Los datos de demanda media diaria por mes (MWh) así obtenidos, entre 2006 y 2012 se normalizan considerando el año 2010 como año de referencia, y a partir de estas demandas mensuales normalizadas se obtiene el consumo medio diario en MWh para cada mes.

Así, por ejemplo, para el año 2010, el consumo anual de Kerosene en el Gran Santiago fue de 815.119 MWh, lo que equivale a una demanda media anual de 2.233,2 MWh diarios (equivalentes a 93,05 MW de potencia media diaria), las que en realidad se distribuyen entre 189,66 MWh diarios en Diciembre hasta 7.598 MWh diarios en Julio, es decir, una variación de 40 veces entre el mes con mayor y menor demanda.

Considerando esta gran variación estacional, la demanda media diaria de Kerosene que se obtiene al promediar los datos normalizados, mes a mes, de todo el periodo es la que se muestra en la Figura D.2. Los cuatro meses con mayor demanda por Kerosene (Mayo-Agosto) representan un 80,6% del consumo total anual, en concordancia con los supuestos de que el principal uso de este combustible en Santiago es para calefacción. Los cuatro meses de menor consumo (Noviembre-Febrero), en tanto, representan sólo un 4,37% del consumo total anual.

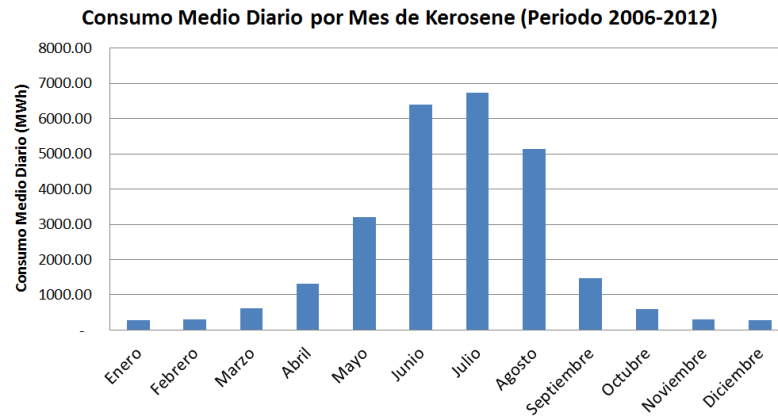


Figura D.2.- Consumo Medio Diario por Mes de Kerosene (MWh) en el Periodo 2006-2012 en Santiago de Chile (Elaboración propia en base a [152]).

Luego, a partir de la información normalizada de la demanda media diaria (MWh) por mes de Kerosene y la información de temperatura media mensual (°C) en Santiago se obtiene la relación que estima la sensibilidad del consumo frente a la temperatura, tal como se muestra en la Figura D.3.

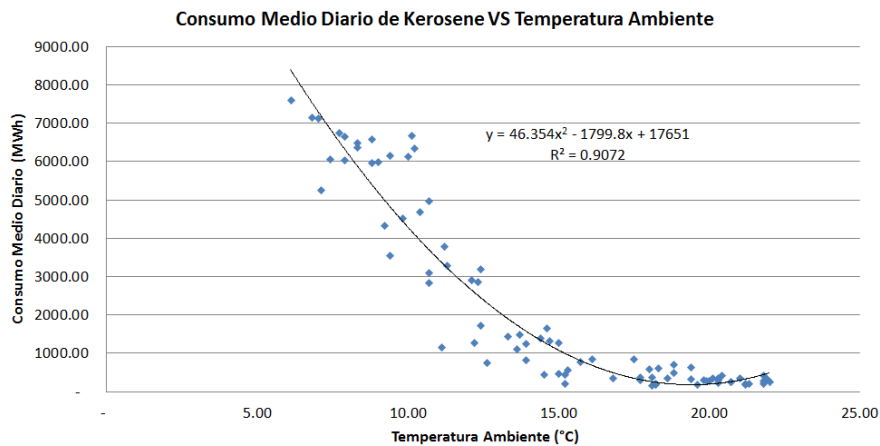


Figura D.3.- Consumo Medio Diario de Kerosene (MWh) en función de la Temperatura Ambiente en Santiago de Chile (Periodo 2006-2012) (Elaboración propia).

El mejor ajuste encontrado es de tipo cuadrático, con la siguiente expresión:

$$D_K = 46,354 \cdot T^2 - 1799,8 \cdot T + 17651 \text{ [MWh]} \quad (52)$$

Donde  $D_K$  es la demanda media diaria de Kerosene en MWh y  $T$  la temperatura media mensual en °C. La relación tiene un coeficiente de correlación  $r^2 = 0,9072$ .

Así, el consumo de Kerosene en el Gran Santiago es decreciente con el aumento de la temperatura. El mínimo de esta relación se encuentra en los 19,41°C. Para valores más elevados de temperatura, se considerará constante la función con un valor igual a dicho mínimo (demanda base por Kerosene, insensible a la temperatura ambiente), quedando entonces como:

$$D_K = 46,354 \cdot T^2 - 1799,8 \cdot T + 17651 \text{ [MWh]} \quad T \leq 19,41^\circ\text{C} \quad (53)$$

$$D_{GL} = 180,66 \text{ [MWh]} \quad T > 19,41^\circ\text{C}$$

Finalmente, debe mencionarse también que la experiencia dice que el consumo de Kerosene en la ciudad de Santiago, tal como se ha visto, está fundamentalmente relacionado con fines de calefacción residencial, y su utilización se ha vuelto importante en los últimos años con la incorporación al mercado de nuevos equipos de calefacción que utilizan este combustible (Por ejemplo, equipos Toyotomi).

## Análisis de Dependencia Climática del Consumo de Gas Natural

De la información entregada por la CNE y el Ministerio de Energía de Chile en los Balances Energéticos [151], y representada en la Figura D.4, se puede observar que la evolución del consumo de Gas Natural (GN) en el sector industrial chileno presenta grandes oscilaciones en el periodo histórico reciente, impulsadas fundamentalmente por el inicio de la disponibilidad de este recurso proveniente de Argentina, a partir del año 1997, y el posterior recorte de suministro desde dicho país a partir del año 2004, posteriormente de la estrepitosa caída hasta el 2008 se observan grandes oscilaciones en el consumo, asociadas a la inauguración de terminales de Gas Natural Licuado (GNL) en el centro y norte del país (Quintero, Mejillones), y a la disponibilidad de suministro por contratos de los distintos actores de la economía nacional mediante estos terminales.

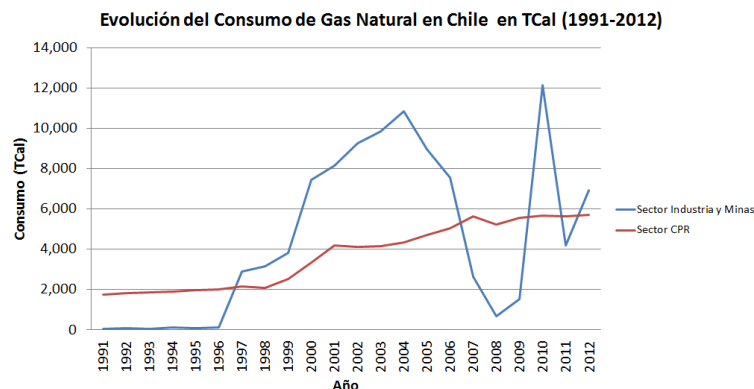


Figura D.4.- Evolución del Consumo de Gas Natural en Chile (en Teracalorías) en el periodo 1991-2012 (Elaboración propia en base a [151]).

Es de especial interés notar, sin embargo, que el consumo del sector CPR no presenta las grandes fluctuaciones del sector industrial, lo que se debe al aseguramiento del suministro para clientes residenciales, comerciales y públicos en desmedro del sector industrial, ante periodos de escasez. El único periodo decreciente importante se nota entre el año 2007 y 2008, y está asociado, principalmente a la crisis económica del año 2008, con repercusiones también hacia el año 2009.

Ahora bien, en el Informe Estadístico de la SEC [152] se presenta el consumo de gas natural en la Región Metropolitana, diferenciando los sectores comercial, residencial y fiscal (público) motivo por el cual la información es directa en este caso y no se deben hacer los ajustes a partir de los Balances Energéticos como se realiza en los casos anteriores. La evolución de este consumo, entre 2006 y 2012 se muestra en la Figura D.5. Para su elaboración se ha usado un poder calorífico del GN de 9.341 KCal/m<sup>3</sup>.

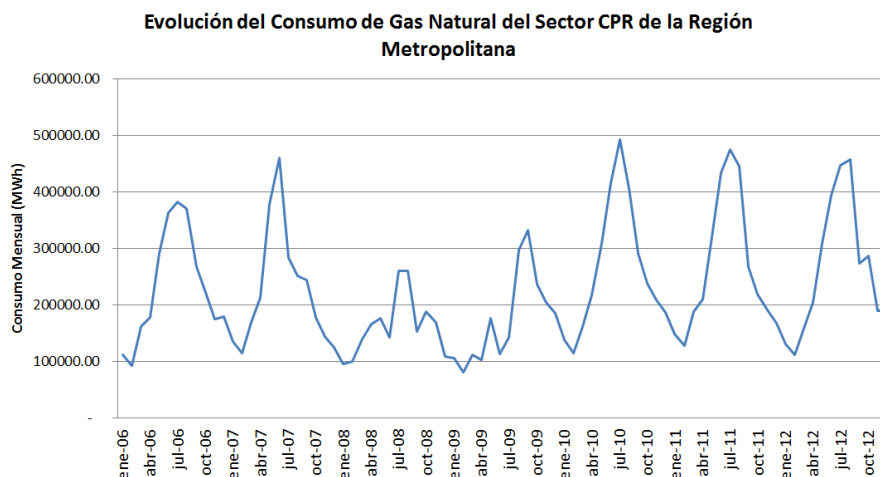


Figura D.5- Evolución del Consumo de Gas Natural en el Sector CPR de la Región Metropolitana (en MWh) (Periodo 2006-2012) (Elaboración propia en base a [152]).

Es posible ver entonces que los años 2008 y 2009 efectivamente se ven afectados por una situación anómala en el comportamiento del consumo de gas natural, lo cual se supone relacionado con la crisis económica, y es por ello que tales años se dejan fuera de las estadísticas analizadas y se trabaja con los años 2006, 2007, 2010, 2011 y 2012.

Luego, en este caso, no se debe tampoco considerar un factor relativo a la proporción de población que representa el Gran Santiago con respecto al total de la RM, puesto que la totalidad del GN distribuido en la RM se hace dentro de las comunas del Gran Santiago, y entonces los datos son 100% representativos de lo que ocurren en esta ciudad.

A partir de los datos obtenidos de demanda mensual (en MWh) se calculan los datos de consumo medio diario dentro de cada mes para el gas natural en Santiago.



Así, por ejemplo, el año 2010 presenta un consumo anual de GN en Santiago de 3.179.711,1 MWh, correspondientes a una demanda media diaria de 8.711,5 MWh (y equivalentes a una potencia media de 363 MW), pero distribuidas entre 15.892 MWh en Julio, que equivale a una potencia media de unos 662,2 MW, y 4.112,7 MWh en Febrero, equivalentes a una potencia media de unos 171,4 MW, es decir, casi 4 veces es la proporción del consumo entre el mes de mayor y menor demanda por este combustible en dicho año, mostrando, en consecuencia una importante estacionalidad, con máximos invernales y mínimos estivales. Esta situación se replica, en gran manera, en todos los otros años analizados.

Luego, se obtiene el consumo medio diario por mes de GN al promediar los datos de todo el periodo (2006-2007, 2010-2012) es el que se muestra en la Figura D.6, notándose la evidencia del aumento en en invierno con respecto al verano. Los cuatro meses de mayor demanda (Mayo-Agosto) representan un 50,8% del total anual, y los cuatro meses con menor consumo (Diciembre-Marzo) representan un 19,5% de este total. Existe, por lo tanto, a pesar de las diferencias sustantivas entre verano e invierno, una importante componente de demanda base de gas natural que parece no depender de la estación o mes del año, y en consecuencia, ser insensible a la temperatura exterior. Ello se debe a los diversos usos que se le puede dar al gas natural en el sector CPR, asociado no sólo al acondicionamiento térmico, sino también al calentamiento de agua, la cocción de alimentos, etc. en forma análoga a lo presentado anteriormente para el gas licuado.

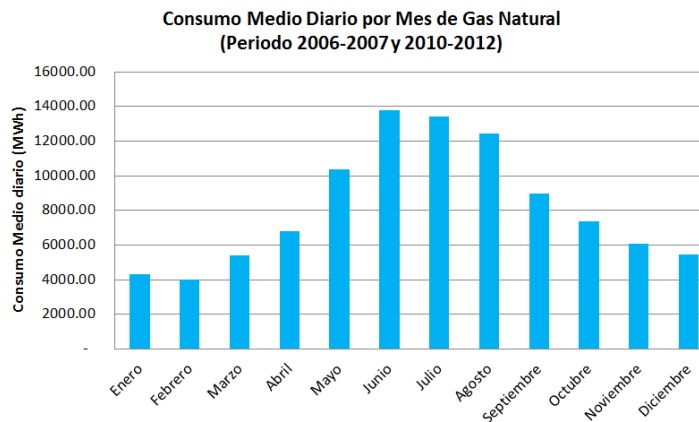


Figura D.6.- Consumo Medio Diario por Mes de Gas Natural (MWh) en el Periodo 2006-2007 y 2010-2012 en Santiago de Chile (Elaboración propia en base a [152]).

Luego, los datos de demanda se normalizan tomando como año de referencia el 2010 y siguiendo la misma metodología descrita en los dos casos anteriores, y a partir de tales datos normalizados de demanda media diaria (MWh) y de la información de temperatura media mensual (°C)

en Santiago, se puede obtener la relación de sensibilidad entre el consumo de gas natural en la ciudad y la temperatura ambiente, tal como se muestra en la Figura D.7.

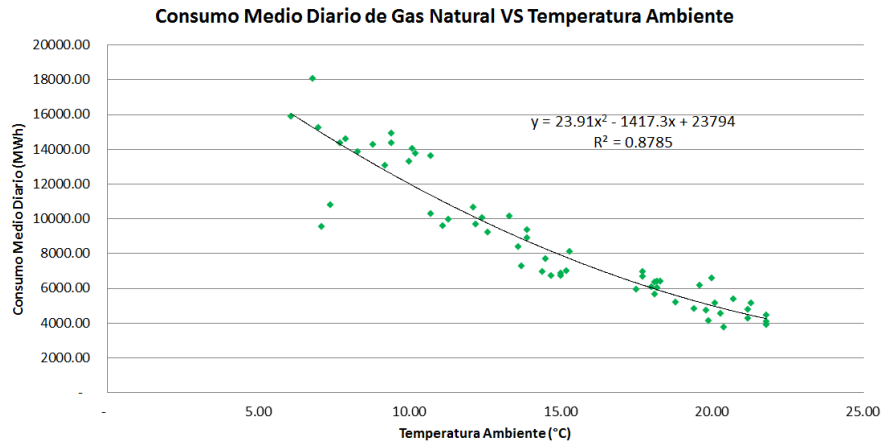


Figura D.7.- Consumo Medio Diario de Gas Natural (MWh) en función de la Temperatura Ambiente en Santiago de Chile (Periodo 2006-2007 y 2010-2012) (Elaboración propia).

Y a partir de esta información, el mejor ajuste encontrado es de tipo cuadrático, con la siguiente expresión:

$$D_{GN} = 23,91 \cdot T^2 - 1417,3 \cdot T + 23794 \quad [MWh] \quad (54)$$

Donde  $D_{GN}$  es la demanda media diaria de gas natural en MWh y  $T$  la temperatura media mensual en °C. La relación tiene un coeficiente de correlación  $r^2 = 0,8785$ .

De acuerdo a la relación antes encontrada, el consumo de GN es decreciente con el aumento de la temperatura exterior, debido a que se utiliza para calefacción. Sin embargo, la relación anterior sugiere que para temperaturas superiores a 20°C el consumo de GN sigue decreciendo, lo cual se debería a su utilización en los ya mencionados otros tipos de usos del GN, o por simple falta de mayor disponibilidad de datos para temperaturas superiores a 20°C (promedio mensual).

Por ello, en la presente tesis se utiliza la siguiente relación ajustada del consumo de GN:

$$D_{GN} = 23,91 \cdot T^2 - 1417,3 \cdot T + 23794 \quad [MWh] \quad T \leq 20^\circ C \quad (55)$$

$$D_{GN} = 5012[MWh] \quad T > 20^\circ C$$

## ANEXO E: Efectos del Cambio Climático

En el presente Anexo se muestran los resultados de demandas medias mensuales calculadas en la línea de base, y también considerando los efectos del CC y sus ajustes estructurales asociados.

### Impacto del CC sobre la Demanda Eléctrica con Sensibilidad Actual

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Med.)		(Coef. Med.)	
	Coef. Med.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1419.6	1472.7	3.7	1492.5	5.1
Febrero	1370.5	1420.1	3.6	1447.6	5.6
Marzo	1357.8	1401.1	3.2	1433.0	5.5
Abril	1317.2	1313.8	-0.3	1320.1	0.2
Mayo	1405.3	1391.0	-1.0	1385.8	-1.4
Junio	1592.5	1555.5	-2.3	1537.2	-3.5
Julio	1593.0	1546.6	-2.9	1531.0	-3.9
Agosto	1578.2	1541.8	-2.3	1510.4	-4.3
Septiembre	1383.6	1371.8	-0.9	1360.2	-1.7
Octubre	1372.6	1364.2	-0.6	1365.7	-0.5
Noviembre	1374.4	1393.6	1.4	1408.5	2.5
Diciembre	1411.1	1447.3	2.6	1481.2	5.0

Tabla E.1: Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad actual media (Elaboración Propia).

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Máx.)		(Coef. Máx.)	
	Coef. Máx.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1454.8	1546.9	6.3	1581.3	8.7
Febrero	1400.5	1486.6	6.1	1534.2	9.5
Marzo	1363.5	1427.0	4.7	1482.2	8.7
Abril	1327.0	1318.5	-0.6	1328.4	0.1
Mayo	1437.3	1411.6	-1.8	1401.2	-2.5
Junio	1651.7	1600.4	-3.1	1574.4	-4.7
Julio	1659.6	1595.5	-3.9	1573.6	-5.2
Agosto	1637.7	1587.3	-3.1	1542.6	-5.8
Septiembre	1409.0	1388.0	-1.5	1367.1	-3.0
Octubre	1383.6	1366.9	-1.2	1368.2	-1.1
Noviembre	1376.5	1401.7	1.8	1422.3	3.3
Diciembre	1430.0	1489.2	4.1	1547.9	8.2

Tabla E.2: Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad actual máxima (Elaboración Propia).

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Mín.)		(Coef. Mín.)	
	Coef. Mín.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1385.0	1401.3	1.2	1407.4	1.6
Febrero	1340.8	1356.1	1.1	1364.5	1.8
Marzo	1352.2	1375.3	1.7	1385.1	2.4
Abril	1307.9	1309.2	0.1	1311.9	0.3
Mayo	1374.6	1371.4	-0.2	1371.3	-0.2
Junio	1533.3	1510.6	-1.5	1500.1	-2.2
Julio	1526.4	1497.8	-1.9	1488.3	-2.5
Agosto	1518.6	1496.3	-1.5	1478.2	-2.7
Septiembre	1358.2	1355.6	-0.2	1353.3	-0.4
Octubre	1361.7	1361.5	0.0	1363.2	0.1
Noviembre	1372.2	1385.5	1.0	1394.8	1.6
Diciembre	1392.2	1406.3	1.0	1416.8	1.8

Tabla E.3: Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad actual mínima (Elaboración Propia).

## Impacto del CC sobre la Demanda Eléctrica con Ajuste de Saturación del Mercado de Aire Acondicionado

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Med.)		(Coef. Med.)	
	Coef. Med.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1419.6	2032.4	43.2	2218.9	56.3
Febrero	1370.5	1928.9	40.7	2155.8	57.3
Marzo	1357.8	1661.1	22.3	1885.4	38.9
Abril	1317.2	1331.9	1.1	1382.2	4.9
Mayo	1405.3	1391.0	-1.0	1385.8	-1.4
Junio	1592.5	1555.5	-2.3	1537.2	-3.5
Julio	1593.0	1546.6	-2.9	1531.0	-3.9
Agosto	1578.2	1541.8	-2.3	1510.4	-4.3
Septiembre	1383.6	1371.8	-0.9	1360.2	-1.7
Octubre	1372.6	1376.7	0.3	1393.7	1.5
Noviembre	1374.4	1509.1	9.8	1613.7	17.4
Diciembre	1411.1	1808.5	28.2	2056.9	45.8

Tabla E.4: Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad media ajustada por saturación del mercado de AA (Elaboración Propia).

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Máx.)		(Coef. Máx.)	
	Coef. Máx.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1454.8	2444.0	68.0	2758.8	89.6
Febrero	1400.5	2297.5	64.0	2682.8	91.6
Marzo	1363.5	1804.3	32.3	2184.8	60.2
Abril	1327.0	1348.8	1.6	1432.0	7.9
Mayo	1437.3	1411.6	-1.8	1401.2	-2.5
Junio	1651.7	1600.4	-3.1	1574.4	-4.7
Julio	1659.6	1595.5	-3.9	1573.6	-5.2
Agosto	1637.7	1587.3	-3.1	1542.6	-5.8
Septiembre	1409.0	1388.0	-1.5	1367.1	-3.0
Octubre	1383.6	1382.8	-0.1	1403.9	1.5
Noviembre	1376.5	1554.2	12.9	1697.5	23.3
Diciembre	1430.0	2040.9	42.7	2463.0	72.2

Tabla E.5: Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad máxima ajustada por saturación del mercado de AA (Elaboración Propia).

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Mín.)		(Coef. Mín.)	
	Coef. Mín.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1385.0	1636.5	18.2	1701.3	22.8
Febrero	1340.8	1573.6	17.4	1650.7	23.1
Marzo	1352.2	1518.0	12.3	1594.4	17.9
Abril	1307.9	1315.2	0.6	1332.3	1.9
Mayo	1374.6	1371.4	-0.2	1371.3	-0.2
Junio	1533.3	1510.6	-1.5	1500.1	-2.2
Julio	1526.4	1497.8	-1.9	1488.3	-2.5
Agosto	1518.6	1496.3	-1.5	1478.2	-2.7
Septiembre	1358.2	1355.6	-0.2	1353.3	-0.4
Octubre	1361.7	1370.5	0.6	1383.6	1.6
Noviembre	1372.2	1464.0	6.7	1529.9	11.5
Diciembre	1392.2	1581.3	13.6	1665.3	19.6

Tabla E.6: Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad mínima ajustada por saturación del mercado de AA (Elaboración Propia).

## Impacto del CC sobre la Demanda Eléctrica con Sensibilidad Ajustada Definitiva a CDD Futuros

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Med.)		(Coef. Med.)	
	Coef. Med.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1419.6	1751.2	23.4	2074.0	46.1
Febrero	1370.5	1673.3	22.1	2014.6	47.0
Marzo	1357.8	1530.5	12.7	1795.2	32.2
Abril	1317.2	1322.8	0.4	1369.8	4.0
Mayo	1405.3	1391.0	-1.0	1385.8	-1.4
Junio	1592.5	1555.5	-2.3	1537.2	-3.5
Julio	1593.0	1546.6	-2.9	1531.0	-3.9
Agosto	1578.2	1541.8	-2.3	1510.4	-4.3
Septiembre	1383.6	1371.8	-0.9	1360.2	-1.7
Octubre	1372.6	1370.4	-0.2	1388.1	1.1
Noviembre	1374.4	1451.1	5.6	1572.8	14.4
Diciembre	1411.1	1627.0	15.3	1942.1	37.6

Tabla E.7: Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad media futura definitiva demanda-CDD (Elaboración Propia).

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Máx.)		(Coef. Máx.)	
	Coef. Máx.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1454.8	1993.3	37.0	2523.9	73.5
Febrero	1400.5	1890.2	35.0	2453.7	75.2
Marzo	1363.5	1614.8	18.4	2044.7	50.0
Abril	1327.0	1333.6	0.5	1411.4	6.4
Mayo	1437.3	1411.6	-1.8	1401.2	-2.5
Junio	1651.7	1600.4	-3.1	1574.4	-4.7
Julio	1659.6	1595.5	-3.9	1573.6	-5.2
Agosto	1637.7	1587.3	-3.1	1542.6	-5.8
Septiembre	1409.0	1388.0	-1.5	1367.1	-3.0
Octubre	1383.6	1374.8	-0.6	1396.8	1.0
Noviembre	1376.5	1477.6	7.3	1642.6	19.3
Diciembre	1430.0	1763.7	23.3	2280.4	59.5

Tabla E.8.- Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad máxima futura definitiva demanda-CDD (Elaboración Propia).

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Mín.)		(Coef. Mín.)	
	Coef. Mín.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1385.0	1518.4	9.6	1642.7	18.6
Febrero	1340.8	1464.3	9.2	1593.6	18.9
Marzo	1352.2	1446.3	7.0	1552.7	14.8
Abril	1307.9	1312.2	0.3	1328.2	1.6
Mayo	1374.6	1371.4	-0.2	1371.3	-0.2
Junio	1533.3	1510.6	-1.5	1500.1	-2.2
Julio	1526.4	1497.8	-1.9	1488.3	-2.5
Agosto	1518.6	1496.3	-1.5	1478.2	-2.7
Septiembre	1358.2	1355.6	-0.2	1353.3	-0.4
Octubre	1361.7	1366.0	0.3	1379.5	1.3
Noviembre	1372.2	1424.5	3.8	1502.9	9.5
Diciembre	1392.2	1493.4	7.3	1615.7	16.1

Tabla E.9.- Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad mínima futura definitiva demanda-CDD (Elaboración Propia).

## Impacto del CC sobre la Demanda Eléctrica con Ajuste por Cambios Estructurales en Requerimientos de Calefacción

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Med.)		(Coef. Med.)	
	Coef. Med.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1419.6	1751.2	23.4	2074.0	46.1
Febrero	1370.5	1673.3	22.1	2014.6	47.0
Marzo	1357.8	1530.5	12.7	1795.2	32.2
Abril	1317.2	1323.8	0.5	1369.8	4.0
Mayo	1405.3	1401.0	-0.3	1393.5	-0.8
Junio	1592.5	1609.1	1.0	1583.1	-0.6
Julio	1593.0	1605.5	0.8	1583.7	-0.6
Agosto	1578.2	1596.3	1.1	1550.2	-1.8
Septiembre	1383.6	1382.1	-0.1	1364.8	-1.4
Octubre	1372.6	1371.6	-0.1	1388.8	1.2
Noviembre	1374.4	1451.1	5.6	1572.8	14.4
Diciembre	1411.1	1627.0	15.3	1942.1	37.6

Tabla E.10: Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad media ajustada por cambios estructurales en requerimientos de calefacción (Elaboración Propia).

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Máx.)		(Coef. Máx.)	
	Coef. Máx.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1454.8	1993.3	37.0	2523.9	73.5
Febrero	1400.5	1890.2	35.0	2453.7	75.2
Marzo	1363.5	1614.8	18.4	2044.7	50.0
Abril	1327.0	1335.6	0.6	1411.4	6.4
Mayo	1437.3	1432.2	-0.4	1416.9	-1.4
Junio	1651.7	1676.8	1.5	1639.8	-0.7
Julio	1659.6	1679.2	1.2	1648.8	-0.7
Agosto	1637.7	1664.9	1.7	1599.4	-2.3
Septiembre	1409.0	1406.5	-0.2	1375.4	-2.4
Octubre	1383.6	1377.1	-0.5	1397.9	1.0
Noviembre	1376.5	1477.6	7.3	1642.6	19.3
Diciembre	1430.0	1763.7	23.3	2280.4	59.5

Tabla E.11: Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad máxima ajustada por cambios estructurales en requerimientos de calefacción (Elaboración Propia).

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Mín.)		(Coef. Mín.)	
	Coef. Mín.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1385.0	1518.4	9.6	1642.7	18.6
Febrero	1340.8	1464.3	9.2	1593.6	18.9
Marzo	1352.2	1446.3	7.0	1552.7	14.8
Abril	1307.9	1312.2	0.3	1328.2	1.6
Mayo	1374.6	1371.4	-0.2	1371.4	-0.2
Junio	1533.3	1541.3	0.5	1526.4	-0.4
Julio	1526.4	1531.8	0.4	1518.5	-0.5
Agosto	1518.6	1527.6	0.6	1501.0	-1.2
Septiembre	1358.2	1357.7	0.0	1354.2	-0.3
Octubre	1361.7	1366.2	0.3	1379.7	1.3
Noviembre	1372.2	1424.5	3.8	1502.9	9.5
Diciembre	1392.2	1493.4	7.3	1615.7	16.1

Tabla E.12: Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidad mínima ajustada por cambios estructurales en requerimientos de calefacción (Elaboración Propia).



## Impacto del CC sobre la Demanda Eléctrica con Sensibilidad Ajustada Definitiva a CDD y HDD Futuros

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Med.)		(Coef. Med.)	
	Coef. Med.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1419.6	1751.2	23.4	2074.0	46.1
Febrero	1370.5	1673.3	22.1	2014.6	47.0
Marzo	1357.8	1530.5	12.7	1795.2	32.2
Abril	1317.2	1332.8	1.2	1370.0	4.0
Mayo	1405.3	1499.2	6.7	1458.8	3.8
Junio	1592.5	1749.1	9.8	1683.3	5.7
Julio	1593.0	1765.0	10.8	1704.2	7.0
Agosto	1578.2	1739.8	10.2	1633.3	3.5
Septiembre	1383.6	1493.1	7.9	1407.8	1.7
Octubre	1372.6	1385.0	0.9	1394.8	1.6
Noviembre	1374.4	1451.1	5.6	1572.8	14.4
Diciembre	1411.1	1627.0	15.3	1942.1	37.6

Tabla E.13.- Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidades medias futuras definitivas demanda-CDD y demanda-HDD (Elaboración Propia).

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Máx.)		(Coef. Máx.)	
	Coef. Máx.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1454.8	1993.3	37.0	2523.9	73.5
Febrero	1400.5	1890.2	35.0	2453.7	75.2
Marzo	1363.5	1614.8	18.4	2044.7	50.0
Abril	1327.0	1343.4	1.2	1411.6	6.4
Mayo	1437.3	1517.9	5.6	1473.7	2.5
Junio	1651.7	1789.8	8.4	1719.2	4.1
Julio	1659.6	1809.2	9.0	1745.3	5.2
Agosto	1637.7	1781.0	8.8	1664.4	1.6
Septiembre	1409.0	1507.7	7.0	1414.5	0.4
Octubre	1383.6	1389.2	0.4	1403.4	1.4
Noviembre	1376.5	1477.6	7.3	1642.6	19.3
Diciembre	1430.0	1763.7	23.3	2280.4	59.5

Tabla E.14.- Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidades máximas futuras definitivas demanda-CDD y demanda-HDD (Elaboración Propia).

MES	Dem. Med.	Escenario B2		Escenario A2	
	c/Clima Actual	(Coef. Mín.)		(Coef. Mín.)	
	Coef. Mín.	Dem. c/CC	Efecto CC %	Dem. c/CC	Efecto CC %
Enero	1385.0	1518.4	9.6	1642.7	18.6
Febrero	1340.8	1464.3	9.2	1593.6	18.9
Marzo	1352.2	1446.3	7.0	1552.7	14.8
Abril	1307.9	1322.3	1.1	1328.5	1.6
Mayo	1374.6	1481.5	7.8	1444.8	5.1
Junio	1533.3	1708.4	11.4	1647.5	7.4
Julio	1526.4	1720.7	12.7	1663.0	8.9
Agosto	1518.6	1698.6	11.8	1602.2	5.5
Septiembre	1358.2	1478.4	8.8	1401.1	3.2
Octubre	1361.7	1380.7	1.4	1386.3	1.8
Noviembre	1372.2	1424.5	3.8	1502.9	9.5
Diciembre	1392.2	1493.4	7.3	1615.7	16.1

Tabla E.15.- Efecto del CC sobre la demanda eléctrica con sensibilidades mínimas futuras definitivas demanda-CDD y demanda-HDD (Elaboración Propia).

## Efecto Porcentual Aislado del CC sobre la Demanda Eléctrica Media Diaria

MES	Escenario B2 (Sensibilidad Media)			Escenario A2 (Sensibilidad Media)		
	Dem. Med. (MW)	Dem. Med. (MW)	Efecto CC %	Dem. Med. (MW)	Dem. Med. (MW)	Efecto CC %
	con CC	sin CC		con CC	sin CC	
Enero	1751.2	1578.0	11.0	2074.0	1704.6	21.7
Febrero	1673.3	1511.4	10.7	2014.6	1623.9	24.1
Marzo	1530.5	1389.2	10.2	1795.2	1414.2	26.9
Abril	1332.8	1365.3	-2.4	1370.0	1362.0	0.6
Mayo	1499.2	1571.1	-4.6	1458.8	1559.8	-6.5
Junio	1749.1	1872.2	-6.6	1683.3	1857.5	-9.4
Julio	1765.0	1927.2	-8.4	1704.2	1909.3	-10.7
Agosto	1739.8	1861.6	-6.5	1633.3	1846.7	-11.6
Septiembre	1493.1	1567.9	-4.8	1407.8	1555.0	-9.5
Octubre	1385.0	1454.5	-4.8	1394.8	1448.8	-3.7
Noviembre	1451.1	1391.5	4.3	1572.8	1400.8	12.3
Diciembre	1627.0	1508.9	7.8	1942.1	1586.9	22.4
<b>TOTAL</b>	<b>1583.1</b>	<b>1583.2</b>	<b>-0.01</b>	<b>1670.9</b>	<b>1605.8</b>	<b>4.05</b>

Tabla E.16: Efecto porcentual aislado del cambio climático sobre la demanda eléctrica considerando sensibilidad media (Elaboración Propia).

	Escenario B2 (Peor Escenario)			Escenario A2 (Peor Escenario)		
	Dem. Med. (MW)	Dem. Med. (MW)		Dem. Med. (MW)	Dem. Med. (MW)	
MES	con CC	sin CC	Efecto CC %	con CC	sin CC	Efecto CC %
Enero	1993.3	1692.9	17.7	2523.9	1883.0	34.0
Febrero	1890.2	1609.3	17.4	2453.7	1776.1	38.2
Marzo	1614.8	1407.6	14.7	2044.7	1442.8	41.7
Abril	1343.4	1374.2	-2.2	1411.6	1371.5	2.9
Mayo	1517.9	1600.1	-5.1	1473.7	1590.7	-7.4
Junio	1789.8	1925.9	-7.1	1719.2	1914.6	-10.2
Julio	1809.2	1987.6	-9.0	1745.3	1973.5	-11.6
Agosto	1781.0	1915.6	-7.0	1664.4	1904.1	-12.6
Septiembre	1507.7	1590.9	-5.2	1414.5	1579.6	-10.5
Octubre	1389.2	1464.4	-5.1	1403.4	1459.3	-3.8
Noviembre	1477.6	1396.9	5.8	1642.6	1408.9	16.6
Diciembre	1763.7	1570.6	12.3	2280.4	1682.8	35.5
	<b>1656.5</b>	<b>1628.0</b>	<b>1.75</b>	<b>1814.8</b>	<b>1665.6</b>	<b>8.96</b>

Tabla E.17: Efecto porcentual aislado del cambio climático sobre la demanda eléctrica considerando sensibilidad máxima (Elaboración Propia).

## Efecto Porcentual Aislado del CC sobre la Demanda Eléctrica Máxima Diaria

Escenario B2 (Sensibilidad Media)								
Mes	Dmed	Hora Dmáx	Dmax/Dmed	Dmáx	Dmed	Dmáx	Dmáx c/CC - Dmáx s/CC	Dmáx c/CC - Dmáx s/CC
	c/CC MW			c/CC MW	s/CC MW	s/CC MW	MW	%
ENE	6056.5	15:00	1.24	7512.4	5457.6	6769.5	742.9	11.0
FEB	5856.9	15:00	1.24	7264.8	5290.3	6562.0	702.8	10.7
MAR	5987.7	15:00	1.19	7127.8	5434.9	6469.8	658.1	10.2
ABR	5163.1	15:00	1.19	6146.2	5289.1	6296.2	-149.9	-2.4
MAY	5291.6	15:00	1.19	6299.2	5545.4	6601.3	-302.1	-4.6
JUN	5479.1	11:00	1.20	6561.6	5864.8	7023.6	-461.9	-6.6
JUL	5299.8	11:00	1.20	6346.9	5787.1	6930.5	-583.6	-8.4
AGO	5423.0	11:00	1.20	6494.5	5802.8	6949.3	-454.8	-6.5
SEP	5204.6	15:00	1.19	6189.5	5465.6	6499.8	-310.3	-4.8
OCT	5232.9	15:00	1.19	6223.0	5495.7	6535.6	-312.6	-4.8
NOV	5769.8	15:00	1.19	6861.5	5532.8	6579.7	281.8	4.3
DIC	5964.8	15:00	1.24	7398.7	5531.6	6861.3	537.5	7.8

Tabla E.18: Efectos del CC sobre la demanda máxima diaria (MW y %) en el escenario B2 con sensibilidad media (Elaboración Propia).

Escenario B2 (Sensibilidad Máxima)								
Mes	Dmed	Hora Dmáx	Dmax/Dmed	Dmáx	Dmed	Dmáx	Dmáx c/CC - Dmáx s/CC	Dmáx c/CC - Dmáx s/CC
	c/CC MW			c/CC MW	s/CC MW	s/CC MW	MW	%
ENE	7131.3	15:00	1.24	8845.5	5457.6	6769.5	2076.0	30.7
FEB	6878.8	15:00	1.24	8532.4	5290.3	6562.0	1970.5	30.0
MAR	6868.9	15:00	1.19	8176.9	5434.9	6469.8	1707.1	26.4
ABR	5047.1	15:00	1.19	6008.2	5289.1	6296.2	-288.0	-4.6
MAY	5019.8	15:00	1.19	5975.6	5545.4	6601.3	-625.6	-9.5
JUN	5091.9	11:00	1.20	6097.9	5864.8	7023.6	-925.6	-13.2
JUL	4824.2	11:00	1.20	5777.3	5787.1	6930.5	-1153.1	-16.6
AGO	5042.1	11:00	1.20	6038.3	5802.8	6949.3	-911.0	-13.1
SEP	4932.4	15:00	1.19	5865.8	5465.6	6499.8	-634.0	-9.8
OCT	4964.0	15:00	1.19	5903.3	5495.7	6535.6	-632.2	-9.7
NOV	6103.2	15:00	1.19	7258.1	5532.8	6579.7	678.4	10.3
DIC	6698.5	15:00	1.24	8308.8	5531.6	6861.3	1447.5	21.1

Tabla E.19: Efectos del CC sobre la demanda máxima diaria (MW y %) en el escenario B2 con sensibilidad máxima (Elaboración Propia).

Escenario A2 (Sensibilidad Media)								
Mes	Dmed	Hora Dmáx	Dmax/Dmed	Dmáx	Dmed	Dmáx	Dmáx c/CC - Dmáx s/CC	Dmáx c/CC - Dmáx s/CC
	c/CC MW			c/CC MW	s/CC MW	s/CC MW	MW	%
ENE	9306.7	15:00	1.24	11543.9	7648.8	9487.5	2056.4	21.7
FEB	9197.7	15:00	1.24	11408.7	7414.3	9196.6	2212.2	24.1
MAR	9668.7	15:00	1.19	11509.8	7617.0	9067.4	2442.4	26.9
ABR	7456.5	15:00	1.19	8876.3	7412.6	8824.1	52.2	0.6
MAY	7268.7	15:00	1.19	8652.8	7771.8	9251.7	-598.9	-6.5
JUN	7448.9	11:00	1.20	8920.6	8219.5	9843.6	-922.9	-9.4
JUL	7239.3	11:00	1.20	8669.7	8110.6	9713.0	-1043.4	-10.7
AGO	7192.8	11:00	1.20	8614.0	8132.6	9739.4	-1125.5	-11.6
SEP	6934.6	15:00	1.19	8246.8	7660.0	9109.4	-862.7	-9.5
OCT	7415.5	15:00	1.19	8818.7	7702.2	9159.6	-341.0	-3.7
NOV	8705.9	15:00	1.19	10353.3	7754.2	9221.5	1131.8	12.3
DIC	9487.4	15:00	1.24	11768.0	7752.5	9616.0	2152.0	22.4

Tabla E.20: Efectos del CC sobre la demanda máxima diaria (MW y %) en el escenario A2 con sensibilidad media (Elaboración Propia).

Escenario A2 (Sensibilidad Máxima)								
Mes	Dmed	Hora Dmáx	Dmax/Dmed	Dmáx	Dmed	Dmáx	Dmáx c/CC - Dmáx s/CC	Dmáx c/CC - Dmáx s/CC
	c/CC MW			c/CC MW	s/CC MW	s/CC MW	MW	%
ENE	12474.2	15:00	1.24	15472.9	7648.8	9487.5	5985.4	63.1
FEB	12706.9	15:00	1.24	15761.4	7414.3	9196.6	6564.9	71.4
MAR	13701.7	15:00	1.19	16310.7	7617.0	9067.4	7243.4	79.9
ABR	7674.6	15:00	1.19	9135.9	7412.6	8824.1	311.8	3.5
MAY	6733.9	15:00	1.19	8016.1	7771.8	9251.7	-1235.6	-13.4
JUN	6688.4	11:00	1.20	8009.9	8219.5	9843.6	-1833.6	-18.6
JUL	6402.2	11:00	1.20	7667.2	8110.6	9713.0	-2045.8	-21.1
AGO	6287.1	11:00	1.20	7529.4	8132.6	9739.4	-2210.1	-22.7
SEP	6209.9	15:00	1.19	7384.9	7660.0	9109.4	-1724.5	-18.9
OCT	7131.5	15:00	1.19	8480.9	7702.2	9159.6	-678.7	-7.4
NOV	10149.9	15:00	1.19	12070.5	7754.2	9221.5	2849.0	30.9
DIC	12856.9	15:00	1.24	15947.5	7752.5	9616.0	6331.4	65.8

Tabla E.21: Efectos del CC sobre la demanda máxima diaria (MW y %) en el escenario A2 (Peor caso) (Elaboración Propia).