



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

**ELABORACIÓN DE PERFILES DE DEMANDA A NIVEL DISTRIBUCIÓN
PARA EFECTOS DE CONSIDERACIÓN EN
PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

MATÍAS RAMIRO ROJAS ARAVENA

PROFESOR GUÍA:
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CARLOS TORO ORTIZ
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE
2019

ELABORACIÓN DE PERFILES DE DEMANDA A NIVEL DISTRIBUCIÓN PARA EFECTOS DE CONSIDERACIÓN EN PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO

La llegada de tecnologías nuevas al sistema eléctrico, tales como la generación distribuida, la electromovilidad y la climatización eléctrica, gracias a los afanes de lograr mayor eficiencia y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, suponen un desafío en la operación y planificación de la infraestructura de la red. Esto es debido principalmente a que su demanda de energía puede ser significativa dependiendo del nivel de penetración que tengan y del comportamiento de consumo de los usuarios.

La Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía considera estas tecnologías como parte fundamental de la prospectiva del consumo energético del país, debido a su alta probabilidad de adopción, pero no cuenta con una metodología que permita estimar el impacto horario en la demanda eléctrica que estas provocan.

Este trabajo tiene como objetivo la construcción de una herramienta que incorpore en la demanda actual del sistema a nivel de clientes regulados en distribución, la demanda por estas nuevas tecnologías. Para ello se subdivide territorio cubierto por el Sistema Eléctrico Nacional en cuatro macrozonas geográficas y se determina la demanda horaria para días promedio por cada trimestre del año, buscando con esto tener un resultado por cada una de las cuatro estaciones meteorológicas.

La demanda base (demanda existente de los clientes regulados del sistema) se construye a partir de la caracterización de perfiles representativos por medio de un proceso de clasificación por grupos de características similares. Así, se obtiene entre 3 y 4 perfiles de demanda base que tienen comportamiento horario de tipo residencial o comercial.

La generación distribuida horaria se calcula de manera diferenciada entre sector residencial y comercial. La demanda por electromovilidad se modela para autos particulares, taxis y buses urbanos y considerando tres escenarios de gestión de la recarga. La climatización eléctrica se calcula para viviendas y oficinas de empresas pequeñas, además de considerar las modalidades de calefacción y aire acondicionado, con modos de uso continuo o por presencia de personas. Todas estas tecnologías se modelan con las proyecciones de la PELP.

Los resultados muestran que la demanda máxima del sistema, considerando las tres nuevas tecnologías en un escenario de tipo BAU, puede crecer en hasta un 55% para el año 2050, y que al aplicar un método de gestión inteligente de la electromovilidad este aumento puede bajar al 38%. Si se considera un escenario de alto estándar de confort térmico, con un uso continuo de la climatización, el consumo de energía por climatización puede ser hasta tres veces el consumo por esta misma componente en un escenario de uso por presencia de personas.

Se demuestra el error en que incurre el método de estimación que se usa actualmente, ya que no captura el comportamiento horario de la demanda al ser estimaciones por bloques trimestrales o anuales. Así, la metodología actual puede subestimar el valor de la demanda máxima en hasta un 24%.

AGRADECIMIENTOS

Quiero comenzar agradeciendo a Dios, quien me ha permitido estar aquí en este punto de mi vida.

A mis padres, Ramiro y Consuelo, agradezco su dedicación incondicional para que sus hijos tengamos una vida bella y plena. Gracias a sus consejos y educación brindada, además de su apoyo en momentos difíciles, he llegado a obtener este logro tan importante para mí. Por favor disculpen mis silencios a veces cuando estuve estresado, y mis caras de mal genio cuando me perdía en pensamientos propios.

A mi pequeña hermana, Perlita, que me hace madurar en ocasiones y en otras volver a ser un niño. Eres muy especial, te quiero mucho y espero sigamos compartiendo tantos momentos lindos por siempre.

A mis abuelos, los que ya no están, Orozimbo y Margarita, por ser siempre una fuente de cariño y con quienes guardo recuerdos maravillosos de mi niñez, un beso al cielo. Y a los que están, Raúl y Perla, que continúan entregando siempre una sonrisa, un abrazo cálido y una buena conversación.

Agradezco a mi profesor guía, Guillermo, y co-guía, Carlos, quienes entregaron su apoyo a lo largo de todo este trabajo.

A los amigos que conocí estos años en la Universidad, partiendo desde el principio en plan común: Vicente, Ricardo, Hugo, Fernanda, Juan Pablo y Arturo. Y a los de eléctrica Alejandro, Guillermo, Naim y Paula. Gracias a todos por tantos momentos memorables y tanta buena comida compartida.

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Motivación	1
1.2	Objetivos.....	2
1.2.1	Objetivo general	2
1.2.2	Objetivos específicos	2
1.3	Alcances.....	2
1.4	Estructura del documento.....	3
2	MARCO CONCEPTUAL Y TEÓRICO	4
2.1	Prácticas de planificación energética en el contexto nacional e internacional	4
2.1.1	Europa (TYNDP).....	4
2.1.2	Agencia Internacional de Energía	5
2.1.3	Estados Unidos	5
2.1.4	Alemania	6
2.1.5	Argentina.....	7
2.1.6	Chile	7
2.1.7	Comentarios	8
2.2	Perfil de demanda.....	9
2.2.1	Características del perfil de demanda	10
2.2.2	Importancia del perfil de demanda.....	12
2.2.3	Metodologías de estimación	12
2.2.4	Comentarios	15
2.3	Estimación y técnicas de agrupamiento	16
2.3.1	Método K-means	17
2.3.2	Normalización de datos	18
2.3.3	Medida de error.....	19
2.4	Generación distribuida	21
2.4.1	Generación fotovoltaica	22
2.5	Electromovilidad.....	25
2.5.1	Vehículos eléctricos	25
2.5.2	Baterías de vehículos eléctricos.....	26
2.5.3	Procesos de recarga.....	27
2.5.4	Impactos asociados a la electromovilidad	29
2.6	Sistemas de climatización eléctrica	30
2.6.1	Equipos de climatización	30
2.6.2	Relación con la demanda eléctrica.....	31
2.6.3	Modelo de temperatura	34
3	PROPUESTA METODOLÓGICA.....	36
3.1	Estimación de perfiles de demanda	37

3.2 Incorporación de nuevas tecnologías	38
3.2.1 Generación distribuida.....	39
3.2.2 Modelamiento de nuevas demandas.....	40
3.3 Escenarios de estudio	42
4 IMPLEMENTACIÓN	45
4.1 Demanda base	45
4.1.1 Revisión de la clasificación.....	48
4.2 Generación distribuida	50
4.2.1 Consideraciones técnicas	50
4.2.2 Proyección de instalaciones.....	51
4.3 Electromovilidad.....	53
4.3.1 Características de los vehículos	53
4.3.2 Características de la recarga	55
4.3.3 Agregación	59
4.3.4 Asignación a curvas de demanda base.....	61
4.4 Climatización eléctrica.....	62
4.4.1 Parámetros técnicos del modelo	62
4.4.2 Características operativas del equipo HVAC.....	63
4.4.3 Ganancias de calor	64
4.4.4 Modos de uso	66
4.4.5 Agregación	66
4.5 Implementación de la herramienta	69
5 RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	70
5.1 Perfiles de demanda base	70
5.1.1 Zona Norte Grande	70
5.1.2 Zona Norte Chico.....	71
5.1.3 Zona Centro	72
5.1.4 Zona Sur	74
5.1.5 Comentarios.....	75
5.1.6 Validación	75
5.2 Incorporación de la generación distribuida.....	77
5.2.1 Zona Norte Grande.....	77
5.2.2 Zona Centro	78
5.2.3 Comentarios	79
5.3 Electromovilidad.....	81
5.3.1 Zona Norte Grande.....	81
5.3.2 Zona Centro	83
5.3.3 Comentarios	83
5.4 Climatización eléctrica.....	86
5.4.1 Zona Norte Grande.....	87
5.4.2 Comentarios	89

5.4.3 Validación	90
5.5 Análisis conjunto.....	93
5.5.1 Escenario 1	94
5.5.2 Escenario 2	96
5.5.3 Escenario 4	98
5.5.4 Comentarios	99
5.6 Evaluación de los efectos en un alimentador.....	101
6 CONCLUSIÓN	103
6.1 Conclusiones	103
6.2 Trabajo futuro.....	105
7 BIBLIOGRAFÍA	106
8 ANEXOS	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Ejemplo de perfil de demanda diario.	9
Figura 2.2: Curvas de demanda en función del nivel de agregación: 10 casas (azul), 200 casas (rojo) y 1000 casas (verde) [10].	10
Figura 2.3: Identificación de perfiles de demanda según sector [11].	11
Figura 2.4: Clasificación para las metodologías de estimación de demanda [9].	15
Figura 2.5: Diagrama de proceso del algoritmo K-means.	17
Figura 2.6: Radiación global incidente en el centro de la ciudad de Santiago.	22
Figura 2.7: Curva del pato por generación solar y eólica. (Fuente: Valhalla Energía.)	24
Figura 2.8: Tamaño de batería promedio por tipo de vehículo [20].	26
Figura 2.9: Perfiles de carga para dos tipos de autos eléctricos [22].	28
Figura 2.10: Comparación de efectos de recarga sin gestión frente a recarga inteligente [25]. ...	29
Figura 2.11: Distribución de consumos energéticos por uso final, en el sector residencial [28]. ..	31
Figura 2.12: Consumo de energía en una vivienda promedio de la Región Metropolitana [29]. .	32
Figura 2.13: Demanda de energía eléctrica respecto a temperatura promedio diaria [30].	32
Figura 2.14: Demanda de energía eléctrica del área metropolitana de Buenos Aires para distintos años [31].	33
Figura 2.15: Temperatura promedio mensual en el centro de Santiago.	33
Figura 2.16: Circuito equivalente térmico [32].	34
Figura 3.1: Zonas geográficas consideradas en el estudio.	36
Figura 3.2: Diagrama metodológico para estimación de perfil de demanda base.	37
Figura 3.3: Consumo energético anual según nivel socioeconómico [29].	38
Figura 3.4: Uso de fuentes de energía según nivel socioeconómico [29].	38
Figura 3.5: Diagrama metodológico para la estimación de aporte de la generación distribuida.	39
Figura 3.6: Diagrama metodológico para la estimación de demanda por vehículos eléctricos. ...	40
Figura 3.7: Diagrama metodológico de estimación de perfil de demanda por climatización.	41
Figura 3.8: Diagrama de componentes del modelo.	43
Figura 4.1: Errores promedio entre las curvas estimadas y las originales.	46
Figura 4.2: Error relativo asociado a la asignación de un mismo clúster para todo el año.	48
Figura 4.3: Subestaciones de Santiago.	49
Figura 4.4: Proyección de capacidad instalada de GD residencial [1].	51
Figura 4.5: Proyección de capacidad instalada de GD comercial [1].	52
Figura 4.6: Flujos de viaje por motivo [34].	56
Figura 4.7: Distribución de inicio de recargas en escenario sin gestión.	57
Figura 4.8: Distribución de inicio de recargas en escenario de gestión horaria.	57
Figura 4.9: Distribución de inicio de recargas en escenario inteligente.	58

Figura 4.10: Proyección de vehículos eléctricos a 2050.....	60
Figura 4.11: Modelo de temperatura y funcionamiento de HVAC, ciudad de Santiago en verano.	66
Figura 4.12: Proyección de penetración de climatización en sector residencial.	67
Figura 4.13: Proyección de penetración de climatización en oficinas.	68
Figura 4.14: Interfaz de control del modelo.	69
Figura 5.1: Resultados de curvas características Norte Grande (día laboral).	70
Figura 5.2: Participación energética de curvas representativas del Norte Grande.	71
Figura 5.3: Resultados de curvas características Norte Chico (día laboral)	71
Figura 5.4: Participación energética de curvas representativas del Norte Chico.	72
Figura 5.5: Resultados de curvas características Centro (día laboral).	73
Figura 5.6: Participación energética de curvas representativas del Centro.	73
Figura 5.7: Resultados de curvas características Sur (día laboral).	74
Figura 5.8: Participación energética de curvas representativas del Sur.	75
Figura 5.9: Diferencias entre estimación y medición para distintas barras en diferentes periodos.	76
Figura 5.10: Aporte de generación distribuida en Norte Grande. Año 2050. Ambos sectores.	77
Figura 5.11: Aporte de generación distribuida en verano por sector. Año 2050. Norte Grande. .	78
Figura 5.12: Aporte de generación distribuida Centro. Año 2050. Ambos sectores.	78
Figura 5.13: Aporte de generación distribuida en verano por sector. Año 2050. Centro. (fapo) ..	79
Figura 5.14: Porcentaje de generación fotovoltaica respecto de la demanda. Año 2050.	79
Figura 5.15: Porcentaje de energía generada respecto de la demanda diaria según zona y año en verano. (fapo) ..	80
Figura 5.16: Demanda eléctrica por electromovilidad para los 3 escenarios de comportamiento. Curvas residenciales, Norte Grande, 2050.	81
Figura 5.17: Demanda eléctrica por electromovilidad para 2 escenarios de comportamiento. Curva comercial, Norte Grande, 2050.	82
Figura 5.18: Demanda agregada Norte Grande con VE según escenario de recarga de particulares. Año 2050. Verano.	83
Figura 5.19: Demanda Centro con VE según escenario de carga particulares. Buses: nocturna. Año 2050. Verano.	83
Figura 5.20: Aumento de demanda máxima por zona dependiendo del tipo de carga respecto del máximo sin electromovilidad.	84
Figura 5.21: Aumento de demanda máxima por zona dependiendo del tipo de carga respecto del máximo sin electromovilidad para sector residencial.	85
Figura 5.22: Diferencias entre operación a temperatura objetivo diferenciada para día y noche y temperatura constante. Zona centro, invierno.	86
Figura 5.23: Resultados por zona para operación por temperatura diferenciada.	87

Figura 5.24: Demanda Norte Grande con climatización por tipo de uso para curva residencial 1.	88
Figura 5.25: Demanda Norte Grande con climatización por tipo de uso para curva residencial 2.	88
Figura 5.26: Demanda Norte Grande con climatización por tipo de uso para curva comercial... 89	
Figura 5.27: Aumento de demanda máxima por zona dependiendo del modo de uso respecto del máximo sin climatización (periodo invierno).	90
Figura 5.28: Resultados de agregación de nuevas tecnologías por tipo de curva, zona Norte Grande, año 2050, escenario 1.	93
Figura 5.29: Resultados por macrozona del escenario 1, año 2050.	95
Figura 5.30: Resultados por macrozona del escenario 2, año 2050.	97
Figura 5.31: Resultados por macrozona del escenario 4, año 2050.	98
Figura 5.32: Aumento en el consumo de energía por escenario. Año 2050.	100
Figura 5.33: Aumento de la demanda máxima por escenario. Año 2050.	100
Figura 5.34: Crecimiento de la demanda máxima por alimentador.	102

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Capacidad de batería, autonomía y consumo por vehículo.	27
Tabla 2.2: Niveles de potencia de carga de vehículos eléctricos.	27
Tabla 2.3: Tiempos de carga por vehículo y potencia del cargador [20].	28
Tabla 2.4: Clases de eficiencia energética por equipo.	31
Tabla 3.1: Escenarios de estudio y sus principales características.	44
Tabla 4.1: Factores de Aptitud para la instalación de paneles fotovoltaicos. (Fuente: PELP).....	51
Tabla 4.2: Capacidades de baterías y consumos usadas en el modelamiento.	53
Tabla 4.3: Distancias promedio recorridas por vehículo.	54
Tabla 4.4: Potencia de recarga según modalidad.	55
Tabla 4.5: Parámetros de transmitancia por zona térmica [36] [37].	62
Tabla 4.6: Valores de parámetros usados para la masa térmica.	63
Tabla 4.7: Datos de operación del sistema HVAC.	64
Tabla 4.8: Consumo de potencia por capacidad de equipo HVAC. (Fuente: www.enel.cl)	64
Tabla 4.9: Datos usados para entrada de calor interna [36] [40].	64
Tabla 5.1: Generación fotovoltaica diaria en MWh por periodo. Año 2050.	80
Tabla 5.2: Comparación energía demandada por vivienda según modelo y [36].	92
Tabla 5.3: Características de un alimentador de distribución. (Fuente: ENEL).	101

1 INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

Los sistemas eléctricos están cambiando en todo el mundo. Existen grandes incentivos para la aparición de la Generación Distribuida (medios de generación conectados a redes de distribución, una definición completa se da en la sección 2.4), gracias a que los costos de inversión en sistemas que aprovechan los recursos renovables están disminuyendo desde hace unos años. Otra de las motivaciones para el mayor uso de estos recursos es la creciente conciencia que se está teniendo del cambio climático y la innegable responsabilidad del ser humano en el calentamiento global.

Tal como en el ámbito de la generación se observan fuertes cambios con la penetración de renovables, en el lado del consumo comienzan a ser reemplazados los sistemas que provocan emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En este aspecto, es importante destacar dos vertientes de acción: la primera es el interés en sustituir sistemas de calefacción a base de combustibles fósiles o leña por su equivalente eléctrico; y la segunda es la creciente disposición a fomentar la electromovilidad, esto es, el uso de medios de locomoción ya sea de pasajeros o carga con vehículos basados en el uso de la electricidad como fuente energética

Todos los cambios mencionados suponen diversos desafíos de los que habrá que hacerse cargo tanto en el corto como largo plazo, para así poder mantener la estabilidad y seguridad del servicio eléctrico.

La variabilidad e incertidumbre en su disponibilidad, características de los recursos renovables no convencionales, solicitan una flexibilidad al sistema de generación que antes era apenas considerada. Por otra parte, la aparición de consumos cuyos tiempos y rutinas de conexión son nuevos para el sistema, hacen de estos cambios un proceso que debe ser analizado con cautela y anticipación, de tal manera de tomar las medidas necesarias para que no supongan un problema ni arriesguen la calidad del servicio.

En Chile, el Ministerio de Energía elabora, cada 5 años, la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) [1] en la cual se analiza y pronostica el crecimiento y posibles cambios en el sector relacionado a la energía eléctrica, elaborando una planificación de desarrollo para los distintos escenarios de generación y consumo con un horizonte de 30 años. Este ejercicio es actualizado cada año.

En este contexto, se hace necesario realizar una mejora en la estimación del impacto en el consumo de energía que provocan los nuevos elementos tecnológicos cuyo uso se espera que crezca en los años venideros. Para ello, uno de los análisis importantes en este ámbito, es el cambio en la forma de la curva de demanda eléctrica diaria del sistema.

La Generación Distribuida (GD), que se está desarrollando mayormente en tecnología fotovoltaica, provocará una aparente disminución de la demanda de potencia eléctrica durante las horas de sol. La electromovilidad por su parte, provocará la aparición de una demanda alta de potencia en ciertos horarios que dependerán del comportamiento de los usuarios en los procesos de carga de los vehículos. Finalmente, el cambio en la matriz de

consumo de energía para efectos de climatización de ambientes, migrando hacia el uso de la electricidad modificará las cantidades de demanda de esta energía.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo general

En el contexto de electrificación e integración de nuevas tecnologías en el sector eléctrico nacional, se hace pertinente considerar su efecto en el comportamiento esperado de la demanda eléctrica en los próximos años, insumo necesario para la elaboración de una Planificación Energética de Largo Plazo. En efecto, con el propósito de contribuir a este proceso, este trabajo presenta como objetivo desarrollar una herramienta para la construcción de perfiles de demanda en redes de distribución para consumidores dentro de los sectores residencial y comercial, en los que se pueda cuantificar la integración de la generación distribuida, la electromovilidad y la climatización eléctrica.

1.2.2 Objetivos específicos

- Disponer de un estado del arte en construcción de perfiles de demanda dentro del contexto de redes de distribución y su proyección.
- Contar con las proyecciones de crecimiento en Chile de la generación distribuida, la electromovilidad y la electrificación de la climatización.
- Definir una metodología para la estimación de perfiles de demanda en Chile dentro del marco de un enfoque de tipo bottom-up.
- Establecer un esquema de cuantificación del efecto de la electromovilidad, la generación distribuida y la electrificación de la climatización en la demanda de las redes de distribución.
- Construir un modelo de proyección de demanda energética, con entrada de información histórica de demanda y proyecciones de generación distribuida, electromovilidad y climatización eléctrica.

1.3 ALCANCES

El trabajo se plantea como un modelo de los comportamientos de uso de las tecnologías mencionadas, tomando como entrada las proyecciones de crecimiento y penetración de éstas en el mercado nacional. Éstas penetraciones son un insumo obtenido de las proyecciones realizadas en la PELP. Por lo anterior, los escenarios evaluados se diferencian en casos de comportamiento por parte de los usuarios para un único escenario de penetración esperado.

La información de entrada usada, que no corresponda a lo ya expuesto, es obtenida de distintas fuentes de estadísticas e informes nacionales, así como de experiencia internacional en el caso de aspectos que aún no se hayan dado en el país.

La herramienta de cálculo de demanda es desarrollada en Microsoft Excel en la cual es posible ingresar los valores y parámetros anteriormente nombrados para el cálculo de los perfiles de demanda por cada escenario.

La Generación Distribuida a considerar se acota a las instalaciones diseñadas para autoconsumo, es decir, las definidas en las leyes 20.571 y 21.118. La electromovilidad se modelará para tres tipos de vehículos, que son: automóviles de uso particular, taxis, y buses de transporte urbano. La climatización eléctrica se acota a sistemas de calefacción y enfriamiento con fuente de energía eléctrica para viviendas y oficinas pequeñas.

1.4 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

Esta memoria está dividida en 6 capítulos. El primero de ellos corresponde a una introducción al tema por medio de la motivación del trabajo y la presentación de los objetivos planteados.

En el capítulo 2 se presenta una contextualización teórica y conceptual acerca de los tópicos tratados en el trabajo. Primeramente se incluye una revisión breve de la consideración de las nuevas tecnologías abordadas por esta memoria en ejercicios de planificación energética en distintos lugares del mundo. Posteriormente, se muestran las herramientas usadas para la caracterización de demanda actual del sistema eléctrico, se presentan datos técnicos típicos de los sistemas asociados a las nuevas tecnologías, como los vehículos eléctricos y sistemas de climatización.

En el capítulo 3 se presenta la propuesta metodológica del trabajo, explicando los pasos e información necesaria en la construcción del modelo de estimación de demanda futura.

Posteriormente, el capítulo 4 describe los supuestos utilizados en todas las etapas del proceso, además de especificar las entradas de información usadas y la construcción de distintos escenarios de comportamiento en el uso de las nuevas tecnologías.

El capítulo 5 reúne los resultados obtenidos para ciertos escenarios de comportamiento por cada tecnología, para luego mostrar el impacto conjunto de todas ellas. Se incluye un análisis de los cambios que ciertos escenarios provocan en la forma del perfil de demanda.

Finalmente en el capítulo 6 se presentan las conclusiones de este trabajo y las recomendaciones de trabajo futuro para el mejoramiento del modelo o de la información necesaria para éste.

2 MARCO CONCEPTUAL Y TEÓRICO

2.1 PRÁCTICAS DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA EN EL CONTEXTO NACIONAL E INTERNACIONAL

La planificación energética es un proceso importante en el contexto de desarrollo de los países, ya que permite hacer una estimación de los niveles de crecimiento; planificar la modernización e implementación de nueva tecnología en la generación, transmisión y distribución eléctrica; fomentar la eficiencia en el consumo y estimar la dependencia económica que se tendrá de otros países a causa de las fuentes utilizadas.

Es importante tener en cuenta que los focos de planificación usados dependen de los intereses y políticas particulares de cada país. Es así como, por ejemplo, en algunos estados se considera como foco principal llevar a cabo una política de eficiencia energética, mientras que en otros, toma relevancia la estimación de los impactos de tecnologías emergentes bajo condiciones de aumento en su penetración sin la acción de políticas que fomenten o disminuyan su uso.

El objetivo de la planificación también puede variar respecto a su influencia. Así puede ser solo referencial y servir como un marco sugerente de acciones para todos los involucrados en el sector, o incluso sólo como estudio evaluador de los posibles escenarios futuros para uso propio del regulador. En otro enfoque, puede tomar un propósito vinculante, en el que en conjunto con el estudio de los posibles escenarios, se dicten normas y leyes que vayan en sintonía con las políticas y metas esperadas a largo plazo.

Estas metas, que pueden llegar a ser muy ambiciosas, se plantean como parte de los objetivos propios de las naciones, así como también por acuerdos aceptados en reuniones concernientes al cambio climático. Como ejemplo de esto está la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático 2015 (COP21), donde se alcanzó el llamado Acuerdo de París. En él se fijó que cada país que ratifique el acuerdo disminuirá sus emisiones de gases de efecto invernadero en una cantidad auto impuesta por cada nación.

A continuación, se presenta un resumen de las consideraciones en los procesos de planificación energética de largo plazo que se realizan en distintos lugares del mundo, respecto de las tecnologías abordadas en este trabajo. Posteriormente en el documento se dará una contextualización conceptual más profunda de cada una de éstas.

2.1.1 Europa (TYNDP)

El Plan de desarrollo de la red a 10 años (TYNDP, *Ten-Year Network Development Plan*) [2] desarrollado por Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (sigla en inglés, ENTSO-E) que incluye a operadores de transmisión de 36 países de Europa, es una planificación de largo plazo con horizontes parciales a 2030, 2040 y 2050 que busca realizar varias proyecciones con el fin de cumplir los siguientes objetivos:

- **Transición a la sustentabilidad del sistema:** por medio de reemplazar el carbón y petróleo por gas en la generación de electricidad y el transporte pesado respectivamente. Además, la electrificación de la climatización y el transporte liviano también ayudarían a este objetivo.

- **Fomento a la generación distribuida:** poniendo a los llamados prosumidores¹ como el centro del sistema, propiciando la generación a pequeña escala y el uso de baterías en edificios, que en conjunto con la electromovilidad y las redes inteligentes permitirían una gran capacidad de gestión activa de la demanda.
- **Acciones contra el cambio climático:** por medio de la descarbonización acelerada de la matriz de generación y el desarrollo a gran escala de la generación renovable e incluso de la energía nuclear.

Respecto a las tecnologías abordadas por este trabajo, el TYNDP considera de gran importancia la función de la generación distribuida como un factor precursor y potenciador de la descarbonización de la matriz energética. Además, esto va de la mano con el aumento de la demanda por las nuevas fuentes de consumo como la electromovilidad y la electrificación de la climatización.

Se hace énfasis en que tanto la electromovilidad como la climatización eléctrica son actores de gran aporte a la eficiencia energética y a la reducción de la huella de carbono, y que como aumentarían la demanda por electricidad es ideal que al mismo tiempo se acompañe de la GD, para potenciar aún más este hecho.

2.1.2 Agencia Internacional de Energía

La IEA (del inglés *International Energy Agency*), realiza un estudio propio de evolución de escenarios energéticos considerando distintas posibles evoluciones tecnológicas y de mercado. En su estudio denominado *World Energy Outlook* [3] define un escenario de desarrollo sustentable en el que considera los siguientes objetivos como cruciales:

- Estabilización climática.
- Obtención de aire más limpio.
- Acceso universal a la «energía moderna».
- Reducción de los riesgos de seguridad energética.

Entre sus análisis, la IEA destaca la importancia que tomará la generación eléctrica con recursos renovables, más aun considerando que según sus palabras, «**el futuro se está electrificando**», ya que se espera que la electricidad comprenda el 40% del consumo final de energía total para 2040.

Esta electrificación del futuro es debida entre otras cosas a la aparición de nuevas tecnologías, donde son protagonistas la electromovilidad y la transición de la climatización. Respecto a esta última es enfática en mencionar que el desarrollo y aumento del uso de soluciones eléctricas para la climatización serían un aporte muy importante a la reducción de las emisiones de dióxido de carbono, gracias al reemplazo de los combustibles fósiles hasta ahora usados. Además pronostica un buen escenario de penetración futura ya que la tecnología de los equipos está lo suficientemente madura y es altamente eficiente [4].

2.1.3 Estados Unidos

Estados Unidos realiza el llamado *Annual Energy Outlook* [5] que consiste en la realización de proyecciones modeladas acerca de lo que se espera que pase en el sector de la

¹ Término que combina las palabras productor con consumidor y que hace referencia al consumidor que se convierte también en productor de parte o la totalidad de la energía que requiere.

energía bajo ciertos supuestos y metodologías. Estos estudios proyectan a largo plazo, como los realizados el año 2017 y su par de 2018 que han tomado como horizonte el año 2050.

Para la realización de esta proyección utilizan un modelo propio llamado NEMS (*National Energy Modeling System*) que busca capturar interacciones entre cambios en la economía, el abastecimiento de energía, la demanda y los precios. Sus proyecciones son hechas en base a escenarios de las siguientes características principales:

- **Escenario de referencia:** asume la mejora de tecnologías existentes con un crecimiento económico y demográfico en base a las tendencias normales actuales. Asume también que las leyes, reglamentos y regulaciones actuales que afectan al sector de la energía no cambiarán en todo el periodo de la proyección.
- **Escenarios secundarios:** en estos escenarios se permite hacer supuestos más flexibles respecto a cambios posibles que pueden ocurrir, asociados principalmente a los factores económicos y demográficos.

En este estudio se nombra a la generación distribuida y la compara en términos económicos con la denominada *utility-scale generation*, concepto que se refiere a la generación de gran escala. Hace la comparación en términos de tecnologías de generación renovables. En ese sentido destaca a la *utility-scale* afirmando que tiene menores costos que la generación distribuida siendo por ende más rentable y eficiente económicamente.

De todas formas no resta importancia a la GD ya que en algunos casos permanece su atractivo económico, lo que implicaría que se desarrolle naturalmente. Se debe destacar entonces que no se analiza ningún tipo de fomento a la GD, sino que se deja como un hecho que sucederá en tanto se haga rentable.

2.1.4 Alemania

Este país por su parte realiza proyecciones en base a la promoción de metas, principalmente de conversión de la generación a fuentes renovables y a la transición hacia la eficiencia energética. Como ejemplo, se pueden nombrar los siguientes objetivos autoimpuestos que son ampliamente considerados en sus estudios de planificación energética [6] [7]:

- Lograr para 2025 que el 25% de la energía consumida sea de origen renovable.
- Cerrar para 2022 la totalidad de plantas de generación nuclear que aún están en operación.
- Reducir en 40% la cantidad de gases de efecto invernadero emitidos al 2020 (respecto de la cantidad emitida en 1990) y entre un 80% a 95% al año 2050.
- Disminuir en 50% el consumo de energía primaria (comparado con 2008) para el año 2050.

En concordancia con los estudios de Europa por medio del TYNDP, en su proceso de planificación, Alemania asume un escenario de aumento de la electrificación debida al incremento de la electromovilidad y el uso de bombas de calor para calefacción y aire acondicionado.

También estiman un alto potencial de incremento de la generación gracias a fuentes renovables de energía, y concluyen por este motivo que el aumento de la demanda eléctrica debida a electromovilidad y bombas de calor puede ser cubierta sin aumentar los GEI.

2.1.5 Argentina

El Ministerio de Energía y Minería de este país elaboró en 2017 un estudio de previsión hasta el año 2030, llamado Escenarios Energéticos 2030 [8]. En él se busca dar un marco informativo acerca de lo que se espera para el sector de la energía para que pueda ser usado por todos los actores involucrados.

La metodología utilizada consiste en el modelamiento de escenarios esperados de evolución del sector. Los escenarios son cuatro en total definidos de la siguiente manera:

- i) Dos escenarios referidos a la evolución de la demanda por energía, uno de ellos descrito como escenario tendencial, es decir tomando la evolución actual existente y proyectándola sin cambios, y otro escenario eficiente, que corresponde a la consideración de políticas en materia de ahorro o de eficiencia energética.
- ii) Por cada uno de los anteriores se definen dos escenarios respecto a los precios de la energía y producción de petróleo. Ambos son tomados como referencia desde la información de la Agencia de Información Energética de Estados Unidos, y que corresponden a los denominados *Reference case* y *Low case*.

En este ejercicio de evaluación energética se tomó en cuenta la incorporación de demanda eléctrica debida a la electromovilidad. Para ello sólo se consideró una prospectiva de penetración de vehículos eléctricos (VE) en concordancia con otros estudios externos relacionados, como el *Electric Vehicle Outlook* de Bloomberg. Como resultado obtienen una penetración de alrededor del 1,5% de vehículos eléctricos en el parque automotriz a 2030 por lo que el impacto en la demanda no genera un problema.

Se considera el cambio en la matriz energética relacionada a calefacción principalmente como un reemplazo de calefactores y estufas a gas natural por bombas de calor eléctricas, lo que implica un aumento en la demanda eléctrica con la correspondiente disminución en la demanda de gas.

Respecto a la integración de la generación residencial o distribuida no se hace mención.

2.1.6 Chile

En el caso de Chile el Ministerio de Energía realiza, según lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos, un proceso de Planificación Energética de Largo Plazo para distintos escenarios energéticos de expansión de los sectores de generación y consumo eléctrico. El objetivo es que estos escenarios sean considerados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la planificación de los sistemas de transmisión eléctrica. El horizonte de planificación es de al menos 30 años.

La realización de este proceso fue incluida por la Ley 20.936, promulgada en 2016. Por lo que en octubre de ese año se dio inicio al primer proceso que derivó en la publicación de un informe final en febrero de 2018.

Para hacer la proyección de escenarios de demanda energética se considera todos los energéticos que se consumen en el país y no solo el caso eléctrico. Los principales aspectos considerados son:

- **Crecimiento económico:** se establece como un factor relevante en el cambio de la demanda de energía en el país. Toma dos escenarios de crecimiento de acuerdo a proyecciones del Banco Central y la OCDE.
- **Producción minera:** variables como la eficiencia en los procesos y la calidad del mineral (en especial del cobre) se consideran determinantes en el nivel de consumo esperado a futuro. Toma una única proyección basada en lo publicado por COCHILCO.
- **Eficiencia energética:** toma dos escenarios para este aspecto, uno base que considera mejoras ya existentes, y otro de alta penetración en que se incluye la aplicación de nuevas medidas o una mayor penetración de las existentes.
- **Transporte eléctrico:** en este aspecto se considera la incorporación de vehículos eléctricos en el país. Realiza una única proyección de penetración.
- **Climatización eléctrica:** se considera que dado el alto consumo de energía para calefacción y el alto potencial de consumo eléctrico debido al uso de aire acondicionado este es un aspecto importante en la proyección. Se definen 2 escenarios, uno base con crecimiento tendencial actual y uno de alta electrificación alcanzando gran penetración al año 2050.
- **Generación distribuida:** se considera importante porque introduce cambios en el nivel de producción de energía y de demanda. Se modela a nivel residencial mediante sistemas fotovoltaicos y se estima su penetración a futuro según factores como los ingresos anuales, desempeño financiero, rendimiento de la generación y el mercado potencial.

2.1.7 Comentarios

Es posible notar con esta breve revisión de estudios de planificación de largo plazo de distintos lugares del mundo que las nuevas tecnologías mencionadas en la presente memoria están siendo consideradas por prácticamente todos los organismos planificadores. Esto corrobora la importancia de tenerlas en cuenta, ya que se prevé que, en el caso de la electromovilidad y la climatización, sean las nuevas fuentes de consumo de energía eléctrica que hagan aumentar la demanda de forma significativa, mientras que la GD modifique el perfil de demanda durante las horas de sol.

Además son transversalmente consideradas como buenas opciones para avanzar en términos de lograr una mayor eficiencia energética (frente a las soluciones convencionales basadas en combustibles fósiles), de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y de hacer los sistemas eléctricos más seguros y confiables, gracias a soluciones que integren control activo de la demanda y redes inteligentes.

Es importante considerar que las nuevas tecnologías no solo cambiarían las cantidades de energía consumida, sino que también la naturaleza de comportamiento del consumo en el aspecto temporal. Es así que hacer un análisis de la demanda horaria por cada una de estas resulta de importancia como una manera de determinar su impacto instantáneo en el sistema eléctrico.

2.2 PERFIL DE DEMANDA

Un perfil de carga o demanda eléctrica es una curva que caracteriza el consumo de potencia a lo largo de un periodo de tiempo. Este periodo puede ser diario, semanal, mensual o anual dependiendo del objetivo de estudio. El lapso total se divide en intervalos más pequeños de tiempo y la curva describe para cada uno de ellos un valor de potencia consumida.

El estudio de la demanda de potencia horaria es más reciente que el de energía consumida, sin embargo es un campo que ha sido investigado desde los años 40. La demanda de potencia horaria es más difícil de predecir que la demanda de energía por bloques de tiempo, debido a su naturaleza azarosa y su aspecto predominantemente fluctuante [9].

En la Figura 2.1 se observa un ejemplo ilustrativo de curva de demanda diaria.

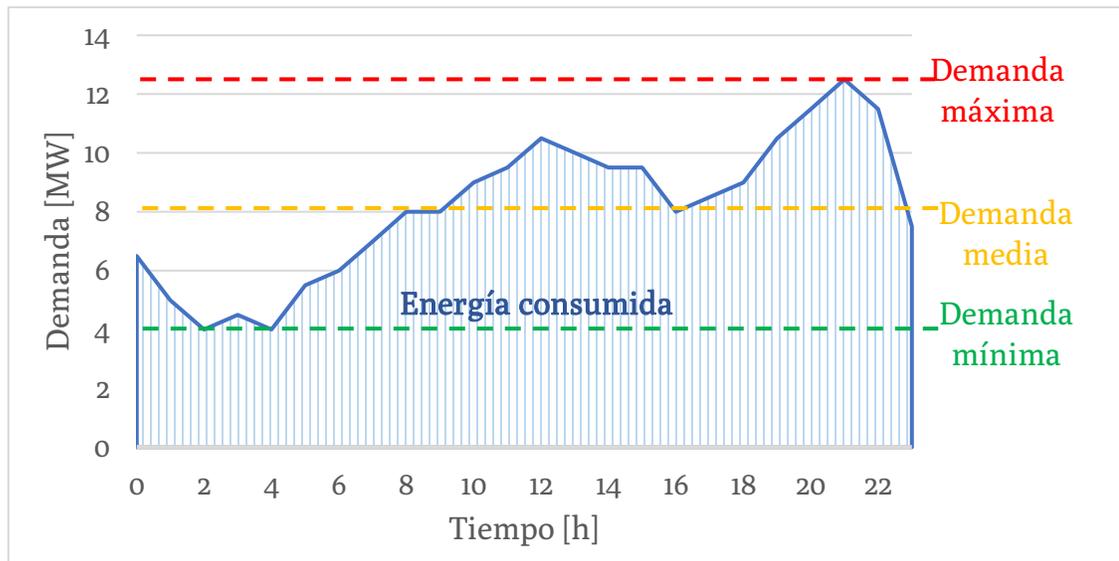


Figura 2.1: Ejemplo de perfil de demanda diario.

De un perfil de demanda es posible extraer variada información acerca del comportamiento del sistema del que se ha obtenido la curva, como por ejemplo:

- **Energía consumida:** energía en el periodo o en parte de él que se calcula con el área bajo la curva.
- **Demanda máxima:** Corresponde a la magnitud más alta de consumo en el periodo estudiado.
- **Demanda mínima:** es el valor más bajo medido en el periodo representado.
- **Demanda media:** es el promedio de todos los valores de demanda en el periodo.
- **Factor de demanda:** razón entre la demanda máxima y la carga total conectada. Esta carga total conectada es la suma de las potencias nominales de los componentes de la instalación.
- **Factor de carga:** razón entre la demanda media y la demanda máxima del sistema en un periodo dado.

- **Factor de simultaneidad:** también llamado factor de coincidencia es el cociente entre la potencia eléctrica máxima de un conjunto de cargas y la suma de las potencias máximas de las cargas individuales.

Otros análisis posibles de hacer son: la rapidez de variación de los consumos, que se obtiene por las pendientes de la curva, y los horarios o fechas en que ocurren todos estos eventos.

2.2.1 Características del perfil de demanda

Las formas de las curvas de carga dependen de si corresponden a sectores residenciales, comerciales o industriales. Además, varían fuertemente si corresponden a unidades más pequeñas dentro de cada categoría.

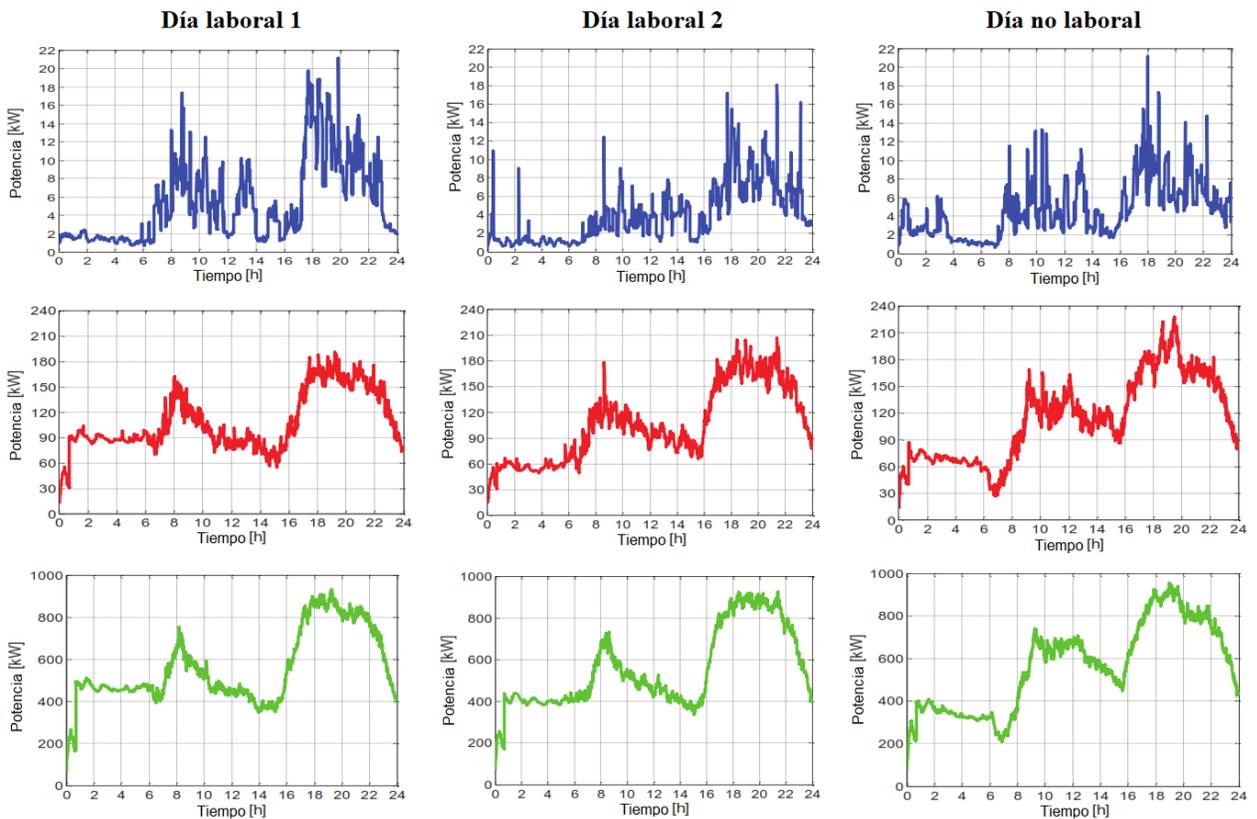


Figura 2.2: Curvas de demanda en función del nivel de agregación: 10 casas (azul), 200 casas (rojo) y 1000 casas (verde) [10].

Como ejemplo, si se compara las curvas de un día dado para casas de las mismas características y con la misma cantidad de habitantes, el comportamiento tendrá las mismas características de alta variabilidad pero las curvas no coincidirán. Esto es debido a que los consumos están bastante condicionados por el comportamiento de los usuarios. Si se avanza aguas arriba de un circuito, incorporando un conjunto de consumidores, la curva se va regularizando y tomando un comportamiento muy definido [10].

En la Figura 2.2 se puede observar este fenómeno, en que para un conjunto pequeño de 10 casas (en azul) los perfiles tienen las mismas características de irregularidad para los distintos días (dos días laborales a la izquierda y centro y un día no laboral a la derecha).

Mientras que si se aumenta la cantidad de casas (a 200 en rojo y 1000 en verde) la curva se va suavizando y definiendo su silueta hacia una forma bien determinada.

Entonces, los perfiles agregados son muy característicos de los tipos de consumidor que incorporan, por lo que a partir de su forma es posible clasificarlos. En la Figura 2.3 se observan perfiles de demanda diarios para distintos sectores de consumo: residencial, comercial pequeño, comercial mediano y comercial grande o industrial [11].

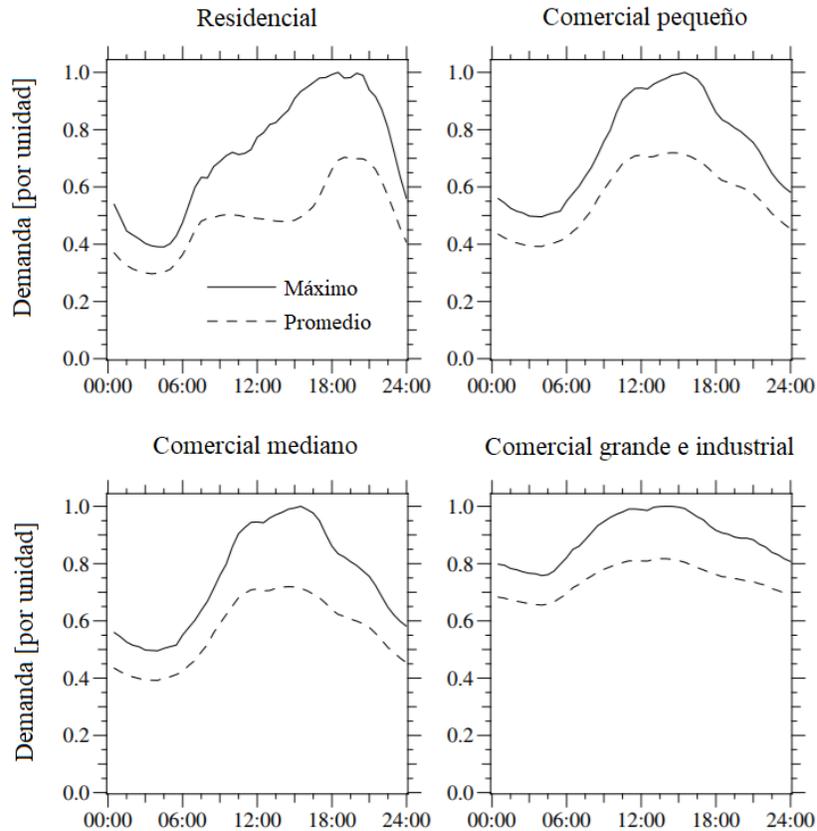


Figura 2.3: Identificación de perfiles de demanda según sector [11].

En general, para un caso en que no existan incentivos tarifarios que los afecten, se da que los consumos residenciales tienen su máximo en las horas de la tarde, entre 18:00 y 22:00 horas aproximadamente (dependiendo del país y la luz natural disponible), y una gran depresión en las horas de la madrugada. Por ende, como la demanda de este tipo varía bastante a lo largo del día, su factor de carga es bastante menor a uno.

Por su parte los consumos comerciales tienden a ser más regulares en las horas con luz solar marcando su demanda máxima en ese período, y disminuyendo en las horas de la tarde. A medida que crecen en tamaño, estos consumos comienzan a asemejarse a los industriales disminuyendo la diferencia entre valor máximo y mínimo de la demanda aplanando la curva y acercando su factor de carga al valor uno [11].

Los consumos asociados a lugares de servicios públicos y oficinas siguen el comportamiento de los pequeños comerciales, gracias a que aumentan su demanda en horas laborales (8:00 a 18:00 horas aproximadamente). Es decir, la demanda de éstos disminuye en el mismo horario en que aumenta la residencial.

Algunos factores que influyen en la forma del perfil son los relacionados con el momento al que hacen referencia, como: la estación meteorológica, el estado del clima (en especial la temperatura ambiental), la luz solar disponible, el día de la semana, entre otros.

Adicionalmente a estos, otros más indirectos son el nivel de electrificación de las viviendas (que indica que tanto se usa la energía eléctrica frente a otras fuentes), los hábitos de la población referentes al uso eficiente de la energía y las señales de precio dadas a través de las tarifas aplicadas a los consumidores.

2.2.2 Importancia del perfil de demanda

En un sistema eléctrico resulta de gran importancia poder predecir el comportamiento de la demanda eléctrica por variadas razones. Una de ellas es poder cuantificar y planear el desarrollo de centrales de generación para determinar el parque de generación necesario y su despacho operacional con tal de cumplir con las restricciones de demanda y seguridad del sistema [9]. También permite la planificación del sistema de transmisión de la energía y con más razón la planificación, control y operación correcta del sistema a nivel distribución [12].

Los perfiles ayudan a la optimización económica del sistema ya que criterios técnicos como las caídas de tensión esperadas, la capacidad de carga de los equipos y las corrientes de cortocircuito a soportar son importantes en el diseño, y si se conoce el comportamiento futuro del consumo es posible acercarse más a encontrar el mejor diseño del sistema al menor costo posible [13].

En la actualidad está siendo relevante el estudio de la predicción de los perfiles a causa de que se espera que estos comiencen a cambiar de forma notoria, debido a razones de mayor eficiencia en los artefactos eléctricos, la aparición de nuevos consumos, como autos eléctricos o climatización eléctrica, y el creciente despliegue de la generación distribuida [12] [14].

Otros motivos para el análisis son los incipientes métodos de control del sistema que hacen partícipe al consumidor, como la gestión activa de la demanda,² y la inminente aparición de las redes inteligentes que facilitarían estos métodos de control [15].

2.2.3 Metodologías de estimación

La construcción de las curvas de demanda podrían ser simplemente producto de la medición del consumo eléctrico en intervalos de tiempo definidos. Esto sin embargo es de complejidad creciente a medida que se quiere ser más específico con el objetivo del perfil, es decir, a menor tamaño del conjunto consumidor. Así es como el perfil de carga diario de viviendas y otros consumidores pequeños se vuelve inexacto por falta de datos, debido a la histórica incapacidad de los medidores usados en baja tensión de registrar la demanda en intervalos pequeños.

Para lograr una curva de este tipo solo a través de mediciones, se requeriría de una gran cantidad de instrumentos medidores, uno para cada artefacto dentro de una vivienda, o al menos para la mayoría, y esto para un gran conjunto de viviendas de distinto tipo, con tal

² En inglés, Demand Response. Corresponde a la posibilidad de controlar en qué horarios se conectan ciertos consumos y poder desconectarlos en caso de necesidad para contribuir en el control de frecuencia del sistema eléctrico.

de hacer representativo el muestreo. Por lo tanto, resulta muy difícil contar con esta forma de medición.

Es por lo anterior que se hace necesaria la utilización de modelos de estimación de la demanda. Las metodologías desarrolladas a lo largo del tiempo difieren dependiendo del objetivo de uso de la estimación, de la resolución temporal y física, de los datos de entrada disponibles y del formato de salida.

Las metodologías se suelen dividir entre 2 grandes categorías: top-down (de arriba hacia abajo) y bottom-up (de abajo hacia arriba). Hay también algunas propuestas de modelos híbridos, que buscan tomar las ventajas de cada una de estas metodologías, aunque en muchos casos no es posible compatibilizarlas [9].

2.2.3.1 Metodologías top-down

Las metodologías top-down como su nombre lo indica, son una aproximación de arriba hacia abajo en el estudio de la potencia demandada. Esto quiere decir que parten desde la base de tener como datos de entrada del modelo, información de grandes conjuntos de consumidores, incluso de datos nacionales, para a partir de ahí ir descomponiendo hacia resultados más específicos. Los resultados son la caracterización de perfiles de poblados, conjuntos de viviendas, comercios o industrias hasta los objetivos más pequeños como viviendas, industrias específicas o incluso artefactos eléctricos en particular.

Una metodología top-down a menudo hace uso de «cajas negras», haciendo ingeniería inversa para descomponer en subsistemas lo que simplifica el procedimiento, pero agrega imprecisiones en los niveles más elementales, provocando que los resultados no siempre sean lo suficientemente detallados como para validar el modelo a baja escala. Esto no impide que el modelo sí esté validado a nivel global. De ahí que son una buena opción para hacer análisis de gran escala.

Algunos ejemplos de datos de entrada que usan estas metodologías son:

- Tasas de desempleo.
- Tasas de penetración de aparatos eléctricos.
- Estadísticas de la población y su evolución.

Ventajas de este tipo de metodologías son: mayor disponibilidad de la información requerida, ya que en general son datos agregados o índices de gran escala; mayor simplicidad del procesamiento de la información, debido a que el modelo es más determinístico por los datos con los que se cuenta; y la posibilidad de calibrar el modelo mediante valores reales de consumo medidos [9].

Una de las desventajas es que debido a que se construye a partir de información agregada y datos ya medidos, es muy difícil integrar nuevos tipos de consumo que no se hayan considerado ni medido con anterioridad, y tampoco es posible considerar el impacto de fallas técnicas en el sistema [9].

2.2.3.2 Metodologías bottom-up

En el caso de las metodologías bottom-up, o de abajo hacia arriba, se comienza con la modelación de curvas para elementos de consumo pequeños, como una vivienda o incluso

aparatos eléctricos independientes, para luego ir agregando estos resultados, de tal manera de llegar a resultados más generales que incluyan conjuntos de viviendas, comercios, industria, poblados, ciudades y más.

Estos modelos usualmente calculan el perfil para unos pocos consumos representativos, y con cierta variabilidad, por ejemplo, para distintos tipos de viviendas, con cantidades definidas de habitantes. Estos resultados iniciales corresponden a la unidad de inicio. Luego, con métodos de agregación se avanza en obtener curvas características de agrupación de unidades por tipo (como casas, departamentos, oficinas y comercios) para finalmente obtener conjuntos de estos como ciudades o regiones.

La base de esta metodología está en la utilización de datos detallados de consumo y comportamiento de los usuarios, para con ello caracterizar a los objetos de estudio más pequeños. Las fuentes de información usadas en este tipo de modelos pueden ser:

- Datos de consumo individual y eficiencia de artefactos eléctricos.
- Características técnicas de los artefactos.
- Propiedades físicas y térmicas de las viviendas o comercios.
- Información del clima.
- Patrones de comportamiento humano.
- Información de tiempos y formas de uso de artefactos eléctricos.

Esta metodología presenta como ventaja su alta fidelidad y detalles, presentan la posibilidad de cuantificar de mejor manera la evolución de la demanda ya que se puede conocer con mayor precisión incluso el consumo de artefactos por separado, y así, es posible agregar al estudio nuevos tipos de consumo que no hubieran sido necesariamente caracterizados con anterioridad.

Las mediciones de la demanda de energía de los aparatos no son estrictamente necesarias, e incluso pueden ser simuladas a partir de la información técnica del equipo. Considerando que estas simulaciones deben hacerse en conjunto con información del comportamiento del usuario, a menudo se hace necesario en estos modelos utilizar un análisis estocástico, algo que no ocurre en sus pares top-down [9] [10].

Se observa como desventaja que en este tipo de metodología, para mayor precisión de los resultados es necesaria una complejidad mayor del modelo construido y una cantidad de datos de entrada mayor [9]. Esto último puede hacer crecer exponencialmente el problema de estimación a medida que se requiere mayor detalle en los resultados.

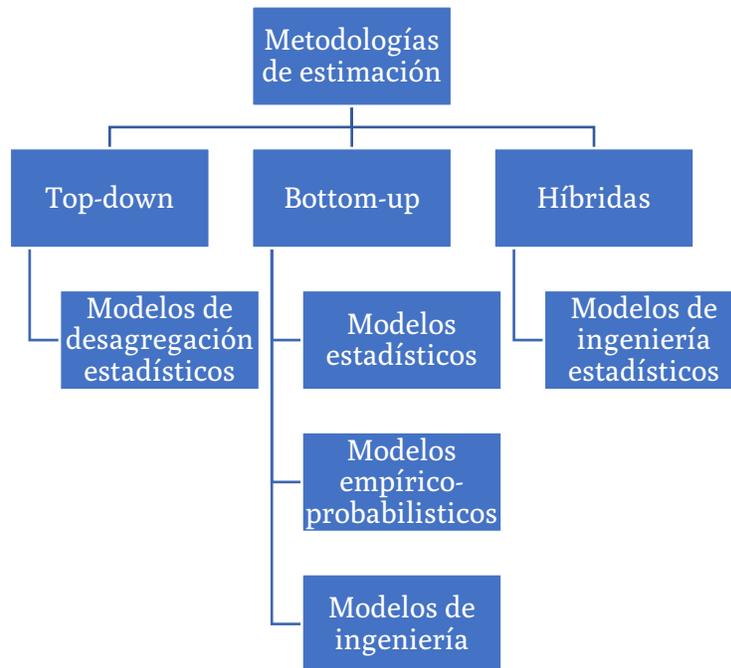


Figura 2.4: Clasificación para las metodologías de estimación de demanda [9].

En la Figura 2.4 se presenta una clasificación de las metodologías de estimación. Los modelos pueden ser caracterizados de la siguiente forma:

- **Estadísticos:** usando información histórica del comportamiento de los usuarios e incluyendo factores macro y socioeconómicos, para hacer análisis de regresión. La variabilidad de los consumos está incluida en la información, por lo tanto no es modelada.
- **Empírico-probabilísticos:** en este caso se hace uso de información parcial del comportamiento de los usuarios completando esta parcialidad con técnicas probabilísticas de modelamiento. En este caso, la variabilidad busca ser adquirida por medio los procesos estocásticos definidos en el modelo.
- **De ingeniería:** utiliza datos de consumo de unidades pequeñas, tasas de penetración y otras variables externas, como el clima. Construye las relaciones entre todos estos datos para la estimación. La variabilidad, en este caso, es parcialmente incluida a través de los factores estadísticos usados para el ajuste de los resultados.

2.2.4 Comentarios

De todo lo presentado es posible notar que la metodología que se ajusta mejor para hacer la estimación por demanda de nuevas tecnologías es la bottom-up, ya que a partir de ciertos supuestos y datos técnicos de bajo nivel es posible construir el perfil individual de la unidad y con este escalar a conjuntos mayores.

Si bien la top-down podría tomar supuestos de gran escala con información más simple de conseguir, no se ve como una buena alternativa ya que no se puede asegurar con gran certeza su exactitud al bajar de nivel, y al ser las nuevas tecnologías algo que ha sido poco medido en detalle, sobre todo en la realidad chilena, se pierde aún más la posibilidad de validar las estimaciones.

De la literatura revisada se desprende que los métodos bottom-up para estimar la demanda ya existente (para efectos de esta memoria es la demanda sin las nuevas tecnologías) se dividen en dos principales tipos de modelos. El primero busca a través de información ya medida en gran detalle y con una diversidad aceptable (zonas rurales y urbanas, casas, departamentos y oficinas de distintos tamaños) extrapolar cada realidad por medio de factores que reflejen el nivel de penetración de cada una.

El segundo, a falta de mediciones que cumplan las condiciones del anterior, requiere de encuestas con gran detalle de las actividades diarias de las personas. En éstas se refleja básicamente un diario de vida que registra el lugar en que está el encuestado y la actividad que realiza, en algunos casos con resolución temporal de hasta 10 minutos. Por medio de esta información se asignan probabilidades de uso de aparatos eléctricos que se relacionen a cada actividad a lo largo del día.

Como ejemplo de lo anterior, la actividad de lavar implica usar lavadora y secadora, el ocio implica el uso de televisión y radio, o cocinar necesita de horno o cocina eléctrica si es el caso, y el posterior uso de lavavajillas. Debido a esta característica de información requerida se les llama modelos «tiempo de uso» (del inglés, *time of use*) [9].

En nuestro país no se cuenta con encuestas «tiempo de uso» ni tampoco con mediciones de unidades de consumo más pequeñas, como por ejemplo casas individuales. A este último respecto, las mediciones obtenidas con los medidores inteligentes que ya han sido instalados podrían ser una alternativa, pero además de ser principalmente representativas de la ciudad de Santiago que es donde mayormente están, para este trabajo no se cuenta con dicha información.

Por lo tanto a falta de datos de la calidad y las características descritas para ambos tipos de modelos, se ve que la tarea de determinar la demanda base del país (demanda ya existente) utilizando alguno de estos modelos, se torna difícil implementar asegurando una calidad de resultados adecuada.

En consecuencia se considera utilizar otro método para hacer la estimación de la demanda base, sin ir en desmedro de mantener una metodología bottom-up para la cuantificación de las nuevas tecnologías. En las secciones a continuación se presentan antecedentes teóricos asociados a un método estadístico para clasificar conjuntos de datos, con el fin de utilizarlo como una manera de caracterizar el comportamiento de la demanda base a partir de información de consumos de energía en subestaciones de distribución.

2.3 ESTIMACIÓN Y TÉCNICAS DE AGRUPAMIENTO

Una forma de clasificar grandes volúmenes de información es hacerlo en grupos de similares características de acuerdo a algún criterio de similitud. Los algoritmos de agrupamiento (en inglés *clustering*) son un modo de hacerlo. A estos grupos se les denomina clúster y cada uno cuenta con un centroide que lo caracteriza en buena medida.

Las técnicas utilizadas en los algoritmos de clustering permiten que puedan ser clasificados en dos grupos: jerárquicos y no jerárquicos. El primero incluye métodos en que o bien se comienza con tantos grupos como observaciones de datos se tiene y se van agrupando por medio de alguna función de similitud o bien se empieza con solo un clúster que engloba todas las observaciones y posteriormente se van dividiendo en grupos más pequeños también a través de alguna función de similitud.

Los no jerárquicos por otra parte comienzan con un número de clústeres de antemano, definido por el usuario, entre los que se asignará cada una de las observaciones. La clasificación de las observaciones en alguno de los grupos se realiza mediante alguna función de optimización, como por ejemplo la minimización de la distancia euclidiana o la maximización de alguna función de correlación.

Estos últimos métodos hacen en general la asignación en varias iteraciones, permitiendo que a medida que estas ocurren pueda haber cambios en los grupos identificados por un centroide. En este proceso se va actualizando también el centroide de cada grupo.

2.3.1 Método K-means

K-means es un método de clustering no jerárquico, que divide los datos en K clústeres a partir de la minimización de alguna función distancia, buscando disminuir la diferencia promedio entre las observaciones y los centroides.

La cantidad de K particiones iniciales deben ser entregadas al algoritmo por quien realiza el estudio, junto con la posibilidad de entregarle también los centroides iniciales. Su método de asignación de grupos es el mostrado en la Figura 2.5.

Lo más común es que los K centroides iniciales sean tomados al azar de entre las muestras a clasificar. El criterio de convergencia finaliza el algoritmo bajo dos opciones, una es que la última iteración no haya significado cambio de clúster para ninguna de las observaciones, y la otra es que se alcance el máximo de repeticiones predefinidas.

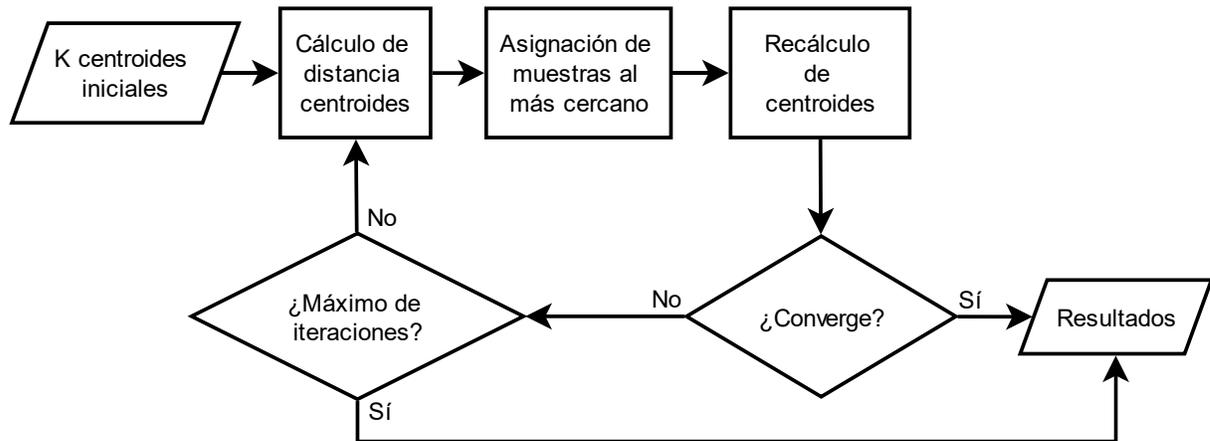


Figura 2.5: Diagrama de proceso del algoritmo K-means.

A continuación se definen distintas medidas de distancia que pueden ser utilizadas con el algoritmo K-means. De ellas depende en cierta medida la calidad de los resultados. No hay una que a priori sea mejor que otra, esto depende tanto de las características de los datos como del objetivo de la clasificación.

2.3.1.1 Distancia rectilínea

Corresponde a la suma de los valores absolutos de las diferencias coordenada a coordenada entre dos puntos o vectores de cualquier dimensión. También llamada *cityblock* o distancia *Manhattan*, toma estos nombres por la analogía de sumar distancias como si se caminara a lo largo de cuadras rectangulares entre los dos puntos de una ciudad.

Por lo tanto para dos puntos $A = (a_1, a_2, \dots, a_n)$ y $B = (b_1, b_2, \dots, b_n)$, esta distancia queda expresada como se indica a continuación:

$$d(A, B) = \sum_{i=1}^n |a_i - b_i| \quad (2.1)$$

2.3.1.2 Distancia euclidiana

Una de las distancias más usadas para el algoritmo K-means es la euclidiana. Esta consiste en la raíz de la suma de los cuadrados de las diferencias entre las coordenadas de los puntos. Por consiguiente, considerando dos puntos A y B de las mismas características mencionadas anteriormente, la distancia euclidiana entre ellos se calcula como:

$$d(A, B) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (a_i - b_i)^2} \quad (2.2)$$

En algunos casos se utiliza como medida de comparación el cuadrado de la distancia euclidiana, quedando de la forma:

$$d^2(A, B) = \sum_{i=1}^n (a_i - b_i)^2 \quad (2.3)$$

2.3.2 Normalización de datos

En el contexto de poder hacer la clasificación de los perfiles en distintos grupos de comportamiento determinado, es importante su forma, es decir, la variación a lo largo del día de los valores de consumo de energía. Por lo tanto se hace necesario normalizar la información con un método que permita mantener sus características esenciales y al mismo tiempo ayude a evitar el sesgo. Esto es debido que es muy posible que las barras varíen en sus niveles de consumo dependiendo de su ubicación y a quien alimentan.

2.3.2.1 Normalización por demanda máxima

Una manera simple de lograr que las magnitudes se pierdan y se conserve la silueta de la curva, es normalizar con el cálculo determinado por lo siguiente:

$$d_i^* = \frac{d_i}{d_{m\acute{a}x}} \quad (2.4)$$

Donde d_i^* es el valor de demanda en la hora i normalizado y $d_{m\acute{a}x}$ es el valor de demanda máxima del periodo.

Con este método la curva queda representada entre los valores 0 y 1, conservando la misma proporción original entre todos los puntos, debido a que todos los originales fueron divididos por la misma magnitud escalar.

2.3.2.2 Normalización por escalamiento mínimo-máximo

Otra opción es el escalamiento mínimo-máximo, que similarmente al método anterior lleva todas las coordenadas a tener una magnitud dentro del intervalo entre 0 y 1, sin embargo, el mínimo y el máximo quedan forzosamente ubicados en los extremos del intervalo. La forma de operar para normalizar con este método es la siguiente:

$$d_i^* = \frac{d_i - d_{\min}}{d_{\max} - d_{\min}} \quad (2.5)$$

Este método sin embargo incurre en una deformación de la curva original que se acentúa a medida que la curva es más regular. Es decir, si la información original consistía en una serie de valores muy cercanos entre sí (curva con factor de carga cercano a uno), incluyendo al máximo y mínimo, se fuerza a que estos queden separados por la máxima distancia en la nueva representación.

2.3.2.3 Normalización euclidiana

En este caso se tiene que de forma similar a la normalización por valor máximo, cada una de las coordenadas del vector (demanda en cada hora) es dividida por un valor fijo, que es la norma euclidiana del vector. Esta norma está definida, para un vector D, como sigue:

$$\|D\| = \sqrt{\sum_{i=1}^n d_i^2} \quad (2.6)$$

Por lo tanto, cada uno de los valores normalizados queda determinado por la siguiente ecuación:

$$d_i^* = \frac{d_i}{\|D\|} \quad (2.7)$$

En este caso, la normalización cumple la característica de llevar el vector a tener norma euclidiana 1, lo que implica que todas las coordenadas quedan con magnitud entre cero y uno, y no se deforma la curva. Sin embargo, se hace difícil comparar entre distintas curvas normalizadas los valores medios, máximos y mínimos, debido a que no hay un valor fijo para estos, en especial los extremos (máximo y mínimo), ya que varían de acuerdo a cuanto cambia la curva a lo largo del periodo.

2.3.3 Medida de error

Para poder analizar la precisión de las estimaciones es posible hacer uso de varias métricas que miden el error de la estimación respecto del dato real. En adelante se describen algunas de las métricas más usadas.

2.3.3.1 Error absoluto

Es una medida de error que compara directamente el valor estimado de una variable con el valor real. Para ello se obtiene el valor absoluto de la diferencia entre estos valores. Para variables que son de más de una dimensión se suele obtener el promedio de estas diferencias absolutas por cada dimensión. Por lo tanto si se considera una variable X de dimensión n y su valor estimado X', el error absoluto será:

$$e_{absoluto} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |x_i - x'_i| \quad (2.8)$$

En que x_i es el valor de la coordenada i del vector X. El error absoluto tiene unidades iguales a la unidad de la variable evaluada.

2.3.3.2 Error relativo

El error relativo se define a partir de la razón entre el error absoluto normalizado y el valor real de la variable. De esta manera se obtiene un resultado adimensional del error, que puede ser expresado en valor por unidad o porcentaje respecto del real. El cálculo de este error queda entonces dado por:

$$e_{relativo} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \frac{|x_i - x'_i|}{x_i} \quad (2.9)$$

2.3.3.3 Error cuadrático medio

El error cuadrático es una variación del error absoluto, midiendo el promedio de los errores absolutos al cuadrado. Este hecho penaliza los errores a medida que crecen ya que eleva al cuadrado la diferencia obtenida entre los datos. Se obtiene con esto una medida positiva de los errores sin discriminar si el error fue por sub o sobredimensionamiento, al igual que en los casos anteriores. El cálculo se realiza mediante lo siguiente:

$$ecm = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (x_i - x'_i)^2 \quad (2.10)$$

2.4 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

No existe una única definición internacionalmente aceptada de generación distribuida (GD). El Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE) la define como los generadores con una capacidad menor a 50 o 100 MW, conectados a las redes de distribución y que no han sido planificados ni son despachados de forma centralizada. Es decir, la GD no forma parte del control del operador de la red eléctrica [16].

La Agencia Internacional de Energía, por su parte, entrega una definición que considera como generación distribuida a toda la que sirve a un consumidor en particular o se conecta a redes de distribución en baja tensión [16].

Por consiguiente, dependiendo del país y su normativa puede haber variaciones en lo que se considera GD, variando principalmente los límites de potencia instalada. Sin embargo, lo más aceptado es considerar la definición dada en [17] que clasifica como GD a toda fuente de potencia eléctrica que se conecta a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores. También en algunos casos, el almacenamiento de energía por baterías y que cumple estas mismas condiciones de conexión a la red, se toma como parte de la generación distribuida [18].

En ese sentido, algunos autores estiman que los vehículos eléctricos puedan ser englobados con la GD, gracias a la implementación de tecnologías denominadas «del vehículo a la red» (V2G, del inglés *Vehicle To Grid*), que permitirían que los sistemas de baterías de estos autos puedan entregar su energía a la red en momentos en que sea necesario, actuando como sistemas de almacenamiento.

En Chile la generación distribuida está contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos desde 2012 con la modificación hecha con la Ley 20.571, y con actualización en 2018 a través de la Ley 21.118. Se permite, a usuarios finales sujetos a fijación de precios, ya sea de manera individual o colectiva, la generación en base a energías renovables no convencionales con un objetivo primordial en el autoconsumo y con una instalación que no supere los 300 kW.³

Los usuarios tienen el derecho a vender sus excedentes de energía a la empresa distribuidora a la que estén conectados a un precio regulado. La distribuidora valoriza al mismo precio de la energía que traspasa a sus clientes todas las inyecciones que se hagan a la red. Esto es descontado de los consumos que tenga el cliente o se deja como remanente a favor para los periodos tarifarios siguientes.

Además, la Ley General de Servicios Eléctricos permite a cualquier proyecto de hasta 9 MW de capacidad conectarse a la red de distribución bajo la denominación de PMGD (Pequeño Medio de Generación Distribuida). En este caso el dueño de la instalación puede ser tanto cliente regulado como libre y puede vender la energía al costo marginal o a precio estabilizado (precio de nudo calculado por la CNE).

Los perfiles de generación de energía en GD dependen fuertemente de la tecnología, y dependiendo del recurso del que provengan (en su mayoría no convencionales), pueden ser impredecibles como en el caso de la eólica, o predecibles como la solar pero no controlables en su nivel de potencia. En este último caso, el mayor control posible es solo desconectar total

³ Ley General de Servicios Eléctricos. <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171> (consultado el 12/12/2018.)

o parcialmente la generación disponible implicando una pérdida o vertimiento del recurso, además de claramente no contar con generación solar en horas de oscuridad, ni con eólica si no corre viento.

2.4.1 Generación fotovoltaica

La generación fotovoltaica es la que se obtiene a partir de la transformación de la energía electromagnética presente en la radiación solar en energía eléctrica por medio del uso de materiales semiconductores (dispuestos en celdas) que aprovechan el efecto fotoeléctrico para este fin.

Este tipo de generación es de las predominantes en el ámbito de la generación distribuida del país. Según información publicada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) de las instalaciones declaradas al 31 de octubre de 2018⁴, hay 22 MW instalados por clientes regulados en todo el país, de los cuales 21,9 MW corresponden a generación solar.

Un sistema fotovoltaico precisa de los paneles que contienen las celdas y un inversor que se encarga de transformar la corriente continua generada por el arreglo de paneles en corriente alterna para entregar a la red o ser consumida. El inversor, en la mayoría de los casos, contiene un sistema de control que busca entregar la mayor cantidad de potencia en cada instante por medio del seguimiento del punto de potencia máxima.

El perfil de la generación fotovoltaica tiene regularidad diaria en cuanto a que hay energía mientras ilumine el sol. Existen perturbaciones a la cantidad de energía que los paneles generan dadas por fenómenos de sombra sobre ellos o nubosidad en el cielo.

De todas maneras es posible describir con bastante exactitud la generación de un arreglo de paneles si se conoce el lugar de instalación, y las características de radiación solar incidente en el sitio. Como ejemplo, se tiene en la Figura 2.6 la radiación global incidente promedio mensual medida en el centro de la ciudad de Santiago.

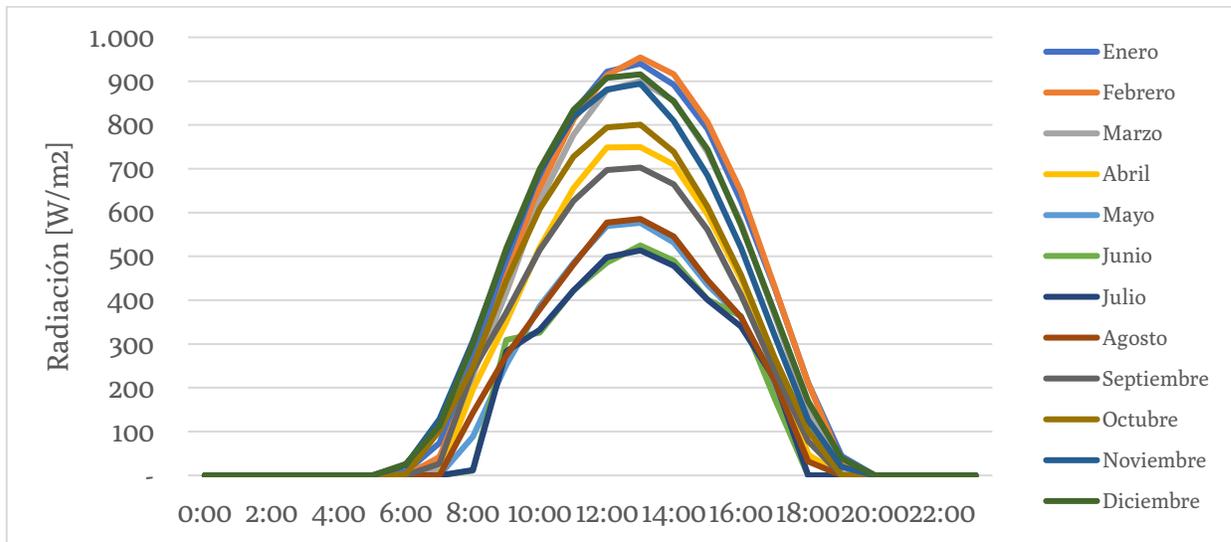


Figura 2.6: Radiación global incidente en el centro de la ciudad de Santiago.

⁴ <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/235587/generacion-distribuida-instalaciones-declaradas/>

Todos los perfiles solares tienen un comportamiento similar en forma, solo varían las magnitudes y horas de salida y puesta de sol, dependiendo de la zona geográfica así como del período del año. En este sentido, es notable como en la ciudad de Santiago, el máximo valor de la radiación incidente promedio puede llegar a ser, en los meses de invierno ($\sim 500 \text{ W/m}^2$), prácticamente la mitad del máximo registrado en los meses de verano ($\sim 950 \text{ W/m}^2$).

En consecuencia el perfil de energía generada sigue la forma mostrada en la figura y para obtener la potencia por cada hora es importante conocer las características técnicas de las celdas fotovoltaicas. Estos sistemas poseen una eficiencia de generación que es dependiente de la temperatura que toma la celda y de la radiación que recibe. La cantidad de radiación a su vez es dependiente de factores como la latitud de la instalación, la orientación de los paneles y su inclinación.

Entonces, la potencia generada por un panel está dada por la relación:

$$P_{panel} = \eta \cdot I \cdot S \quad (2.11)$$

En que:

- η : Eficiencia de conversión del panel en porcentaje.
- I : Irradiancia, es una medida de la potencia incidente sobre una superficie debida a una radiación electromagnética, con unidades de W/m^2 .
- S : Superficie del panel en m^2 .

Considerando que los paneles fotovoltaicos actuales tienen una eficiencia que ronda el 20%⁵, si se toma el caso de Santiago de la Figura 2.6, para el mes de mayor irradiancia promedio (febrero) con aproximadamente 950 W/m^2 , la potencia máxima de un arreglo de 1 m^2 de superficie es de 190 W .

Como para inyectar a la red, o consumir en el mismo lugar, es necesaria la transformación a corriente alterna por parte del inversor, este proceso también incurre en pérdidas dependiendo de la eficiencia del equipo. De todas formas esta eficiencia es de alrededor de 95% en promedio.

2.4.1.1 Impactos asociados a la generación fotovoltaica

Como se ha visto, la generación fotovoltaica tiene su máximo en las horas del mediodía aproximadamente, debido a que depende de la radiación solar incidente en la superficie. Por otro lado, la demanda de energía puede tener su punto de máximo valor en diferentes horarios dependiendo del sector. Si se examina el caso del sector residencial, entonces los valores máximos de generación y demanda no coinciden temporalmente, lo que implica que este tipo de generación no aporta en la disminución de la máxima demanda.

Por otro lado, en el caso del sector comercial, sí se puede esperar un aporte en la disminución de demanda máxima, debido a que para este sector este valor se da en horario coincidente con la mayor generación solar.

⁵ Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL).

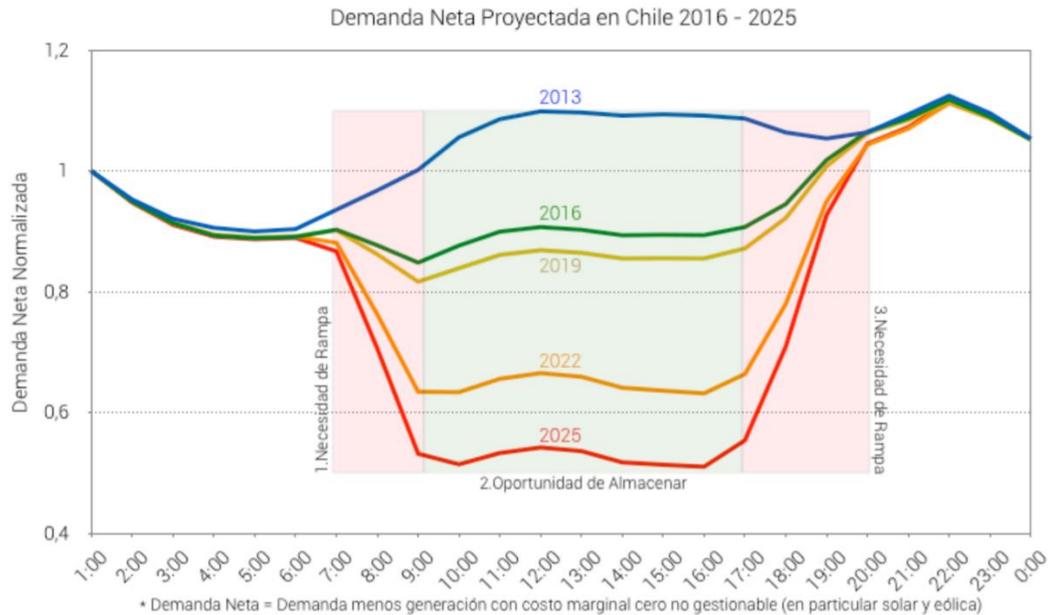


Figura 2.7: Curva del pato por generación solar y eólica. (Fuente: Valhalla Energía.)

Viendo el efecto más general, en la Figura 2.7 se presenta la denominada curva del pato debido a la forma que toma el perfil de demanda a medida que crece la penetración de generación solar y eólica. Se observa que a una penetración creciente (en la figura crece con los años) la demanda neta (demanda menos generación fotovoltaica) disminuye notablemente en las horas de sol. La figura muestra el caso proyectado para Chile según Valhalla Energía, considerando la generación solar y eólica incluyendo a grandes centrales.

El problema principal que muestra esta curva es que una gran capacidad de generación solar implica que en las horas de salida y puesta de sol el sistema eléctrico se vea sometido a una fuerte disminución y aumento de la demanda neta respectivamente. Es lo que se conoce como necesidad de rampa y conlleva el requisito de contar con centrales de generación flexibles que puedan suplir ese gran cambio de potencia en corto tiempo.

2.5 ELECTROMOVILIDAD

La movilidad eléctrica es un concepto que engloba todo tipo de movilización y transporte en el que su fuente de energía sea la electricidad. La movilidad eléctrica no es algo nuevo, ya que ha sido usada desde hace décadas en soluciones de transporte que están permanentemente conectadas a la red, como los trenes, tranvías y trolebuses. Incluso en los primeros desarrollos de vehículos motorizados ya se concibió el uso de la electricidad, sin embargo quedó sin expandirse por su debilidad en cuanto a autonomía y altos costos en comparación a los vehículos a combustión.

Con los recientes perfeccionamientos en la calidad de las baterías y mejora en la tecnología de éstas, se ha dado una disminución de sus costos lo que ha permitido que la electromovilidad reaparezca como una alternativa viable y atractiva por sus menores impactos ambientales como son las menores emisiones y bajo ruido.

Es así que bajo esta nueva realidad que acontece, se habla de electromovilidad para referirse al desarrollo de la transición de los actuales vehículos a combustión hacia vehículos eléctricos con baterías. Esta transición está siendo impulsada y tomada como parte de los intereses de muchas naciones.

2.5.1 Vehículos eléctricos (VE)

Existen diferentes tipos de vehículos que utilizan en sus mecanismos algún tipo de propulsión eléctrica. En primer lugar, se encuentran los autos híbridos (HEV, del inglés *Hybrid Electric Vehicles*) que tienen un motor eléctrico auxiliar, que ayuda al motor de combustión entregando en conjunto la potencia mecánica para el movimiento. Este motor eléctrico es alimentado por una batería de baja capacidad que se recarga gracias al motor a combustión y a frenadas regenerativas.⁶ Este tipo de automóviles no son de importancia en el estudio hecho por este trabajo debido a que no se conectan a la red eléctrica.

Por otra parte, se encuentran los vehículos híbridos enchufables (PHEV, del inglés *Plug-In Hybrid Electric Vehicles*), que cuentan con una batería de capacidad un poco mayor que puede ser cargada a través de los mismos procedimientos de los HEV, pero además y principalmente, a través de un enchufe a la red eléctrica.

Hay entre los PHEV dos soluciones: en la primera los vehículos tienen como propulsor principal el motor eléctrico y su motor a combustión es el que sirve de apoyo para situaciones excepcionales en la conducción, o también una vez que se ha descargado lo suficiente la batería entrega la potencia mecánica para mover el vehículo. En la segunda, la propulsión del auto es netamente eléctrica teniendo el motor a combustión para mover un generador eléctrico que carga la batería en caso de agotarse [19]. Por esta misma característica algunas fuentes clasifican a estos últimos como vehículos eléctricos de rango extendido.

Finalmente, están los autos completamente eléctricos (FEV, del inglés *Full Electric Vehicles*, o también llamados BEV, *Battery Electric Vehicles*) que carecen de motor a combustión y cuya forma de propulsión consiste netamente en motores eléctricos alimentados

⁶ La frenada regenerativa es una solución que aprovecha el motor eléctrico de un vehículo y lo usa como generador en el momento en que el vehículo necesita frenar. Para ello utiliza la energía cinética recargando una batería en lugar de disiparla en forma de calor con las pastillas de freno convencionales.

por grandes baterías. Éstas solamente pueden ser recargadas a través de un enchufe a la red eléctrica y por frenada regenerativa.

2.5.2 Baterías de vehículos eléctricos

Un factor importante que determina el rango de autonomía⁷ de los vehículos eléctricos, así como también la duración del proceso de recarga del banco de baterías es la capacidad energética de este. Esta capacidad depende tanto de la decisión del fabricante por un tamaño óptimo del banco para el vehículo, como de la tecnología usada en las celdas que lo constituyen.

Existen varias soluciones tecnológicas para las celdas de las baterías, entre las que destacan las de plomo-ácido, Níquel-Metal Hidruro (NiMH) e Ion Litio. La última es la que está comenzando a reemplazar gradualmente a las otras, gracias a su mayor densidad energética, su alto número de ciclos de carga, buen nivel de descarga permisible y menor necesidad de mantenimiento [20].

Como se observa en la Figura 2.8, entre los vehículos que existen en el mercado mundial actualmente, las capacidades energéticas de almacenamiento alcanzan en promedio los 12,5 kWh para los PHEV y 30 kWh los BEV [20].

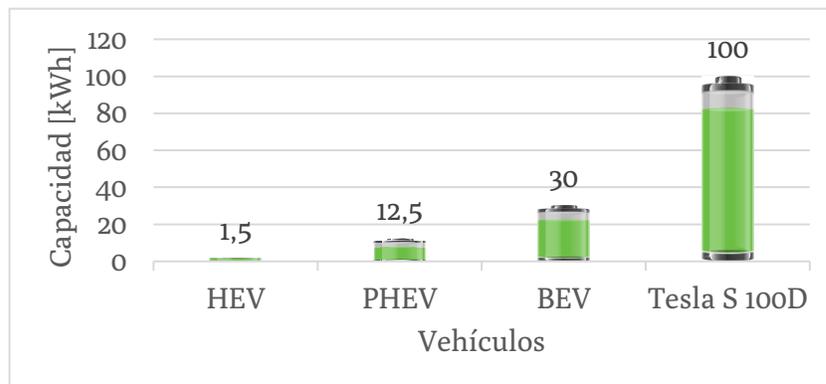


Figura 2.8: Tamaño de batería promedio por tipo de vehículo [20].

Hay casos mucho más extremos como es el modelo S de Tesla que en su versión más grande puede llegar a los 100 kWh, aunque esto provoca un aumento considerable del peso del automóvil subiendo su consumo de energía por kilómetro recorrido. Este hecho sirve de todas maneras como antecedente de que las capacidades aumentarán con el paso del tiempo, ya que también hay otros fabricantes que han comenzado a utilizar baterías de tamaños considerables.

En el caso de vehículos de mayor tamaño, se tiene como referencia los buses usados hasta ahora a modo de prueba en el transporte público de Santiago de Chile durante el año 2018. Estos corresponden a los buses de los fabricantes de China, Yutong y BYD, con los modelos ZK6128 y K9 respectivamente. En ambos casos las baterías tienen una capacidad de 324 kWh. Las autonomías de rango son de 280 km para el ZK6128 y 250 km para el K9 según las especificaciones de los propios fabricantes.

En la Tabla 2.1 se presenta las capacidades, autonomía y consumo de distintos modelos de vehículos eléctricos disponibles actualmente en el mercado mundial. Nuevamente se puede

⁷ Distancia que puede recorrer un vehículo eléctrico con una carga completa de su batería.

corroborar los números promedio dados por el gráfico de la Figura 2.8, además de observar que las autonomías rondan los 150 km. Es necesario destacar que estas autonomías dependen de las condiciones de medición en que se tomen, debido a que existen diversas metodologías para estos efectos [20].

Tabla 2.1: Capacidad de batería, autonomía y consumo por vehículo.

Vehículo	Batería [kWh]	Autonomía [km]	Consumo [Wh/km]
BMW i3	22	135	165
GM Spark	21	120	175
Fiat 500e	24	135	180
Honda Fit	20	112	180
Nissan Leaf	30	160	190
Ford Focus	23	110	200
Smart ED	16,5	90	200
Mercedes B	28	136	205
Tesla Model S 60	60	275	220
Tesla Model S 90	90	360	240

2.5.3 Procesos de recarga

La potencia eléctrica requerida por un auto eléctrico para la recarga de su batería depende del lugar donde se realice el proceso y la capacidad del punto de carga. En general, los vehículos están preparados para recibir cargas lentas (puntos de baja potencia), cargas semirrápidas (media potencia), y en algunos casos, rápidas (alta potencia).

Los niveles de carga se pueden clasificar principalmente en la forma descrita en la Tabla 2.2 [21]. Cabe destacar que la clasificación en privado o público se refiere netamente al acceso de los usuarios a cargar allí.

Tabla 2.2: Niveles de potencia de carga de vehículos eléctricos.

Descripción	Tipo de punto de carga	Tipo de corriente	Potencia eléctrica
Baja potencia	Privado o semipúblico	Corriente alterna (monofásica)	Hasta 3,7 kW
Media potencia	Privado o semipúblico	Corriente alterna (monofásica o trifásica)	3,7 kW – 22 kW
Alta potencia	Semipúblico o Público	Corriente alterna (trifásica)	Sobre 22 kW
Alta y muy alta potencia	Público	Corriente continua	Sobre 50 kW

En Europa, que es de los lugares del mundo con mayor penetración de vehículos eléctricos de uso particular, los lugares de carga que predominan (con más del 80 % de las operaciones) son el hogar o el trabajo. Esto es debido a la comodidad de aprovechar los momentos en que el auto está estacionado, implicando no interrumpir las actividades diarias para la recarga [19]. Así, la manera más conveniente y costo efectiva de cargar es en lugares privados o semipúblicos y que en general son de baja o media potencia [21].

El proceso de carga de un banco de baterías sigue una curva de potencia que depende de la tecnología constructiva de las celdas. Entonces, dependiendo de esto, la carga puede ser a potencia constante prácticamente a lo largo de todo el proceso, si es de tipo Ion litio, o cargar a un máximo de potencia para luego decaer a distintos niveles dependiendo del estado de carga (SOC, *State of Charge*) como en el caso de la batería de plomo-ácido. En la Figura 2.9, se puede observar el perfil de carga para dos vehículos eléctricos que cuentan con estos dos tipos de baterías.

Sin importar el tipo de batería, en general se produce una caída en la potencia de carga (por disminución de la corriente entregada a la batería), una vez que el estado de carga alcanza entre el 85% a 90%, como una forma de protegerla. Esto es especialmente relevante en puntos de carga rápidos y ultrarrápidos (mayores a 22 kW).

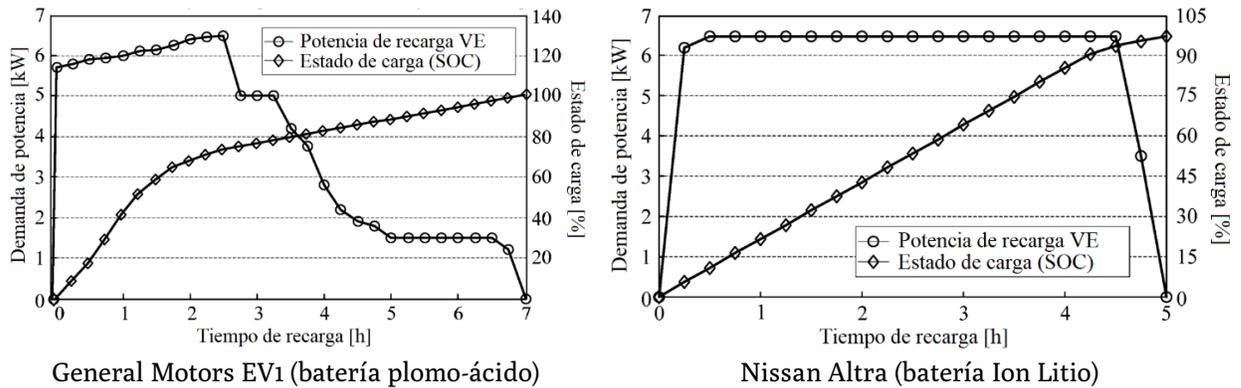


Figura 2.9: Perfiles de carga para dos tipos de autos eléctricos [22].

En la Tabla 2.3, se presentan para ciertos modelos de autos eléctricos los tiempos de carga dependiendo del nivel del cargador. En el caso del nivel 1, dependiendo del país se puede considerar hasta los 3,7 kW.

Tabla 2.3: Tiempos de carga por vehículo y potencia del cargador [20].

Niveles de carga	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Descripción	Enchufe normal	Cargador de pared	Carga rápida en CC
Características técnicas	1,5 kW (220 VAC, 6,8 A)	6,6 kW (220 VAC, 30 A)	20-120 kW (400-600 VDC, hasta 300 A)
Rango de conducción	8 km por hora de carga	36 km por hora de carga	110-270 km por 30 minutos de carga
4,4 kWh Toyota Prius	4 h	1 h	-
16 kWh Chevy Volt	12 h	3 h	-
22 kWh BMW i3	15 h	4 h	24kW: Hasta 80 % en 20 minutos
36 kWh Nissan Leaf	16 h	5 h	50 kW: Hasta 80% en 60 minutos
60 kWh Chevy Volt	40 h	10 h	50 kW: Hasta 80% en 1 hora
90 kWh Tesla Model S 85	60 h	15 h	120 kW: Hasta 80% en 40 minutos

2.5.4 Impactos asociados a la electromovilidad

Se espera que la electromovilidad afecte principalmente a redes de baja tensión o distribución. El principal motivo es que estas redes fueron diseñadas para factores de simultaneidad bajos mientras que el uso de autos eléctricos tiende a tener factor de coincidencia alto. Es decir, muchos usuarios coinciden en la carga del automóvil al mismo tiempo, además de que los periodos de carga tienden a ser largos [19] [21] [23].

Se espera que estas nuevas cargas provoquen un aumento significativo de las demandas máximas, lo que hace necesario el aumento de capacidad de la red. En este sentido, este aumento puede ser progresivo e insostenible si no se consideran otras opciones como, por ejemplo, coordinar la carga de los vehículos de tal manera de hacer un uso mucho más eficiente de la infraestructura disponible.

Es así como en la literatura se encuentran diversos métodos y propuestas de «sistemas de carga inteligente» (*Smart charging*, en inglés) y estiman la necesidad imperiosa de desarrollarlos, pues si bien necesitan de inversión en la red, esta sería menor a la inversión necesaria para solo aumentar la capacidad con el fin de suplir la nueva demanda [23] [24].

La factibilidad de implementar sistemas de carga inteligente que se coordinen entre sí en puntos de carga de baja y media potencia, sumado a la superioridad de uso que estos puntos tienen, hacen prever como opción llevar a cabo este desarrollo [21]. Además, los patrones de uso y carga de los usuarios, y su disposición a permitir «perder el control» de cuándo se carga el auto siempre que esté cargado al momento de usarlo sumado a incentivos económicos, hace posible avanzar en este aspecto [19].

La implementación de recarga inteligente no solo permite evitar el problema del aumento de la demanda máxima, sino que al comenzar a usar la red en las horas de baja demanda, como la madrugada, se logra que la curva de demanda diaria pueda ser más plana. Esto es aumentar el factor de carga, y con ello la eficiencia económica del sistema, ya que no se tiene que aumentar considerablemente la capacidad y se empieza a usar la red en un horario que tendía a ser de infraestructura ociosa. Lo aquí expuesto se ilustra en la comparación de Figura 2.10.

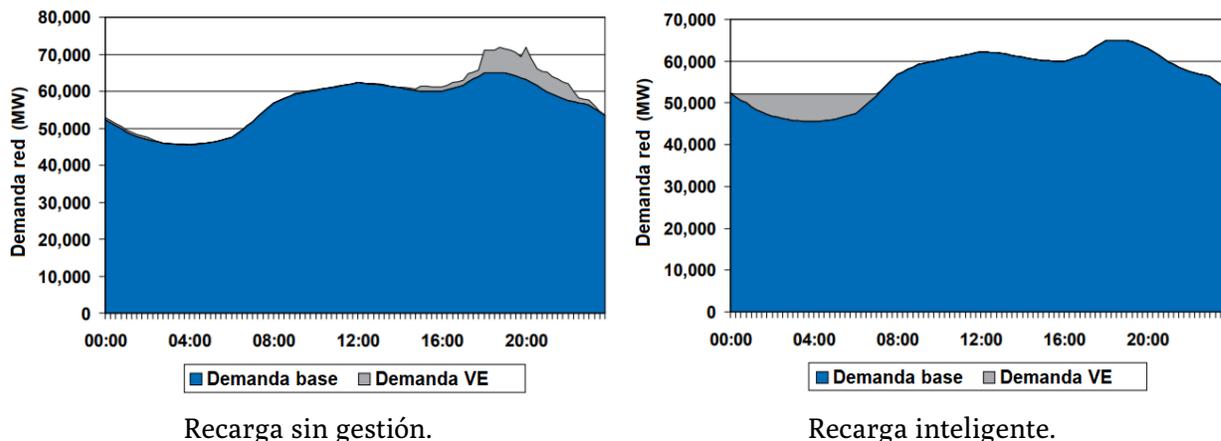


Figura 2.10: Comparación de efectos de recarga sin gestión frente a recarga inteligente [25].

2.6 SISTEMAS DE CLIMATIZACIÓN ELÉCTRICA

2.6.1 Equipos de climatización

Existen variados sistemas de climatización, y los que están siendo cada vez más usados son los de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC del inglés *Heating, Ventilating and Air Conditioning*). Estos reúnen todas las modalidades de climatización, ya sea para ventilar, enfriar o calefaccionar ambientes con un solo equipo, mejorando el confort higrotérmico de los lugares donde habitan las personas. El confort higrotérmico es el estado en que el cuerpo de las personas se encuentra cómodo y sin la necesidad termorregular usando energía propia del cuerpo.

Se proyecta que en la misma tendencia que los países desarrollados ya han logrado, esto es, un alto nivel de saturación de equipos HVAC eléctricos tanto a nivel residencial como comercial, los países en vías de desarrollo verán en los próximos años un crecimiento importante. Incluso se menciona que por las características climáticas de algunos de estos países, que son más extremas (como el caso de países tropicales) se producirá un efecto de popularización acelerada de esta tecnología [26].

Más aún, con el cambio climático se están produciendo más frecuentemente episodios de olas de calor y estaciones secas prolongadas, provocando el aumento en la demanda de los sistemas de climatización [27]. A este hecho no está ajeno nuestro país que ha sido víctima de variados fenómenos meteorológicos inusuales en los últimos años. Todo esto en conjunto con los crecientes estándares de vida que van desarrollando los países provocará una demanda creciente en esta materia.

Los equipos HVAC funcionan gracias al desarrollo de las bombas de calor eléctricas que actúan bajo los principios de ciclos termodinámicos de compresión de un gas (en general vapor) gracias a un compresor eléctrico. La bomba de calor es una máquina que puede tomar calor desde un ambiente y enviarlo a otro aun cuando el gradiente de temperatura esté en contra. Lo anterior quiere decir que con ella se puede extraer calor del aire frío del exterior en un día de invierno para enviarlo al interior de una casa a mayor temperatura y mantener este estado.

Esta máquina con simples modificaciones puede operar en sentido inverso, pudiendo por lo tanto extraer el calor desde el interior de una habitación y enviarlo al exterior aunque la habitación esté más fría, posibilitando mantener el estado más fresco del lugar en un día caluroso.

Para la operación de los ciclos explicados, la máquina requiere de un aporte externo de trabajo, que en la mayoría de los casos es a través de la energía eléctrica. En todas las máquinas que realicen transformación de energía se puede usar el concepto de rendimiento, que describe la razón entre la cantidad de energía que sale respecto de la que entra. Al respecto, y en concordancia con las leyes de la termodinámica no puede existir un rendimiento mayor a uno, ya que la energía no se crea ni se destruye.

En el caso de las bombas de calor es posible tener una relación de entrada y salida de energía que aparentemente no cumpliría este hecho, ya que si se relaciona la energía consumida (por ejemplo eléctrica) para el funcionamiento de la máquina con la energía liberada a la habitación se obtendría un valor mayor a uno. Sin embargo, esta máquina no

transforma energía sino que la transporta o «bombea» en forma de calor (de ahí su nombre), por lo que el nombre de rendimiento para esta relación no es del todo apropiado.

Se define para este efecto el *Coefficient Of Performance* (COP), nombrado como coeficiente de rendimiento o coeficiente de operación en español, que da cuenta de la relación entre calor proporcionado o extraído y la energía eléctrica consumida. Este coeficiente puede llegar a ser 3 o 4, queriendo decir que para 1 kWh de energía eléctrica consumida podría obtenerse hasta 3 o 4 kWh de energía en forma de calor.

En Chile, los equipos se clasifican en clases de eficiencia energética de acuerdo al valor COP que tengan para los equipos en modo de calefacción y el valor IEE para los de enfriamiento, que es análogo al COP relacionando la capacidad de enfriamiento (calor extraído) respecto a la energía eléctrica. En la Tabla 2.4 se presentan las clases de eficiencia energética establecidas por la Norma NCh3081.Of2007 por tipo de equipo y modo.

Tabla 2.4: Clases de eficiencia energética por equipo.

Clase	Modo calefacción		Modo enfriamiento	
	Equipo Split	Equipo compacto	Equipo Split	Equipo compacto
A	$3,6 < \text{COP}$	$3,4 < \text{COP}$	$3,2 < \text{IEE}$	$3,0 < \text{IEE}$
B	$3,6 \geq \text{COP} > 3,4$	$3,4 \geq \text{COP} > 3,2$	$3,2 \geq \text{IEE} > 3,0$	$3,0 \geq \text{IEE} > 2,8$
C	$3,4 \geq \text{COP} > 3,2$	$3,2 \geq \text{COP} > 2,8$	$3,0 \geq \text{IEE} > 2,8$	$2,8 \geq \text{IEE} > 2,6$
D	$3,2 \geq \text{COP} > 2,8$	$2,8 \geq \text{COP} > 2,6$	$2,8 \geq \text{IEE} > 2,6$	$2,6 \geq \text{IEE} > 2,4$
E	$2,8 \geq \text{COP} > 2,6$	$2,6 \geq \text{COP} > 2,4$	$2,6 \geq \text{IEE} > 2,4$	$2,4 \geq \text{IEE} > 2,2$
F	$2,6 \geq \text{COP} > 2,4$	$2,4 \geq \text{COP} > 2,2$	$2,4 \geq \text{IEE} > 2,2$	$2,2 \geq \text{IEE} > 2,0$
G	$2,4 \geq \text{COP}$	$2,2 \geq \text{COP}$	$2,2 \geq \text{IEE}$	$2,0 \geq \text{IEE}$

2.6.2 Relación con la demanda eléctrica

El consumo de energía (de cualquier fuente) debido a sistemas de climatización es sumamente importante debido a que alcanza grandes cuotas respecto al consumo total de una edificación. En la Figura 2.11 se observa que en el sector residencial de Chile la calefacción alcanza el 56% de la demanda total de la energía.

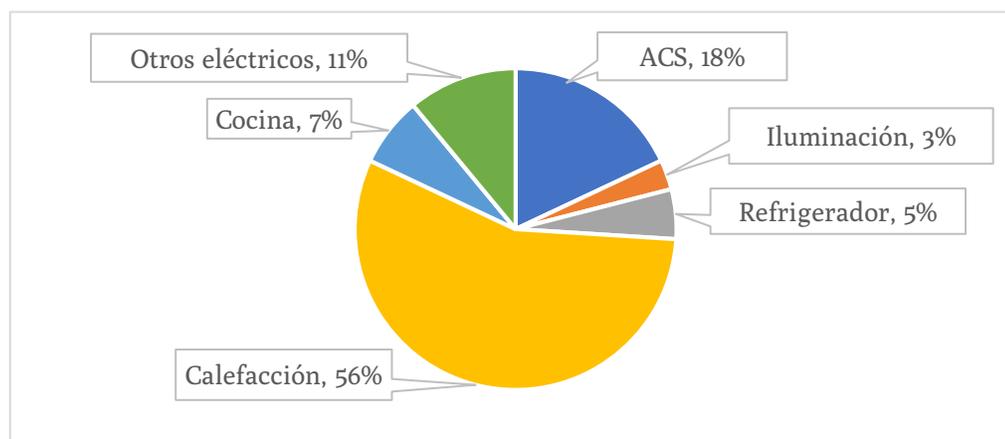


Figura 2.11: Distribución de consumos energéticos por uso final, en el sector residencial [28].

Gran parte de las fuentes de energía aún son en base a combustibles fósiles como el gas natural, gas licuado y parafina e incluso hay un gran uso de la leña (en especial en zonas

rurales). En la Figura 2.12 se presenta una estadística ilustrativa de este hecho elaborada a partir de una serie de encuestas realizadas a hogares en 30 comunas de la Región Metropolitana.

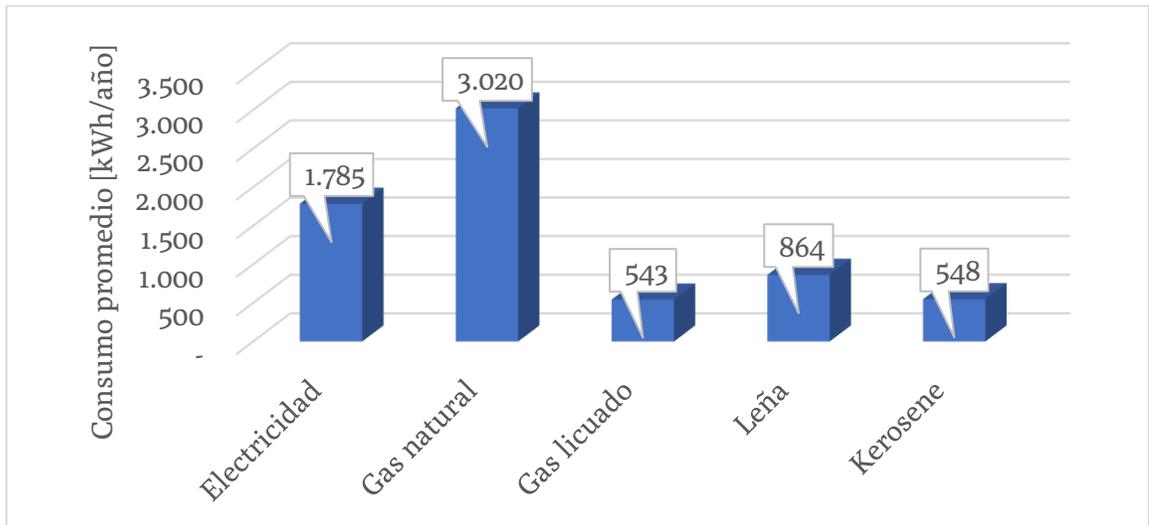


Figura 2.12: Consumo de energía en una vivienda promedio de la Región Metropolitana [29].

La operación y por ende el consumo energético de los equipos de climatización está influenciada por el clima del lugar, en específico por la temperatura ambiente. Como se aprecia en la Figura 2.13 la demanda de energía de un lugar aumenta a medida que la temperatura ambiental se aleja de la denominada zona de confort.

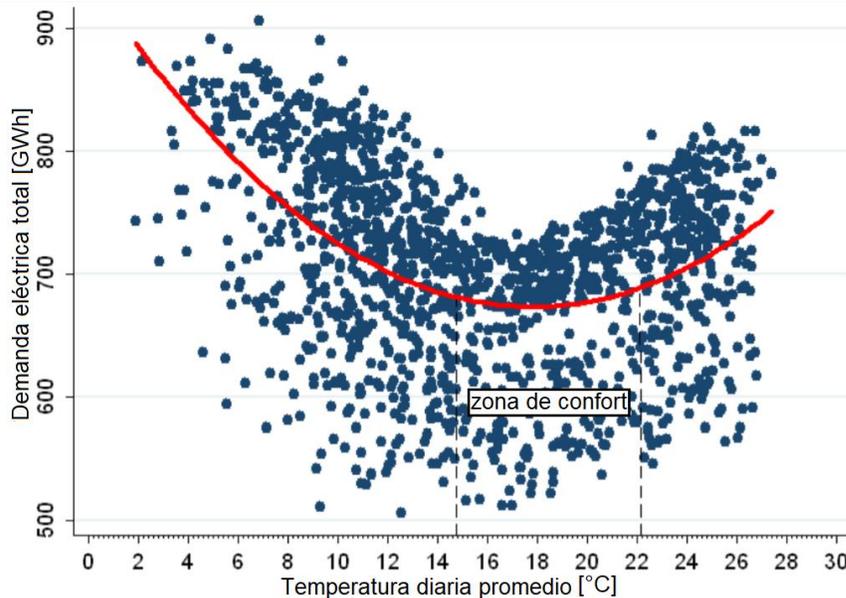


Figura 2.13: Demanda de energía eléctrica respecto a temperatura promedio diaria [30].

La forma similar a una letra U de la demanda eléctrica respecto de la temperatura, observada en la Figura 2.13, se va pronunciando a medida que aumenta el uso de la energía eléctrica como fuente de climatización. La Figura 2.14 demuestra este hecho, donde según un estudio presentado en [31], se determinó el cambio en la dispersión de las demandas de energía dependiendo de la temperatura media diaria, esto a medida que se ha ido

incrementando el uso de sistemas de climatización en el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) entre los años 2005 y 2015.

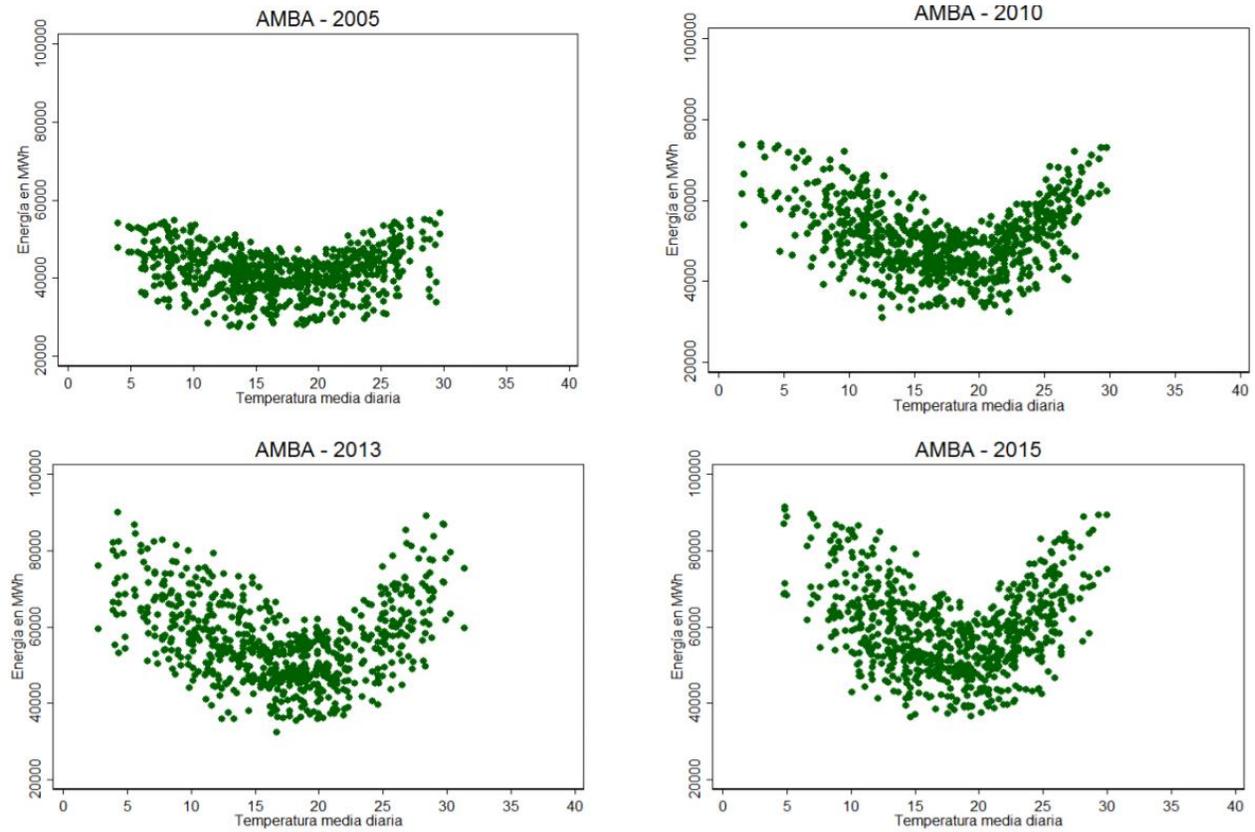


Figura 2.14: Demanda de energía eléctrica del área metropolitana de Buenos Aires para distintos años [31].

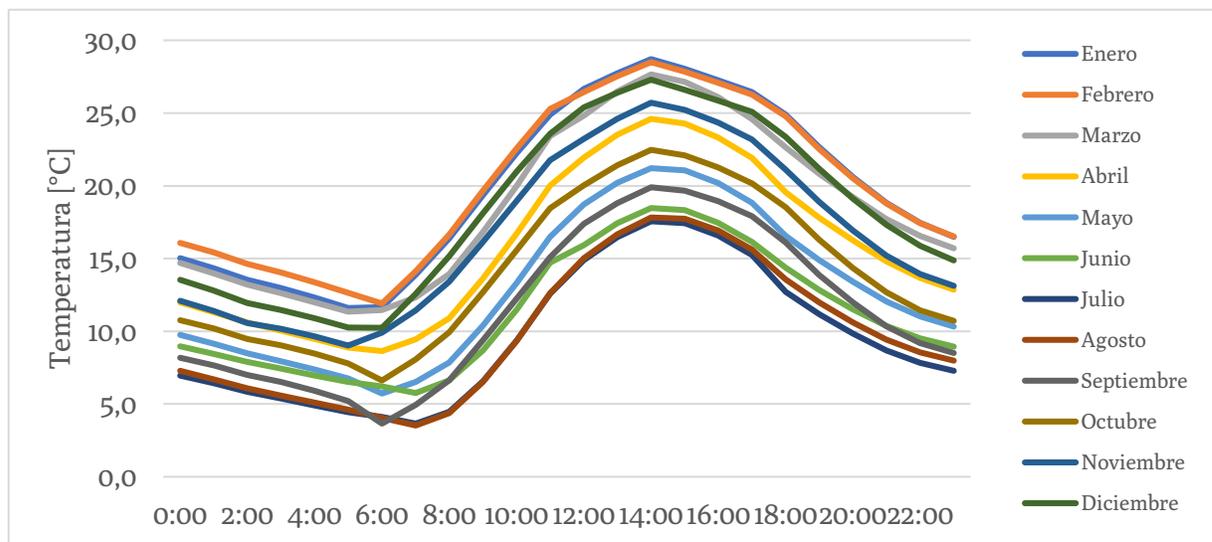


Figura 2.15: Temperatura promedio mensual en el centro de Santiago.

En consecuencia las curvas de temperatura ambiental de las zonas a estudiar toman importancia, ya que otorgan información que permite pronosticar el comportamiento de los

sistemas de climatización de acuerdo a los objetivos de temperatura esperados por los usuarios. A modo ilustrativo, en la Figura 2.15 se presentan las temperaturas promedio de la ciudad de Santiago para los distintos meses del año.

La importancia de esta información radica en la posibilidad de modelar el consumo de energía a lo largo del día, y así poder determinar un perfil de demanda. Para ello es necesario determinar un método de cálculo que entregue la operación de los equipos HVAC.

2.6.3 Modelo de temperatura

Debido a que el funcionamiento de los sistemas HVAC está determinado por su control de la temperatura interior de una habitación (casa, oficina, comercio), este equipo opera a intervalos de encendido y apagado en tanto la temperatura se mueva cercana a la temperatura objetivo, también llamada temperatura de confort, que es determinada por los usuarios. Al mismo tiempo la temperatura de la habitación depende de factores como el nivel de aislación de esta con el exterior, el tamaño que tiene y las ganancias de calor por fuentes tanto internas como externas.

Una forma de obtener entonces la energía que consume el equipo es obtener sus ciclos de encendido y apagado. Para ello se hace necesario obtener un modelo de cambio de la temperatura en el tiempo. Así, el «parámetro térmico equivalente» de la habitación puede ser simulado a través de un circuito equivalente que describe el nivel de aislación con el exterior, la capacidad térmica de la habitación y las temperaturas de interior y exterior. En la Figura 2.16 se presenta este circuito.

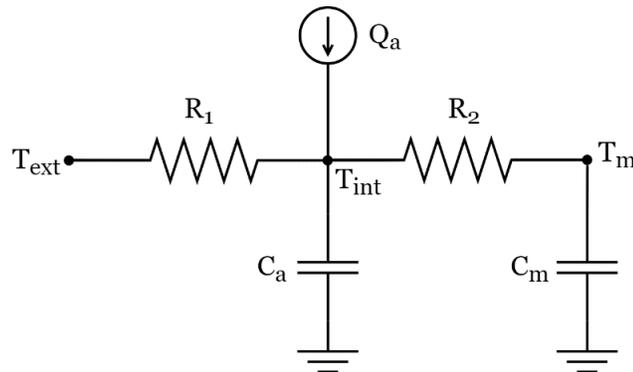


Figura 2.16: Circuito equivalente térmico [32].

Donde:

- Q_a : Flujo de calor. Principalmente debida a la inyección o absorción por parte del equipo HVAC. Se puede modelar en esta entrada también otros aportes, como calor por sistemas de iluminación, aparatos en funcionamiento, actividad humana, infiltración por iluminación solar, entre otros.
- C_a : Capacidad térmica del aire. Se mide en $J/^\circ C$.
- C_m : Capacidad térmica de la masa térmica (del contenido de la habitación) en $J/^\circ C$.
- R_1 : en unidades de $[^\circ C/W]$ es la inversa de la transmitancia térmica ($U [W/m^2^\circ C]$) de la habitación con el exterior por la superficie de expuesta al exterior ($A [m^2]$). Se calcula de la siguiente forma:

$$R_1 = \frac{1}{U \cdot A} \quad (2.12)$$

- R_2 : Valor equivalente al anterior pero que modela el intercambio entre el aire interior y la masa interior de los objetos de la habitación. Se mide en $[\text{°C/W}]$.
- T_{ext} : Temperatura del exterior en °C .
- T_{int} : Temperatura del interior en °C .
- T_m : Temperatura de la masa interior de la habitación en °C .

Las ecuaciones que gobiernan el comportamiento del circuito equivalente, y en consecuencia de las temperaturas en función de los parámetros son:

$$\frac{dT_{int}}{dt} = -\left(\frac{1}{R_2 C_a} + \frac{1}{R_1 C_a}\right) \cdot T_{int} + \frac{1}{R_2 C_a} \cdot T_m + \frac{T_{ext}}{R_1 C_a} + \frac{Q_a}{C_a} \quad (2.13)$$

$$\frac{dT_m}{dt} = \frac{1}{R_2 C_m} \cdot T_{int} - \frac{1}{R_2 C_m} \cdot T_m \quad (2.14)$$

Estas ecuaciones diferenciales representan el cambio en el tiempo de las temperaturas interiores respecto de entradas variables como la temperatura exterior y las entradas de calor. La primera parte del circuito (hasta el nodo T_{int}) modela el intercambio de calor entre el equipo de climatización y la masa de aire de la habitación modelada.

Los parámetros relacionados con la masa térmica interior tienen que ver con la inercia al cambio de temperatura dado por los materiales que componen la habitación considerada. Esto es debido a que el equipo HVAC entrega o quita calor por medio del aire del interior, y éste a su vez intercambia calor con los objetos del lugar. Este último intercambio es el que modela la segunda parte del circuito.

Uno de los factores que influye en la demanda debida a la climatización es la pérdida (flujo) de calor, que depende de la transmitancia térmica U del material interfaz entre el interior y exterior de la habitación (muros y techos) y por ende también, de la superficie total de esta interfaz (A). A medida que el valor de UA sube la demanda por climatización también sube [32]. Es posible minimizar el valor de UA por medio de mejorar las condiciones de aislación térmica de las construcciones.

Por otra parte el tamaño del equipo de climatización no cambia significativamente el consumo promedio para condiciones iguales de diferencia térmica. Si el equipo está subdimensionado, debe operar por tiempos más largos de lo esperado aumentando solo levemente su consumo, ya que la potencia nominal que consume es menor [32].

El consumo promedio sobre un periodo de tiempo de un equipo también crece levemente si la banda de operación programada para el termostato crece [32]. Esta banda está dada por un valor δT en que el equipo mantiene su estado de operación al cambio de temperatura interior mientras ésta no sobrepase ni baje del rango dado por:

$$T_{confort} - \frac{\delta T}{2} \leq T_{int} \leq T_{confort} + \frac{\delta T}{2} \quad (2.15)$$

3 PROPUESTA METODOLÓGICA

El trabajo de la memoria consiste en la estimación de perfiles de demanda característicos, que identifiquen el consumo de energía diario de los sectores residencial y comercial-público del país, incorporando en ellos el aporte de la generación distribuida, el consumo agregado por la electromovilidad y la electrificación de la climatización (calefacción y aire acondicionado). Estos aspectos serán considerados bajo los supuestos aplicados en la Planificación Energética de Largo Plazo 2017-2022.

Las estimaciones estarán diferenciadas para 4 sectores geográficos (Figura 3.1) del territorio nacional consistentes en:

- **Norte grande:** regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta.
- **Norte chico:** regiones de Atacama y Coquimbo.
- **Centro:** regiones de Valparaíso, Metropolitana y O'Higgins.
- **Sur:** regiones del Maule, Biobío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos.



Figura 3.1: Zonas geográficas consideradas en el estudio.

Estas macrozonas comprenden en conjunto el 99,26% de la capacidad eléctrica instalada en todo el país, siendo lo restante correspondiente a los Sistemas Medianos de Aysén y Magallanes.⁸

La metodología de trabajo se subdivide en tres grandes bloques, los cuales son:

- a. Estimación de perfiles de demanda actuales, a partir del ordenamiento y clustering de los retiros de energía horarios de clientes regulados en subestaciones de distribución.
- b. Cálculo de aporte de la generación distribuida (fotovoltaica) en las curvas de demanda. Modelamiento de la demanda por vehículos eléctricos y climatización eléctrica.
- c. Incorporación de los resultados anteriores a los perfiles caracterizados en el primer bloque, por medio de índices de penetración esperados según proyecciones de crecimiento de la PELP.

⁸ Energía abierta Julio 2018: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>

3.1 ESTIMACIÓN DE PERFILES DE DEMANDA

A partir de la información de retiros de energía horarios por cada cliente regulado, en las subestaciones primarias de distribución de todo el año 2017, se estima en primera instancia las curvas actuales de consumo por hora del día, para distintos períodos del año (trimestres), cada uno de ellos correspondiente a una estación meteorológica.

Considerando las fechas de solsticios y equinoccios (límites entre estaciones), las estaciones meteorológicas estarán definidas por los siguientes periodos:

- Verano: enero a marzo, trimestre 1.
- Otoño: abril a junio, trimestre 2.
- Invierno: julio a septiembre, trimestre 3.
- Primavera: octubre a diciembre, trimestre 4.

Los perfiles característicos se determinan por medio del algoritmo de agrupamiento K-means, en otras palabras, una selección de curvas representativas (sección 2.3.1) para cada macrozona. Este proceso es implementado en el software Matlab a través de un módulo que incluye el algoritmo. El programa se encuentra en el ANEXO A.

En la Figura 3.2 se presenta un diagrama del proceso de caracterización de los perfiles de demanda histórica, que conforman la denominada «demanda base» sin nuevas tecnologías. Este tratamiento de los datos se realiza tomando como observaciones a cada una de las barras de subestaciones primarias, de las cuales se obtiene el promedio del retiro de energía de los días laborales (lunes a viernes) y no laborales (sábado, domingo y festivos). De estos resultados se identifica aquellos retiros que corresponden a clientes regulados del sistema, y se prepara la información aplicando una normalización. Esto corresponde al preprocesamiento.

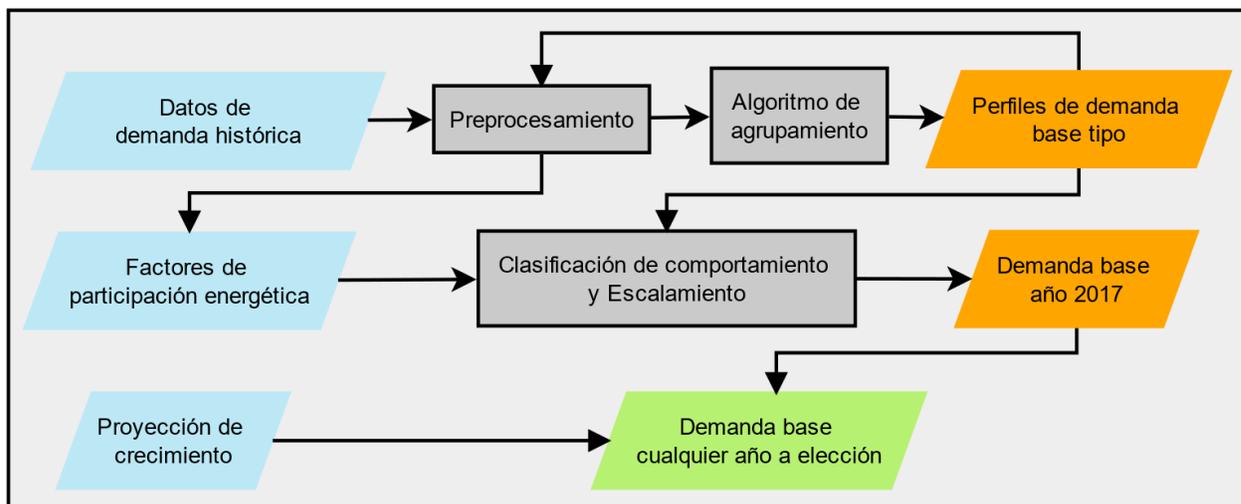


Figura 3.2: Diagrama metodológico para estimación de perfil de demanda base.

Luego se determinan los grupos representativos por medio del algoritmo, para obtener los perfiles tipo, que dependiendo de la macrozona serán 3 o 4. De ellos se retroalimenta el preprocesamiento en caso de encontrar algún dato que perturbe resultados. Además, de aquí

se obtiene qué barras son consideradas y se calcula los factores de participación energética, según método que se expone en la sección 4.1.

Los perfiles tipo se identifican con algún sector, residencial o comercial, según el comportamiento horario que tienen (de acuerdo a lo expuesto en sección 2.2.1) y luego se escalan nuevamente a unidades físicas de potencia para obtener los perfiles de demanda base al 2017. Para obtener los perfiles en cualquier año a futuro se aplica un factor de crecimiento anual a los resultados.

3.2 INCORPORACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS

Cada una de las nuevas tecnologías es modelada con un enfoque bottom-up. Para esto se toma información y supuestos de consumo a bajo nivel, es decir de unidades básicas de cada una, y se hace la agregación según cantidades de penetración proyectadas por la PELP.

Para poder incorporar la demanda por alguna nueva tecnología se considera el sector al que pertenece (por ejemplo, autos particulares con zona residencial) y se asigna según una ponderación porcentual igual al nivel de consumo de energía de la curva correspondiente respecto al total de su sector, considerando el supuesto de que a mayor consumo de energía en la demanda original hay más posibilidad de adopción de la nueva tecnología.

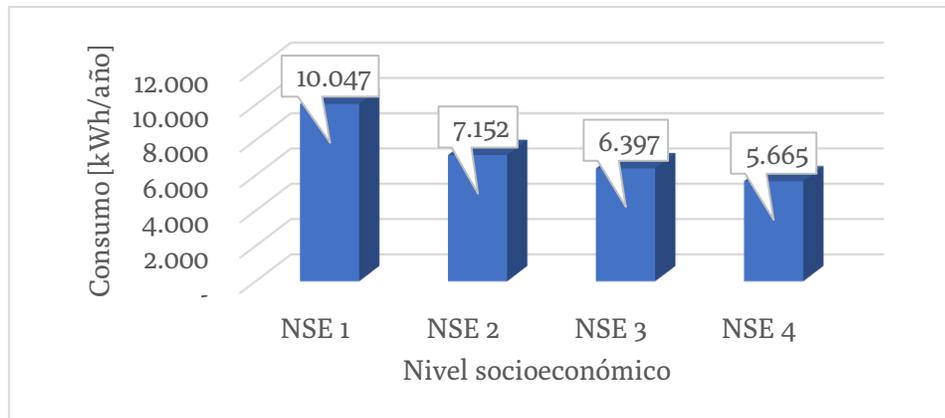


Figura 3.3: Consumo energético anual según nivel socioeconómico [29].

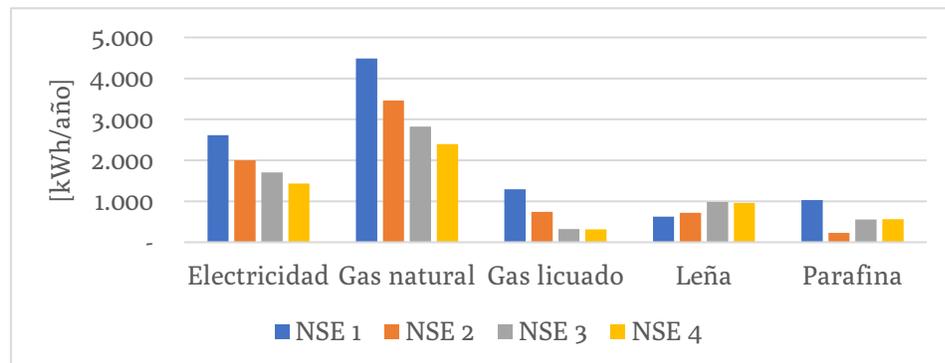


Figura 3.4: Uso de fuentes de energía según nivel socioeconómico [29].

De acuerdo a estudios realizados, las áreas de mayor poder adquisitivo consumen mayor energía, esto debido a la mayor capacidad de gasto y que alcanzan una mayor electrificación de sus hogares. En la Figura 3.3 se muestra la tendencia de consumo mayor de

energía según nivel socioeconómico más alto, de acuerdo a un estudio realizado en [29]. Además en la Figura 3.4 se muestra el nivel de uso de distintas fuentes de energía según el nivel socioeconómico de la vivienda, lo que en el caso de la electricidad demuestra que el nivel de electrificación es creciente con el nivel socioeconómico. Estos hechos sustentan el supuesto de asignación de nuevas tecnologías por criterio de consumo de energía.

Como ejemplo de lo anterior, si en una zona el sector residencial consume 100 unidades de energía al día como demanda base, y se obtiene una repartición dada por:

- Clúster 1 de tipo residencial consume 70 unidades de energía.
- Clúster 2 de tipo residencial consume 30 unidades de energía.

La participación energética sería de 70% para el clúster 1 y de 30% para el 2. Así, la repartición de consumo o aporte por nuevas tecnologías se haría usando estos porcentajes. En consecuencia, el aporte de energía de conexiones fotovoltaicas residenciales se reparte entre los clústeres 1 y 2, con un 70% de la generación por este concepto al clúster 1 y un 30% al clúster 2. El método de cálculo de este factor porcentual se expone en la sección 4.1.

3.2.1 Generación distribuida

Para considerar el aporte de la generación distribuida en la curva de demanda, se considera solo la generación de tipo fotovoltaica. En este sentido es necesario determinar los perfiles de generación de esta tecnología según las distintas zonas del país que se consideran.

Para capturar variaciones en la generación debidas a la ubicación geográfica, como por ejemplo, mayores índices de nubosidad en las zonas costeras, o posibles efectos de sombra debidas a la misma geografía (montañas, cerros, etc.), se utilizará información de perfiles de radiación solar obtenidos del Explorador Solar de la Universidad de Chile.

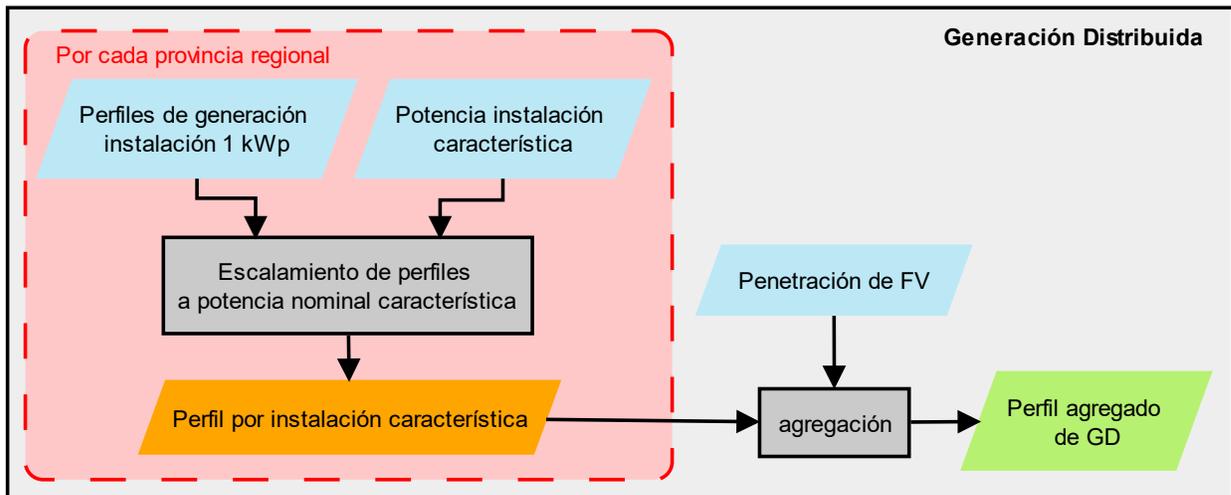


Figura 3.5: Diagrama metodológico para la estimación de aporte de la generación distribuida.

Además se considera más de un punto por macrozona, en específico se toma información por cada provincia regional para generar variabilidad y que el cálculo sea representativo de la aparición de instalaciones en cualquiera en distintos sitios de cada macrozona. Esto es posible gracias a que los resultados de la PELP incluyen previsión de nuevas conexiones fotovoltaicas con ese nivel de detalle espacial.

En la Figura 3.5 se presenta el diagrama metodológico de la estimación de GD. Los perfiles para instalación de 1kW del Explorador se escalan a la potencia de las instalaciones representativas de cada sector. Luego con los datos de penetración, éstos se multiplican por la cantidad de instalaciones representativas que se proyecta se conectarán al sistema.

3.2.2 Modelamiento de nuevas demandas

Las nuevas demandas por considerar son debidas a dos factores: la electromovilidad y el cambio en la matriz de consumo de energía para fines de climatización. Los resultados de este bloque son sumados a los resultados del bloque 3.1, teniendo de esta manera la posibilidad de visualizar el impacto que tendrán en la demanda futura de energía.

3.2.2.1 Electromovilidad

Se modela la demanda que los autos eléctricos provocarán con supuestos de comportamiento de los usuarios, de esta manera se logran curvas tipo de demanda de potencia de los autos durante un día. Esto está influenciado por factores como disponibilidad de puntos de carga, horarios posibles para este proceso y consumos de energía total al día por vehículo.

Se realiza lo anterior para un entorno residencial y otro comercial. En este último se considera la demanda por la electrificación de buses urbanos de transporte como Transantiago, y la recarga en electrolineras. Considerando índices de penetración de vehículos eléctricos esperada según la localización geográfica, se estiman estos resultados por cada zona geográfica.

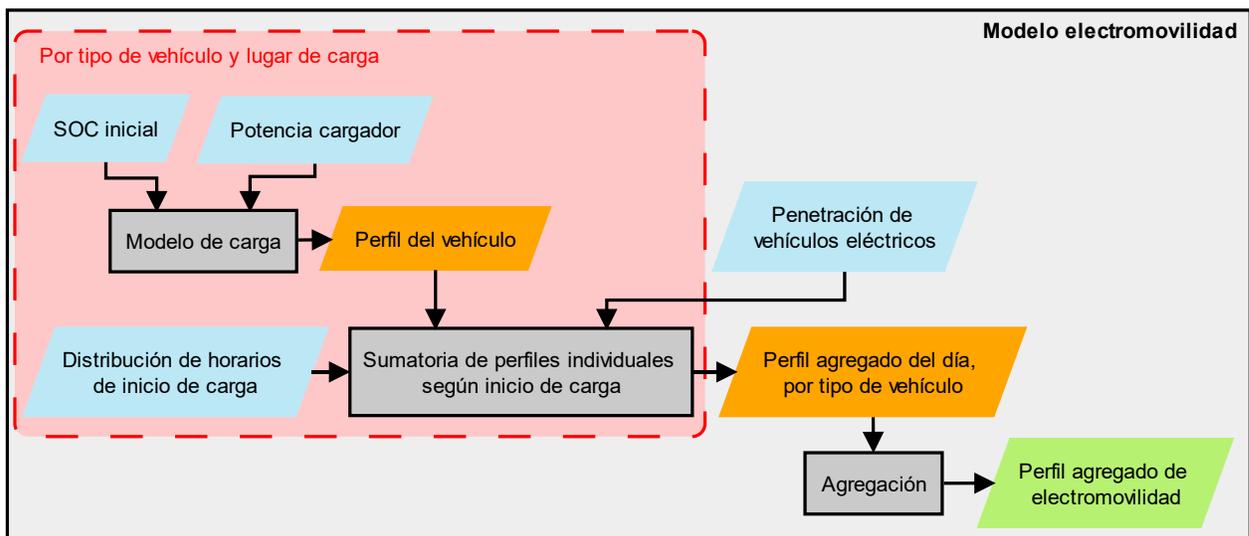


Figura 3.6: Diagrama metodológico para la estimación de demanda por vehículos eléctricos.

La metodología sigue los pasos presentados en la Figura 3.6. En ella se muestra cómo se realiza un modelo para obtener un perfil de recarga por cada tipo vehículo según su estado de carga inicial y la potencia de recarga. Estos se agregan de acuerdo a distribuciones porcentuales de inicio de recargas según la hora del día y el número de vehículos de la proyección. Así se obtiene los perfiles diarios por tipo de vehículo que sumados dan el perfil agregado total de la electromovilidad.

3.2.2.2 Climatización eléctrica

Se modela también la demanda adicional de potencia en que incurrirá el cambio en la matriz energética de la climatización. El diagrama metodológico presenta en la Figura 3.7.

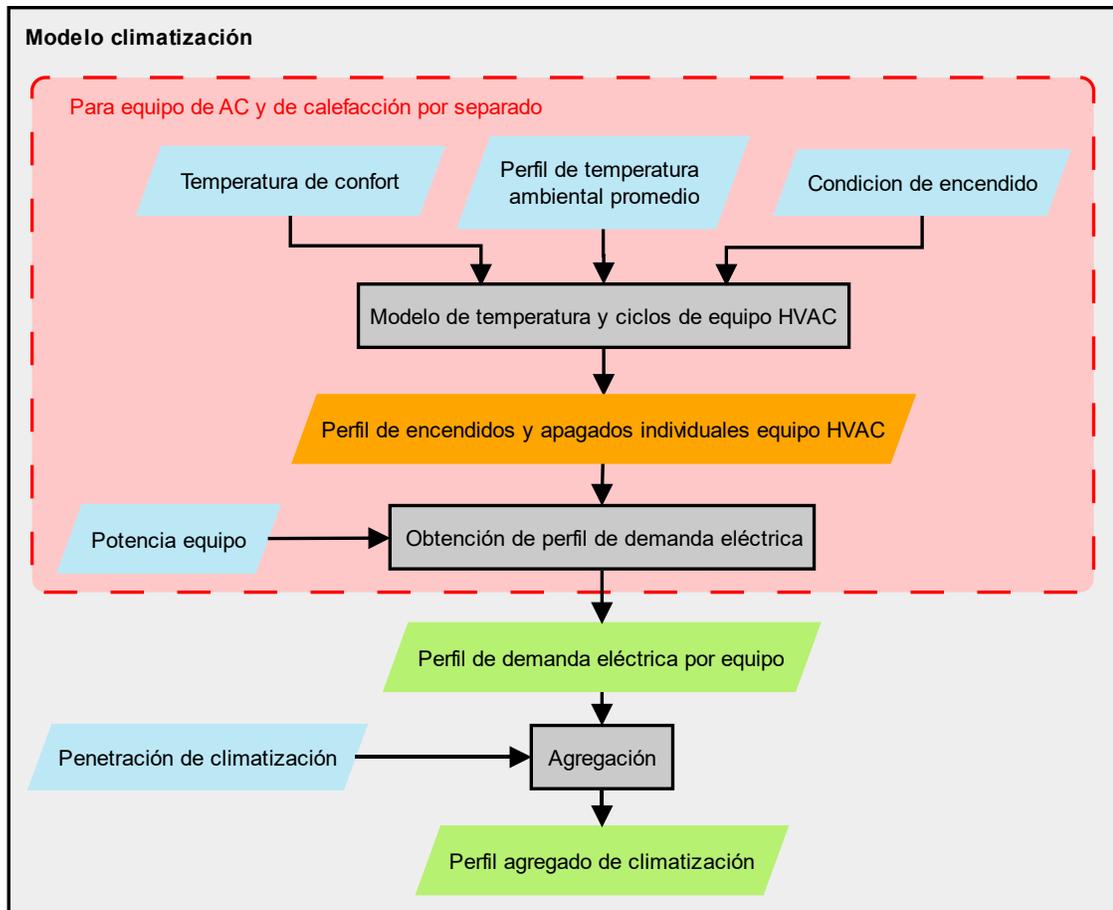


Figura 3.7: Diagrama metodológico de estimación de perfil de demanda por climatización.

El proceso se realiza a través de la simulación de la demanda de energía eléctrica debida a los ciclos de encendido de los equipos HVAC respecto de las temperaturas ambientales. Para realizarlo se utilizará el modelo del parámetro térmico equivalente mostrado en la sección 2.6.3. Toma como entradas la temperatura de confort, o consigna que debe mantener en la habitación, la temperatura ambiental y la condición de encendido del equipo, es decir si se encuentra operando en cada instante del día o no.

Este modelo está diferenciado para aire acondicionado (enfriamiento) como para calefacción. Asimismo, se realiza un modelo para casas y otro para departamentos de tal manera de capturar las diferencias en el equivalente térmico de estas edificaciones en el ámbito residencial, además de un modelo para oficinas en el ámbito comercial.

Con el perfil de encendido y apagado de cada equipo, más la potencia eléctrica que consume se obtiene la potencia demandada por cada hora. Finalmente, en base a escenarios de uso de estos aparatos por zona geográfica del país y por proyección anual de penetración según la PELP se realiza la agregación para la obtención de un perfil del conjunto de estos consumos.

3.3 ESCENARIOS DE ESTUDIO

Debido al potencial de la herramienta para configurar múltiples combinaciones de comportamiento de los usuarios con las nuevas tecnologías, variables que influyen fuertemente en la forma horaria que toma la demanda, se definen escenarios que se consideran relevantes de ser analizados. En la Figura 3.8 se ilustra por medio de un diagrama las posibles combinaciones de configuración del modelo, entre lo que destaca la manipulación de entradas de comportamiento de los usuarios, entradas de información más general, entradas de datos de proyecciones de las tecnologías, entre otras.

Los escenarios de estudio se resumen en la Tabla 3.1 y consisten principalmente es la variación de la gestión de recarga de vehículos eléctricos de uso particular y el modo de uso de los equipos de climatización de acuerdo a lo siguiente:

1. **Escenario 1:** es el que se espera que ocurra de no modificar nada en el funcionamiento actual del sistema eléctrico, por lo que se puede definir como un escenario BAU (*Business As Usual*, o «la cosas como siempre»). Por este motivo, la electromovilidad se daría en un entorno en que los usuarios se comportan de acuerdo a su propia comodidad, y recargando los VE en cuanto tienen oportunidad. Es por ello que se define como un escenario «sin gestión», en que hacen esta operación cuando llegan a casa, o al trabajo.

Por parte de la climatización, se espera que de acuerdo a las tendencias actuales de uso, los usuarios encenderán y apagarán los equipos en tanto estén presentes en los lugares modelados, considerando además que por la menor exigencia de confort al dormir, apagarán los equipos en al realizar esta actividad.

2. **Escenario 2:** supone para la climatización lo mismo del anterior. Respecto a la electromovilidad asume que existe un sistema de gestión inteligente de la recarga de vehículos de tal manera de aprovechar los momentos de baja demanda del sistema eléctrico. Este escenario es medianamente esperado también, ya que mantiene un uso típico de los equipos de climatización además de considerar gestión de recarga, lo que está siendo ampliamente estudiado y sugerido por los investigadores alrededor del mundo.
3. **Escenario 3:** recupera la no intervención en la recarga de los VE del escenario 1, pero se diferencia en el modo de uso de la climatización. En este caso se asume una despreocupación por el control manual de los equipos, dejando que estos actúen de forma autónoma a lo largo de todo el día, permitiendo mantener una consigna de temperatura en todo momento en las edificaciones, incluyendo los periodos en que no se encuentran los usuarios presentes. Es un caso de muy alto estándar térmico.
4. **Escenario 4:** toma el caso de uso continuo de climatización (o alto estándar de confort térmico) expresado en el escenario anterior, y además asume gestión inteligente de la recarga de VE.
5. **Escenario 5:** es un escenario similar al 2, retomando el uso por presencia de la climatización y considerando una estrategia de gestión de la demanda por recarga de VE. La diferencia es que en lugar de gestión óptima inteligente, se considera una estrategia de incentivos económicos en la tarifa de la energía para lograr gestión horaria.

Para todos estos escenarios, se considerará el aporte de la GD bajo un único escenario de penetración, que corresponde al más optimista dado por la PELP. Se diferenciará los resultados por cada macrozona, considerando dos estaciones meteorológicas: verano e invierno.

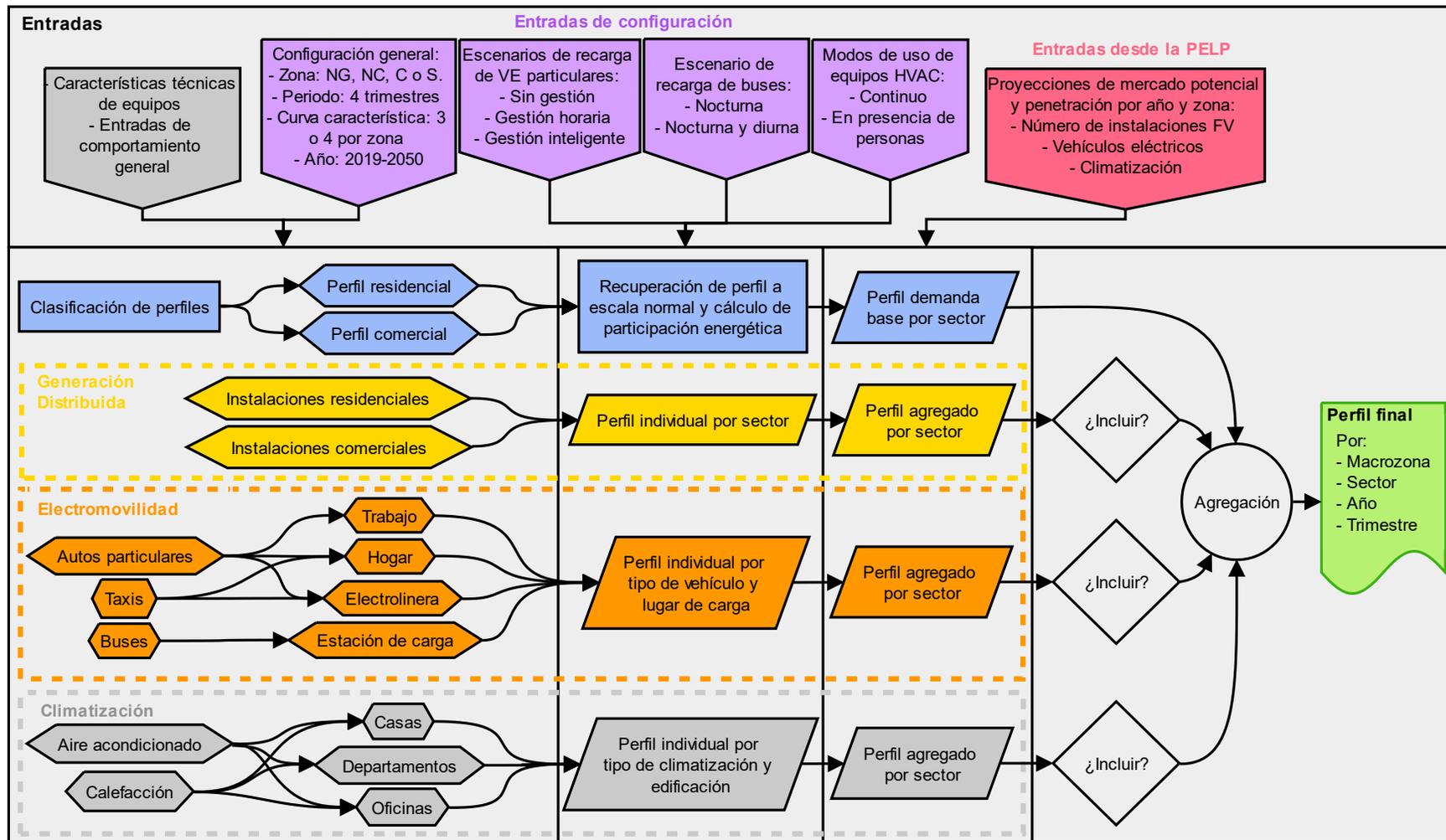


Figura 3.8: Diagrama de componentes del modelo.

Tabla 3.1: Escenarios de estudio y sus principales características.

Escenario	Descripción	Estación Diferenciación por estaciones meteorológicas	Demanda Diferenciación por sector	Electromovilidad Comportamiento de recarga de VE particulares	Clima Modo de uso del equipo HVAC (encendido por parte del usuario)
1	Esperado si no se realiza ninguna acción	Verano Invierno	Residencial Comercial	Sin gestión	Por presencia de personas
2	Agrega gestión de recarga de vehículos eléctricos	Verano Invierno	Residencial Comercial	Gestión inteligente	Por presencia de personas
3	Sin gestión de VE y alto estándar de confort térmico	Verano Invierno	Residencial Comercial	Sin gestión	Continuo
4	Gestión de VE y alto estándar de confort térmico	Verano Invierno	Residencial Comercial	Gestión inteligente	Continuo
5	Gestión de VE y uso de climatización por presencia	Verano Invierno	Residencial Comercial	Gestión horaria	Por presencia de personas

4 IMPLEMENTACIÓN

4.1 DEMANDA BASE

Para la construcción de las curvas de demanda base se debió hacer una etapa de preprocesamiento de la información disponible. En esta actividad lo que se hizo fue separar y extraer todos los datos de retiros de energía horarios de las empresas distribuidoras. Se debió filtrar los datos de ciertas barras que estaban repetidas ya que la información consistía de archivos por separado para los antiguos Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande. En particular ocurrió con barras de las zonas cercanas a Taltal que a partir del mes de octubre aparecían en ambos documentos repitiendo la información.

Además se debió extraer también algunas barras que tenían ocupadas las 8760 horas del año con retiros iguales a cero, por lo que no aportaban con información. Entre ellas, que eran pocas, se pudo corroborar que algunas contaban con retiros de clientes no regulados, por lo que no necesariamente la falta de datos indica un error en la información.

Se realizó la confección de un programa en el software Matlab (ANEXO A). Este se encarga de tomar todos los retiros por hora de cada barra y construye una matriz con los promedios horarios por trimestre y barra, según el tipo de día: laboral y no laboral. Luego realiza la clusterización de estos perfiles para obtener las curvas representativas por macrozona.

Para preparar los datos para el proceso de clustering, se utilizó la técnica de escalamiento por valor máximo de la demanda, que fue mostrada en la sección 2.3.2.1, ya que como se comentó esta no incurre en una deformación de los perfiles, lo que permitirá la clasificación posterior de ellos de acuerdo a su silueta. Esto se realizó por cada una de las barras consideradas (subestaciones de distribución).

La función de distancia escogida para el cálculo y asignación de las mediciones a cada grupo (clúster) es la distancia euclidiana. Esto se justifica en que al calcular los errores de estimación, que se pueden observar en la Figura 4.1, el error cuadrático medio es menor para esta distancia en todas las macrozonas. Por otro lado el error relativo, es menor en uno de los casos y muy similar en los otros. Así, globalmente los mejores resultados los tiene la distancia euclidiana.

Este cálculo de errores lo hace el programa una vez que ha obtenido la curva representativa, la escala según el valor máximo de cada barra, y este nuevo perfil obtenido es comparado a través de las métricas de error mencionadas respecto de la curva medida original.

Se debe comentar que ambas mediciones de error usadas penalizan por igual el error por sobre y subestimación del valor. Esto es debido a que el error relativo toma el módulo de la diferencia y el error cuadrático medio el cuadrado de la diferencia, por lo tanto ambos resultados son positivos. Lo que los diferencia entre sí, es que el error cuadrático medio penaliza en mayor medida mientras mayor sea la diferencia entre cierto punto de la estimación y el dato, gracias a esa potencia al cuadrado.

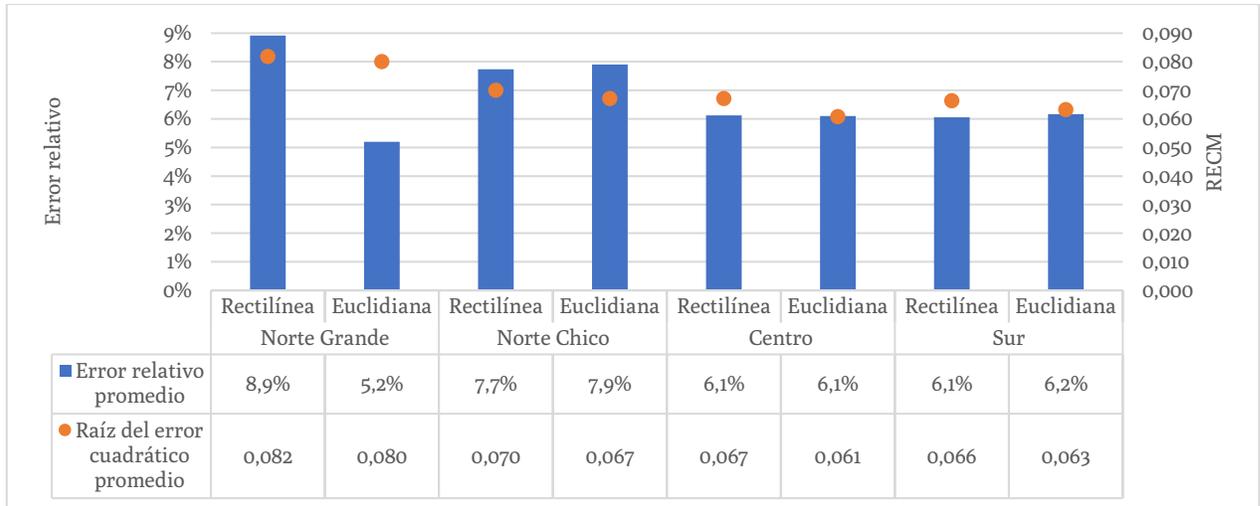


Figura 4.1: Errores promedio entre las curvas estimadas y las originales.

Para la zona del Norte Grande se tomó la decisión de obtener sólo 3 curvas representativas, debido a que con una cantidad mayor los resultados comenzaban a ser inconsistentes en clasificar correctamente. Aparecían curvas de comportamiento no identificable en que se caracterizaba solo una o dos barras y terminaba siendo el promedio de estas sin necesariamente tener un comportamiento similar. En todos los otros casos se optó por una cantidad de clústeres igual a 4.

Los centroides representativos por cada macrozona tienen una forma con la que es posible clasificar por tipo de consumo según sector al que pertenecen: comercial o residencial. Para esto se toma en cuenta lo presentado en la sección 2.2.1.

Por lo tanto los resultados de esta etapa serán curvas características, cada una de ellas agrupando a una cierta cantidad de barras de distribución que se comportan similar por zona, es decir, cada subestación es asignada a una de las curvas representativas obtenidas. La demanda base entonces está descrita por estas curvas que deben ser ponderadas de acuerdo a su valor máximo original, como una manera de determinar su tamaño real, considerando que el resultado del proceso de clasificación está normalizado en valores entre 0 y 1.

De lo anterior, las curvas de demanda base características por cada macrozona quedan determinadas por la siguiente ecuación:

$$C_k^i(t) = c_k^i(t) \cdot \sum_{j=1}^n Max_j \quad (4.1)$$

Donde:

- $C_k^i(t)$ es el valor en el tiempo u hora t del perfil de demanda característico k de la zona i .
- $c_k^i(t)$ es el valor en la hora t del clúster normalizado (centroide) representativo k de la zona i .
- Max_j^k es el valor máximo del perfil de la barra j que es parte del grupo representado por el centroide k .

En consecuencia, el resultado de esta ponderación será la demanda base alojada en el año 2017 ya que es el año correspondiente al origen de la información. Como se debe poder considerar en el estudio la proyección en distintos años con un horizonte máximo en 2050, se asume que estos perfiles no variarán en forma y por lo tanto solo son ajustados con un factor de crecimiento. Este factor modela en porcentaje el incremento anual esperado de la demanda y va escalando los perfiles a partir de la siguiente expresión:

$$d^A(t) = d^{2017}(t) \cdot (1 + f_c)^{A-2017} \quad (4.2)$$

En que:

- A es el año al cual se desea saber la demanda.
- $d^A(t)$: es la demanda en la hora t del año A .
- f_c : es el factor de crecimiento anual en porcentaje.

El supuesto tomado respecto a la invariabilidad de la forma de la demanda es netamente para el estudio actual, ya que la forma de estos perfiles debiera ser actualizada para estudios hechos en años futuros de tal manera de incluir las variaciones que aparezcan.

El valor usado como factor de crecimiento en la presente memoria es 2,64% anual que corresponde a la previsión de crecimiento de la demanda de clientes regulados publicado por la CNE en el Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037 [33]. Allí se describe que la proyección se realizó en base a lo informado por las compañías distribuidoras considerando la evolución histórica de la demanda a nivel de subestación primaria.

Para la repartición de nuevas tecnologías expuesta en la sección 3.2 es necesario tener el factor de participación energética de cada perfil respecto del total de consumo del sector que representa en la macrozona respectiva. La participación energética de cada curva característica se calcula a partir de la razón entre sumatoria de la energía consumida a lo largo del día por ella y la energía consumida total en el día de su sector:

$$PE_k^i = \frac{\sum_{t=1}^{24} E_t^k}{\sum_{k=1}^n \sum_{t=1}^{24} E_t^k} \cdot 100 \quad (4.3)$$

Donde se tiene que:

- PE_k^i : es la participación energética en porcentaje respecto a su sector de la curva representativa k de la zona i .
- E_t : es la energía retirada en la hora t por la curva k -ésima.
- n es el número de clústeres representativos del sector, ya sea residencial o comercial.

Este último cálculo usa la razón entre las energías de un día, pero es equivalente a obtener la razón para un trimestre completo, debido a que como cada curva es representativa de un día promedio del trimestre, la multiplicación por el número de días iría tanto en el numerador como denominador, pudiendo ser simplificado. Este valor da cuenta de la representatividad de cada uno los perfiles obtenidos con el clustering.

4.1.1 Revisión de la clasificación

Una vez obtenidos los clústeres a los que pertenece cada subestación, se constata que hay casos en que ocurre un cambio de clúster en alguno de los trimestres. Esto es esperable debido a que la información con la que se hizo el proceso es bastante agregada, cada barra usada incluye un conjunto de alimentadores, en que a su vez es posible que cada alimentador tenga su propia naturaleza de consumo residencial o comercial. En ese sentido puede suceder que para ciertas épocas del año predomine un consumo por sobre otro ocurriendo el cambio de clúster entre trimestres.

Para que la asignación de nuevas tecnologías por sector tenga sentido respecto a la red física, se corrige lo anterior asignando para cada barra un mismo perfil representativo en todos los trimestres. Para ello se deja el clúster que más se repite por cada una de ellas y se analiza esta modificación en términos de energía consumida para corroborar que no se incurra en algún sesgo o error que distorsione los resultados.

Además se hizo un análisis cualitativo de la modificación, corroborando que en parte de los casos sucedía que para tres trimestres se tenía una curva representativa de tipo residencial y la que difería era otro tipo de curva pero también residencial. En la Figura 4.2 se observa entonces el resultado del cálculo de error relativo que se produce por realizar esta operación. Queda claro que el error es bajo y tolerable, sobre todo en los días laborales.

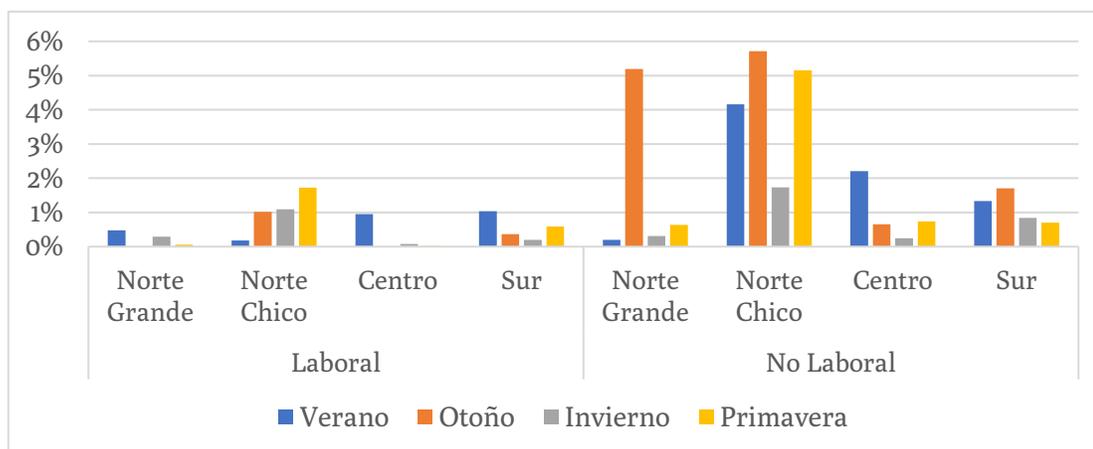


Figura 4.2: Error relativo asociado a la asignación de un mismo clúster para todo el año.

En el caso de días no laborales se observa una tasa mayor debido principalmente a que los clústeres para este tipo de día se dieron mucho más dispersos en resultados, es decir, una barra en particular podía tener más de estos cambios entre los distintos trimestres del año.

Debido a este mismo hecho es que no existe una correspondencia fuerte entre los perfiles representativos de día laboral con los de día no laboral, ya que se produce mucho cambio entre barras que tienen un mismo perfil en día laboral y distintos en no laboral.

Es por este motivo que el análisis de día no laboral solo puede hacerse como conjunto, al considerar que las tecnologías nuevas se estarán asignando de acuerdo al comportamiento predominante de las zonas en días laborales. Entonces si se asigna una cierta demanda de climatización por ejemplo, considerando que ciertas barras serán las propensas a asumirla por ser de comportamiento residencial, se hace difícil tomar en cuenta esas mismas barras para un día no laboral ya que no tienen necesariamente un consumo común.

Otro análisis que entrega certeza del proceso de clasificación es corroborar a qué barras se las califica como residencial o comercial viendo si se corresponde con la realidad. Para ello se puede observar en la Figura 4.3 que las subestaciones de comportamiento comercial se ubican en la zonas céntricas de la ciudad y en la comuna de Providencia, es decir donde se concentra la mayor actividad comercial y pública por ser centros administrativos y financieros albergando a la mayoría de las oficinas de empresas y bastante comercio. Y también hay de estas subestaciones en la zona cercana al aeropuerto, donde hay actividad comercial en el área de ENEA; otra en el sector industrial de Maipú; y lo mismo en Lo Espejo. Por lo que la calificación comercial de aquellos puntos concuerda con lo esperado.

Este análisis de ubicación geográfica por tipo de barra solo fue realizado para el área de la ciudad de Santiago, aunque se cuenta con la clasificación sectorial de cada una de las barras que se consideraron en este trabajo por lo que es posible de realizar para otras regiones o ciudades.

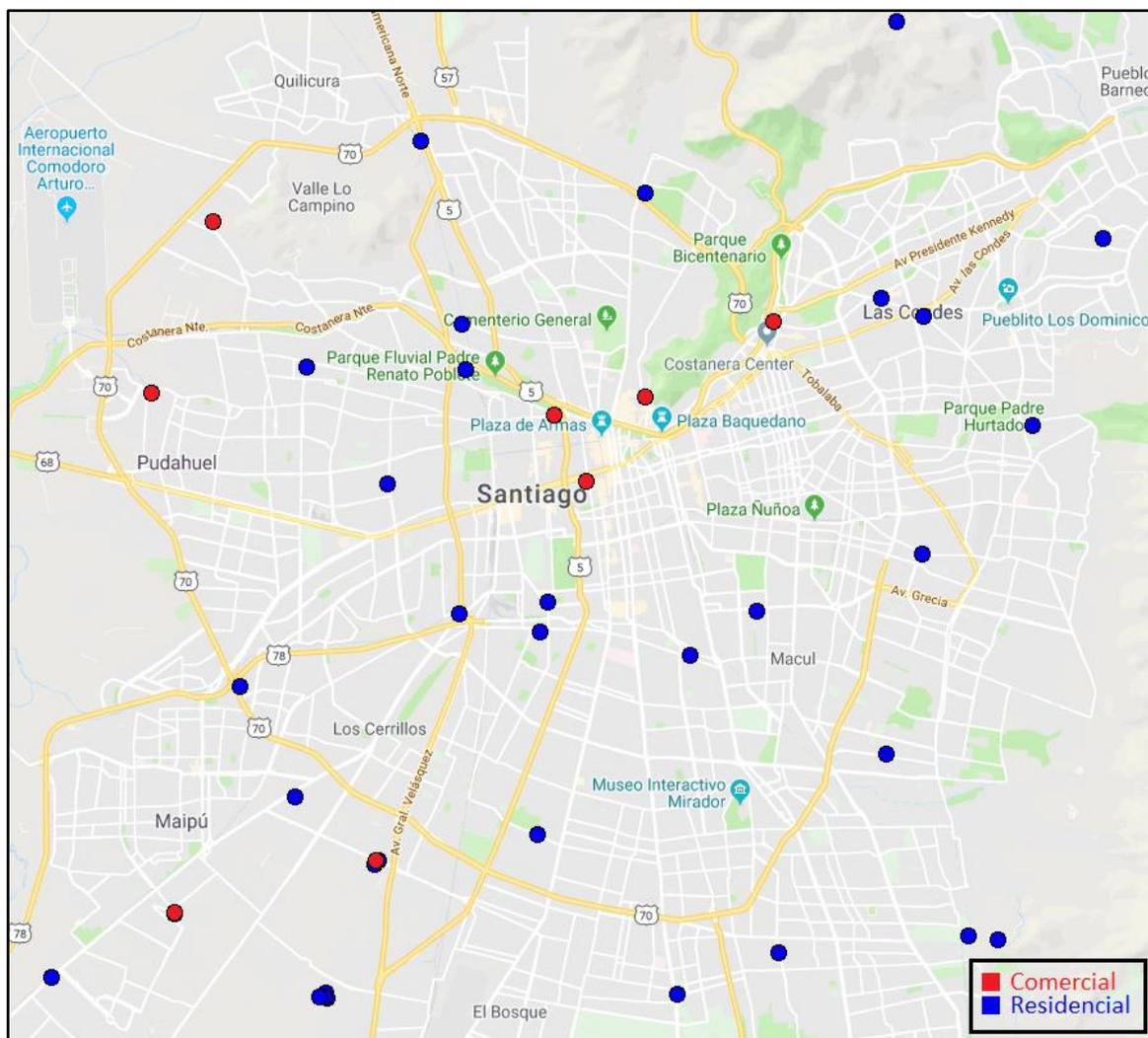


Figura 4.3: Subestaciones de Santiago.

4.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

4.2.1 Consideraciones técnicas

Debido a que en la generación distribuida se considera solo la energía fotovoltaica, ésta depende de la radiación solar incidente en el lugar de la instalación, por lo que se toman perfiles de generación estimados por medio del Explorador Solar del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. Esta herramienta entrega la generación de un arreglo de cualquier tamaño configurable, pero en este trabajo se obtiene para una instalación 1 kW en cada una de las provincias regionales.

Con el fin de obtener la generación estimada según la instalación característica de cada sector se deben considerar los parámetros de tamaño de cada instalación en potencia nominal estimados en la PELP para escalar los perfiles de 1 kW obtenidos. Las potencias nominales de las instalaciones características corresponden a las siguientes:

- Sector residencial: instalación de 2 kW.
- Sector comercial: instalación de 17,8 kW.

Como los paneles sufren de degradación a medida que pasa el tiempo, dependiendo del año que se esté evaluando en el modelo, se considera la degradación como un factor de reducción de la potencia generada en porcentaje por cada año que pasa desde que fue instalado.

Para lo anterior, se cuenta con la proyección por año de nuevas conexiones de las instalaciones características ya descritas. De esta manera, teniendo como año base el 2016 con las instalaciones ya existentes, supuestas como recién instaladas ese año, el perfil final de generación total en el año A queda dado por el valor de potencia en cada hora del día como sigue:

$$P_{gen_{sector_i}}^A(t) = \sum_{j=2016}^A N_{ij} \cdot P_{1kWp}(t) \cdot P_{nom_{sector_i}} \cdot (1 - f_{degradación})^{A-j} \quad (4.4)$$

En que:

- $P_{gen_{sector_i}}^A(t)$ es la potencia en kW generada en la hora t del año estudiado A por la instalación representativa del sector i .
- A y j son el año de estudio y el año de conexión de cada instalación fotovoltaica respectivamente.
- N_{ij} es el número de instalaciones fotovoltaicas del sector i que se conectaron en el año j .
- $P_{1kWp}(t)$ es la potencia en la hora t del perfil base de 1 kW.
- $P_{nom_{sector_i}}$ es la potencia nominal de la instalación característica del sector i .
- $f_{degradación}$ es el factor de degradación anual en porcentaje. El valor usado es de un 0,5% que es el propuesto en la PELP.

Se debe tener en cuenta que esta operación es realizada, por cada provincia regional. Así se tendrá un perfil provincial que luego se suma con los de las otras provincias correspondientes de la macrozona que se esté estudiando, siendo esta suma el perfil final residencial para la macrozona.

4.2.2 Proyección de instalaciones

4.2.2.1 Residencial

Como se explicó, la información de entrada para la obtención de los perfiles de generación por año está dada por las nuevas conexiones de generación fotovoltaicas que la PELP estima hasta el año 2050.

Entre otros supuestos de consideración económica y técnica, la proyección se realiza en base a escenarios de entrada determinados por factores de aptitud del hogar para la adopción de paneles fotovoltaicos en el sector residencial. Éstos factores están construidos en base al cumplimiento de una serie de requisitos. A ellos se agrega restricciones educacionales y de ingreso de los habitantes de la vivienda.

En la Tabla 4.1 se muestran los factores de aptitud que van desde el 0, que corresponde al menos restrictivo hasta el 10, siendo el más restrictivo. Los colores verde y rojo indican el cumplimiento o no cumplimiento de cada uno de los criterios de la izquierda, y con consideraciones especiales escritas en algunos casos.

Tabla 4.1: Factores de Aptitud para la instalación de paneles fotovoltaicos. (Fuente: PELP)

	fap0	fap1	fap2	fap3	fap4	fap5	fap6	fap7	fap8	fap9	fap10
No Pobre Multidimensional											
Educación			>Básica	>Media	Superior					Superior	Superior
Ingresos						>250m	>500m	>750m	>1000m	>750m	>1000m

En la Figura 4.4 se muestra el resultado de capacidad instalada para el sector residencial según el factor menos restrictivo (fap0), esto es, el escenario de mayor penetración que entrega la proyección.

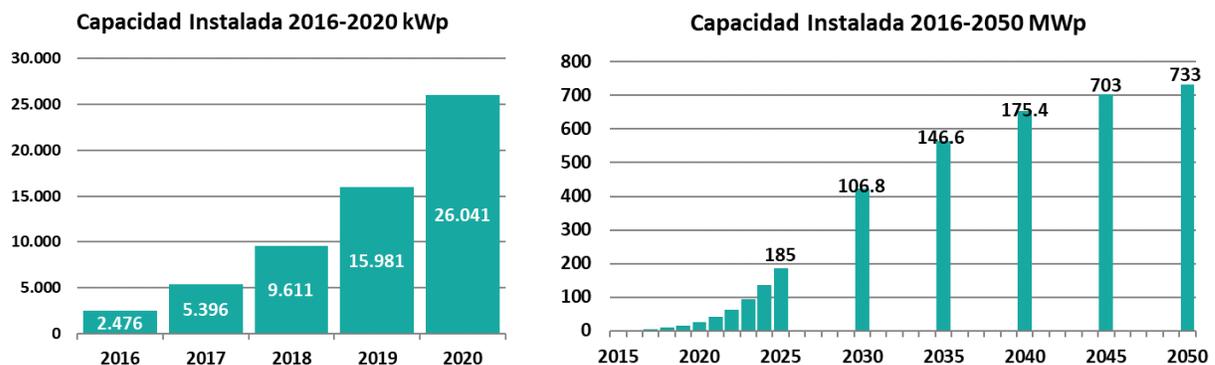


Figura 4.4: Proyección de capacidad instalada de GD residencial [1].

4.2.2.2 Comercial

En el caso del sector comercial la PELP proyecta las instalaciones de GD en base a la información de proyectos ya declarados y conectados para obtener una instalación promedio en términos de capacidad. Con ello y tomando información de empresas publicada por el

Servicio de Impuestos Internos, define un mercado potencial entre aquellas empresas que en promedio por comuna tienen al menos 10 trabajadores.

En la Figura 4.5 se presenta la capacidad instalada estimada por año para este sector.

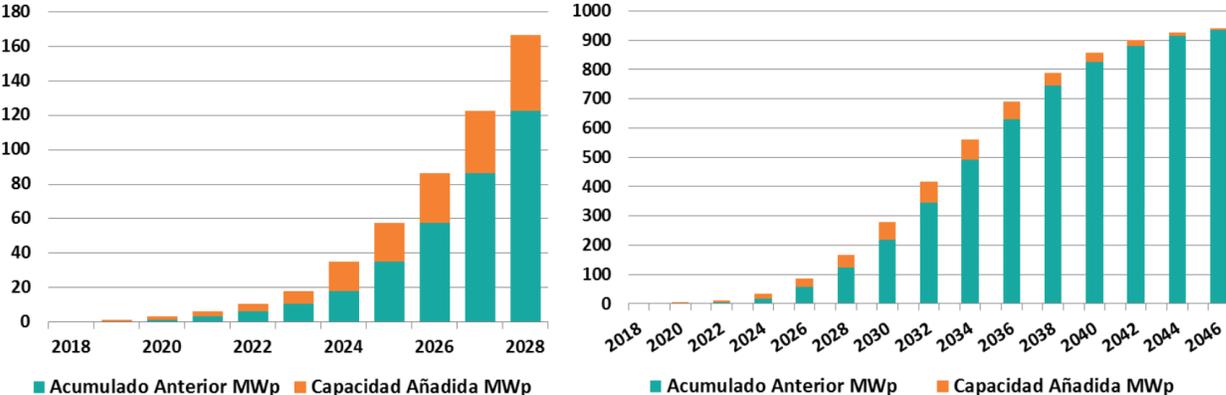


Figura 4.5: Proyección de capacidad instalada de GD comercial [1].

4.3 ELECTROMOVILIDAD

4.3.1 Características de los vehículos

Para la consideración de la electromovilidad, se diferencian los consumos por tipo de vehículo de la siguiente manera:

- Vehículos livianos de uso particular:
 - PHEV: híbridos enchufables.
 - BEV: completamente eléctricos.
- Taxis: Considerados como BEV por tener estos una capacidad de batería mayor, implicando que si las políticas (que donde más influyen es en el parque del transporte público) tienden a incentivar la electromovilidad, se toma como supuesto que tenderían a preferir incentivar vehículos full eléctricos para eliminar completamente las emisiones.
- Además, por las distancias diarias que recorren este tipo de vehículos, si fueran PHEV, no tendría la autonomía suficiente para funcionar todo el día en modo eléctrico. Si bien esto puede pasar, para efectos de estudiar un posible impacto en la demanda eléctrica, es mejor asumir que toda la energía que usen será de este tipo, siendo el otro caso uno menos crítico.
- Buses de transporte urbano.

Se toma por cada uno de estos tipos de vehículos una capacidad de batería representativa, dada por las capacidades promedio presentadas en la sección 2.5.2. Respecto al consumo para autos particulares se selecciona un valor entre los modelos livianos que no sean muy pequeños ni tampoco de lujo, y en el caso de los buses, el elegido es el indicado por el fabricante del modelo que llegará al país a fines de 2018. Por lo tanto los valores usados en el modelo se presentan en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Capacidades de baterías y consumos usadas en el modelamiento.

Uso del vehículo	Tipo	Capacidad [kWh]	Consumo [kWh/km]
Auto particular	PHEV	12,5	0,18
Auto particular	BEV	30	0,18
Taxi	BEV	30	0,18
Bus	BEV	320	1,3

Para caracterizar la demanda eléctrica por recarga en que incurrirá a diario cada uno de estos grupos de vehículos, es necesario tener en cuenta el recorrido promedio diario como un insumo para obtener el gasto de energía eléctrica desde la batería. Para ello, por medio del rendimiento se puede obtener el SOC final del día por vehículo con la siguiente relación:

$$SOC_{final} = 1 - \frac{\mu \cdot D_{rec}}{C_{bat}} \quad (4.5)$$

Donde:

- SOC_{final} : Estado de carga (State of Charge) al final del día en %.
- μ : Consumo de energía del vehículo en unidades de kWh/km.

- D_{rec} : Distancia recorrida en km.
- C_{bat} : Capacidad de almacenamiento de la batería en kWh.

Utilizando como fuente de información la Encuesta Origen Destino (EOD) [34] realizada en 2012 en la Región Metropolitana, más los resultados del estudio de movilidad eléctrica [35] realizado por la Agencia de Sostenibilidad Energética, las distancias promedio recorridas por vehículo al día son las que se presentan en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Distancias promedio recorridas por vehículo.

Vehículo	Anual [km]	Diaria [km]
Particular	13.540	37,03
Taxi	30.005	82,2
Bus	53.912	147,7

Como la encuesta origen destino se basa en la medición de viajes por persona, ésta estima que la distancia recorrida promedio en auto es de aproximadamente 10 km por viaje. El problema de este dato es que no considera el sesgo asociado a que haya viajes en que por ejemplo uno de los ocupantes baje antes, ni tampoco se cuenta con una estadística de cuantos viajes hace cada vehículo al día.

Análogamente a lo anterior, en el caso de los taxis las distancias promedio tampoco revelan un dato correcto de la distancia recorrida por el vehículo, sino más bien son las distancias en que hay un pasajero usando el servicio de transporte.

Si se asumiera que por vehículo particular son 2 viajes promedio en el día, con por ejemplo uno en la mañana y otro en la tarde, entonces la distancia promedio al día es de 20 km por cada uno. Sin embargo por lo expuesto anteriormente se opta por utilizar los resultados del estudio de movilidad eléctrica.

Otra consideración para la elección de esta fuente es que en ella se considera la distancia promedio por región del país, con lo que es posible ponderar de acuerdo a la partición porcentual de autos por región obteniendo un mejor resultado promedio de la distancia recorrida por cada automóvil. En el caso de la EOD está sesgada por tener mediciones solo de la Región Metropolitana.

Las estimaciones hechas en [35] entregan los resultados de distancias recorridas anuales por tipo de vehículo, tanto particulares como taxis, que son presentados en la Tabla 4.3, de la cual se puede extraer una estimación de la distancia diaria, para con ello obtener el estado de carga final del día presentado en la ecuación (4.5).

Para obtener la distancia diaria se procedió a dividir la anual por 365. Aunque este resultado puede adolecer de la diferenciación entre día laboral y no laboral, no se cuenta con alguna estadística que permita capturar esa diferencia, incluso en la encuesta origen destino, los resultados de distancias promedio por viaje para ambos tipos de días son muy similares en valor, por lo que se deja por igual para ambos días.

4.3.2 Características de la recarga

4.3.2.1 Parámetros técnicos

Se considera una potencia de recarga diferenciada por la modalidad en que se realiza este proceso, según los valores típicos que fueron presentados en la sección 2.5.3. Los valores usados (Tabla 4.4), dependen del lugar de la recarga, asumiendo en este caso que los cargadores de tipo residencial serán de nivel 1, mientras que los de electrolineras serán de nivel 2. El nivel 3 no se considera porque aún está poco difundido en el mundo, o es usado en exclusiva por ciertas marcas para sus propios vehículos como es el caso de Tesla con sus *superchargers*.

La potencia de carga para buses es asumida a partir del dato entregado por el fabricante de buses eléctricos BYD. En la Tabla 4.4 se presenta también los porcentajes de preferencia de recarga por cada lugar que en suma totalizan el 100% de las operaciones de recarga [21].

Tabla 4.4: Potencia de recarga según modalidad.

Vehículo	Lugar	Clasificación	Potencia [kW]	Preferencia (factor lugar)
Particular	Hogar	Lenta	3,7	80%
	Trabajo	Lenta	3,7	10%
	Electrolinera	Rápida	22	10%
Taxi	Hogar	Lenta	3,7	90%
	Trabajo	Lenta	3,7	10%
Buses	Estación de carga	-	80	100%

4.3.2.2 Escenarios de recarga

Las recargas se simulan a partir de un índice de inicio de éstas respecto del total de vehículos por cada hora del día. Debido a que los usuarios están mayoritariamente en el trabajo en las horas que hay luz solar, se asume que las recargas de vehículos particulares se darán mayoritariamente en horas cercanas al atardecer. Si por otra parte se trata de días no laborales, es muy probable que cuando hay luz solar la gente use sus vehículos, por lo que también se dará que las recargas sean en la noche.

Se toma el mismo comportamiento de recarga para los taxis, debido a que se asume que de acuerdo al modelo actual de funcionamiento de estos, es cada conductor el que se encarga de la recarga de su vehículo. Así pues, se dará que mayoritariamente recargarán en sus hogares.

Se toma como supuesto además que todos los vehículos de cada tipo recargan todos los días lo gastado. Por lo tanto la sumatoria de porcentajes de autos que inician recargas a cada hora, para todas las horas del día debe ser 100%. Si se quisiera asumir un escenario de recarga cada dos días en partes iguales, por ejemplo, bastaría con cambiar estos porcentajes para que sumen a lo largo del día un 50%. Por cierto que se haría necesario en un escenario así, ajustar también los números de distancia recorrida promedio antes de la recarga.

Para asignar el porcentaje de inicio por cada hora resulta de utilidad acceder a la información obtenida por la EOD [34]. En la Figura 4.6 se muestran resultados de ésta que

muestran una medida de la cantidad de viajes por cada hora del día, en el área urbana de la Región Metropolitana. Con esto es posible determinar que posterior a las 18:00 la gente empieza a llegar progresivamente a sus hogares, a medida que los viajes comienzan a terminarse (disminuir en número).

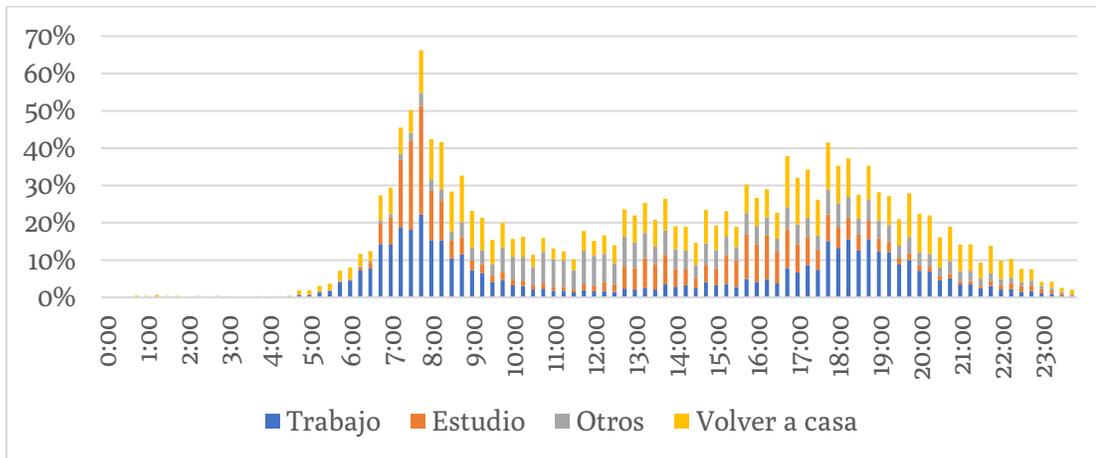


Figura 4.6: Flujos de viaje por motivo [34].

Debido a la falta de información para otras zonas del país, se toma el supuesto de que el comportamiento allí será similar. Esto es posible justificarlo en el sentido que gran parte de la población del país es urbana (87,8% urbana y 12,2% rural⁹). Además, se asume que la mayor probabilidad de acceder a vehículos eléctricos será para las zonas urbanas debido a sus mayores índices de desarrollo.

Se determinan 3 escenarios de comportamiento en la recarga de los vehículos particulares: sin gestión, por gestión horaria e inteligente.

4.3.2.2.1 Recarga sin gestión

El supuesto principal de este escenario es que no hay control de ningún tipo sobre el comportamiento de los usuarios y que, de acuerdo a las experiencias internacionales documentadas, los usuarios tienden a enchufar el vehículo apenas pueden, es decir, en cuanto llegan a casa. En la Figura 4.7, se puede observar la repartición de este escenario a lo largo del día en porcentaje del total de operaciones de recarga.

En color azul se tiene para vehículos de uso particular. Dentro de este escenario también se define la recarga en el lugar de trabajo a partir del supuesto de que los autos se van enchufando al llegar, justo antes de que el usuario comience su jornada laboral. Por ello es que la totalidad de estas recargas se reparte entre las 8:00 y las 10:00 de la mañana (naranja).

En la misma figura se observa también la distribución de recargas en electrolineras, aunque esta se asume por igual para los tres escenarios, con el supuesto de que funcionará básicamente por motivos en que los usuarios recargan allí porque lo necesitan (como en casos de emergencia, cuando no queda carga en la batería o por viaje). En ese sentido es razonable considerar que la distribución se relacionará con la cantidad de flujo vehicular. De ahí la similitud en silueta con la distribución de viajes de la Figura 4.6, coincidiendo los máximos con los horarios de mayor flujo.

⁹ Fuente: Censo 2017. <https://resultados.censo2017.cl> Consultado: 20-10-2018.

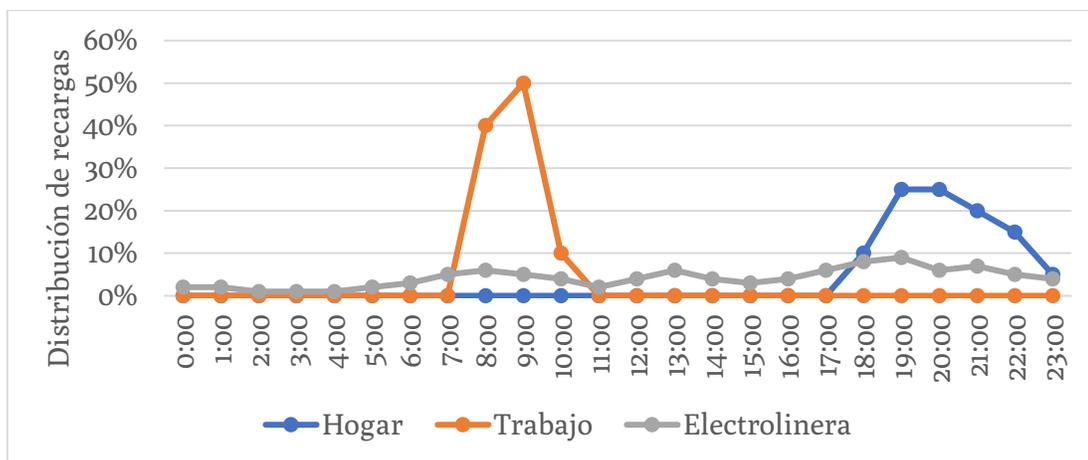


Figura 4.7: Distribución de inicio de recargas en escenario sin gestión.

4.3.2.2.2 Recarga por gestión horaria

Es un escenario que considera la propuesta que se ha abordado en la literatura como una posible solución a los problemas de alto factor de coincidencia de la recarga sin gestión. Esta idea consiste en dar un incentivo económico o señal de precio a los consumidores, disminuyendo el valor de la energía en ciertos bloques horarios con el fin de trasladar gran parte de los consumos a bloques de baja demanda del sistema. Esto se aplica mediante sistemas tarifarios diferenciados, que han sido denominados «tarifas *time of use*».

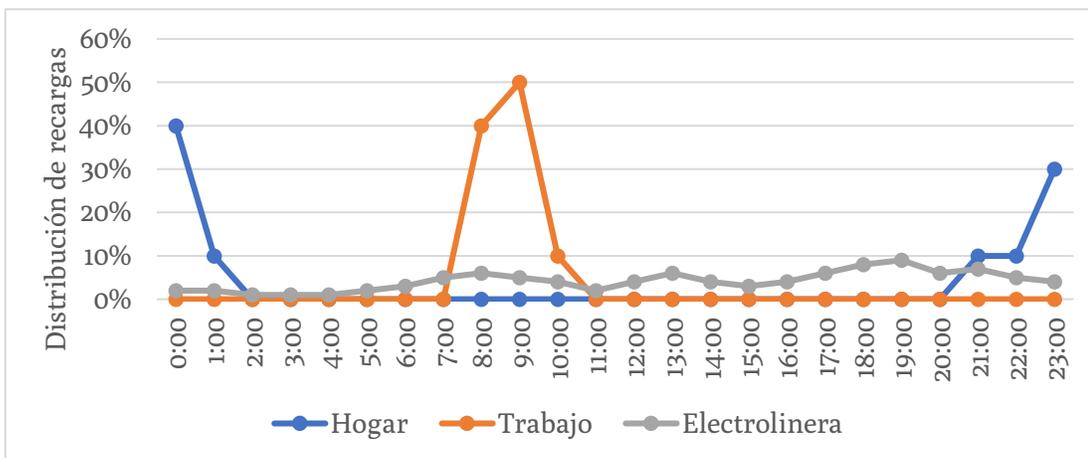


Figura 4.8: Distribución de inicio de recargas en escenario de gestión horaria.

Si ese es el caso, el bloque de más baja demanda para el caso chileno se da a partir de 23:00 horas aproximadamente hasta las 5:00 horas. En este escenario se asume que la efectividad del incentivo económico sea casi perfecta. Lo que sucedería entonces es que todos o gran parte de los usuarios preferirían cargar sus vehículos en el horario de más bajo valor. Así, los que dejan de cargar entre los horarios de las 18:00 horas y las 23:00 horas, lo harían posterior a esta última y muy probablemente apenas comience el horario bajo. De todas maneras no se hizo tan drástico este escenario y se mantuvo un porcentaje de conexiones de 10% de los vehículos a las 21:00 y 22:00 horas. Luego de esa hora se incrementó el porcentaje hasta un 30% y 40% a las 23:00 y 00:00 horas como simulación del traslado de inicio de recargas.

En la Figura 4.8 se puede ver la nueva distribución de recargas en hogares. Las otras categorías permanecen sin variar. Esto último se debe a que por la naturaleza de las cargas en electrolinerías principalmente por necesidad, no habría una forma efectiva de controlar por incentivo económico. Además, este tipo de cargas es en lugares de acceso público en que se hará pago por el servicio de recargar, lo que muy probablemente implique una tarifa concreta sin importar la hora del día.

El caso de la recarga en el lugar de trabajo tampoco cambia porque como en el horario del día no se está en el momento de baja demanda, probablemente no haya diferencia tarifaria entre conectarse a la llegada al trabajo en la mañana, o en horas posteriores.

4.3.2.2.3 Recarga inteligente

El último escenario considera que el sistema tenga inteligencia y pueda distribuir las recargas a lo largo de las horas en que se produzca el menor impacto al sistema. En este sentido, en la literatura se manejan varias propuestas para dar inteligencia a los sistemas, y en particular en el caso de autos eléctricos algunas de las soluciones propuestas son:

- Que los vehículos sean capaces de coordinarse entre ellos, cumpliendo las restricciones de demanda máxima en conjunto y de energía mínima recargada que necesitan alcanzar al fin del periodo de recarga.
- Que la red sea inteligente en sí misma y coordine a los vehículos, siendo básicamente un reemplazo o bien una ampliación de la propuesta anterior
- Que la red sea administrada de forma inteligente por el organismo coordinador respectivo o la compañía distribuidora, energizando por periodos los distintos alimentadores, logrando con esto bajar el factor de coincidencia.

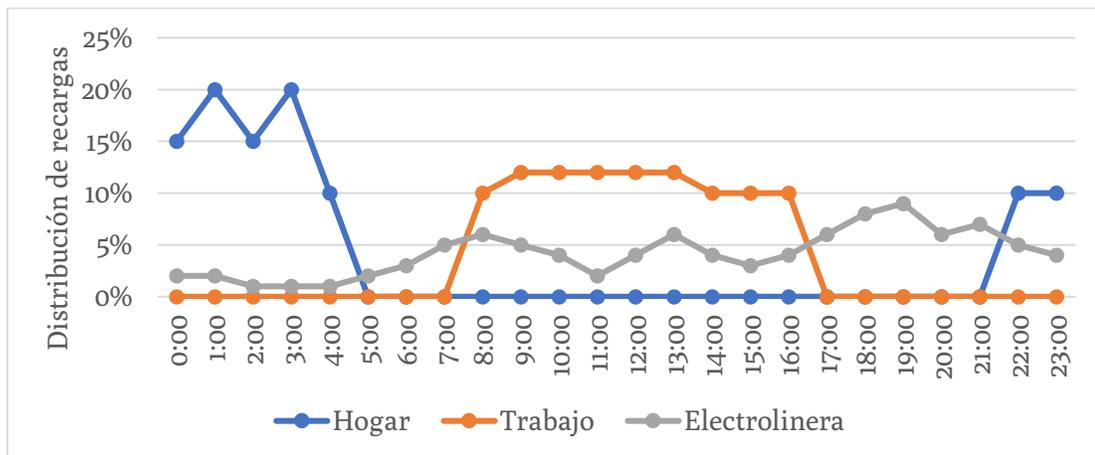


Figura 4.9: Distribución de inicio de recargas en escenario inteligente.

Para considerar este escenario se distribuyó manualmente la recarga de los vehículos en los horarios que tienden a tener menor demanda y buscando cumplir que estén cargados en la hora que vayan a usarse, esto es aproximadamente a las 06:00 horas para el caso de carga en el hogar y entre las 17:00 y 19:00 horas para recarga en el trabajo. De todas maneras, en la herramienta está disponible la posibilidad de que el usuario modifique esta distribución.

En consecuencia, se configura la recarga empezando con un porcentaje bajo de conexiones a las 22:00 horas que aumenta en horas de la madrugada hasta completar el 100%.

Por otra parte las recargas en el trabajo se reparten equitativamente entre las 8:00 y 16:00 horas, ya que es el periodo en que el automóvil se encuentra estacionado en el trabajo. El resultado de esta distribución de inicio de recargas se ilustra en el gráfico de la Figura 4.9.

4.3.2.2.4 Recarga de buses urbanos

En el caso de la recarga de buses, se asumen dos escenarios posibles: el primero es que las recargas sean realizadas en su totalidad en horas de la noche para que así los vehículos estén listos para salir a hacer sus recorridos habituales del día; el segundo, es que se haga necesario recargar durante el día también, este escenario se ve como posible sobre todo para el futuro en que la penetración de buses eléctricos sea alta. De todas maneras la recarga nocturna sería siempre la predominante debido a la necesidad mucho mayor de buses operando en el día.

4.3.3 Agregación

4.3.3.1 Número de recargas

Para obtener el número de recargas iniciadas por hora dependiendo de si es en casa, trabajo o electrolinera, según lo explicado en la sección anterior, lo que también se pondera por un factor porcentual mostrado como preferencia en la Tabla 4.4, se utiliza la siguiente ecuación:

$$NRecargas_i^{lugar}(t) = FI_i^{lugar} \cdot FP \cdot Nvehiculos_i \quad (4.6)$$

En que:

- $NRecargas_i^{lugar}(t)$ es el número de recargas del tipo de vehículo i iniciadas en el lugar (hogar, trabajo o electrolinera) en la hora t .
- FI_i^{lugar} es el factor en porcentaje de inicio de carga del tipo de vehículo i en el lugar. En otras palabras es la repartición horaria de recargas a lo largo del día visto en la sección anterior.
- FP es el factor de preferencia de recargas en porcentaje en el lugar para el vehículo de tipo i . Esta preferencia tiene que ver con la tendencia de los usuarios a usar uno u otro punto de recarga, y depende netamente de la experiencia existente en otros lugares del mundo.
- $Nvehiculos_i$ es el número de vehículos de tipo i .

Como no tiene sentido recargar un vehículo eléctrico en un cargador rápido si el estado de carga de la batería es alto (mayor al 60% por ejemplo), ya que no es aconsejable recargar a muy alta potencia estando por sobre el 85% de SOC, se impone en el modelo de recarga en electrolineras que el estado de batería sea de 20%. Para corregir la sobre demanda aparente de energía que esto generaría, se calcula un factor de corrección de la siguiente forma:

$$FC_{carga-rápida} = \frac{\mu \cdot D_{rec}}{0,7 \cdot C_{bat}} \cdot 100 \quad (4.7)$$

En que el resultado de este factor está en porcentaje, e indica la proporción de consumo diario, respecto del 70% de la batería, que es la cantidad útil de energía a usar antes de recargar en electrolinera. El valor 70% proviene de dos casos: el auto partió con 100% y gasta su 80% hasta llegar al 20% para cargar en electrolinera, o el auto cargó antes en electrolinera por lo que partió con 80% y gastó 60% para poder ir de nuevo a la electrolinera. Si ambos son equiprobables entonces se puede modelar todos como un 70% de batería útil promedio.

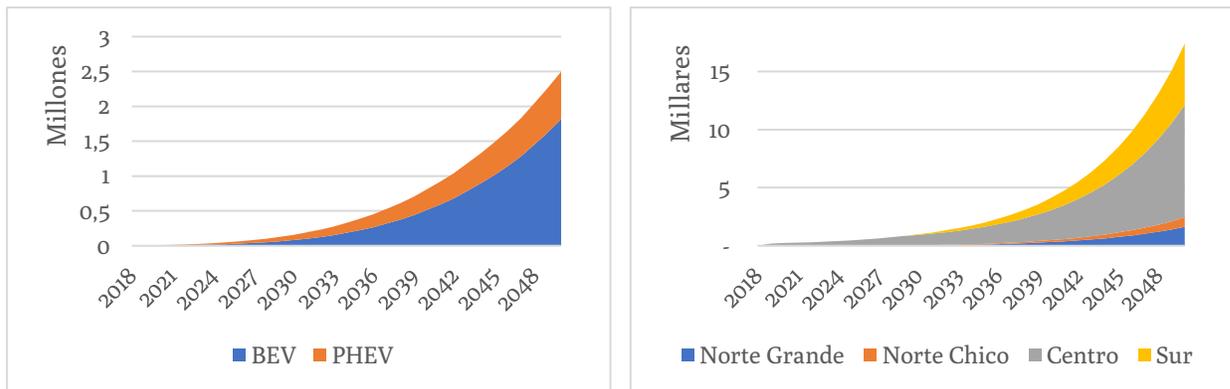
Por lo tanto, como se está considerando que D_{rec} es un promedio de distancia al día para todos los autos, la relación $FC_{carga-rápida}$ entrega la proporción de autos que deben recargar cada día para suplir su consumo.

Como ejemplo si la distancia recorrida es tal que $FC_{carga-rápida}$ es igual a 100% cada auto debe cargar todos los días, por otra parte si este factor resulta igual a 50% significa que gastó la mitad de la energía antes de llegar al mínimo necesario y por lo tanto debiera cargar cada dos días. Así, si se asume que las recargas se reparten en los días de la semana sin preferencia por alguno, la mitad de los autos cargarían un día y la otra mitad lo haría al siguiente para comenzar nuevamente el ciclo.

Finalmente este factor es usado como multiplicador de la cantidad de autos que recargan en modalidad rápida en electrolineras, es decir multiplica al número de recargas en (4.6) cuando el lugar es electrolinera.

4.3.3.2 Número de vehículos

Para efectos de obtener la demanda de energía diaria, se toma el número de automóviles proyectados por la PELP, cuya línea de tendencia se observa en la Figura 4.10. Estos son de tipo liviano que incluye a híbridos enchufables y eléctricos de batería. Dentro de estos se considera que están los de uso particular y los taxis eléctricos.



Automóviles, tendencia nacional.

Buses, tendencia por macrozona.

Figura 4.10: Proyección de vehículos eléctricos a 2050

Según estadísticas de la Subsecretaría de Transportes el parque de taxis, colectivos urbanos, rurales y taxis ejecutivos alcanza a 2018 los 102.492 vehículos, lo que en términos del parque automotriz corresponde a aproximadamente un 2,09%. Con este dato es posible hacer la desagregación del número de vehículos eléctricos proyectados a futuro que operan como particulares y como transporte colectivo, de tal manera de diferenciar sus patrones de carga.

Este hecho toma como supuesto que la flota de taxis mantiene los próximos años la proporción actual respecto al parque total de vehículos. Por lo tanto se toma que en específico para autos de tecnología eléctrica la proporción será la misma.

Por otra parte, se sabe que actualmente existen menos de una decena de buses eléctricos en el país operando como parte del transporte público de Santiago o en pruebas en algunas municipalidades. Está previsto el inicio de operación de 100 nuevos buses eléctricos como parte del transporte público de Santiago en diciembre de 2018 y otros 100 en el año 2019.

Para tomar en cuenta que la cantidad irá creciendo, se toma esta flota inicial de 2019 en el país, y se considera una tasa de crecimiento constante por año. Con esa tasa se calcula la llegada de nuevos buses al país por año, y se asignan a las distintas regiones en una cantidad ponderada de acuerdo a los porcentajes actuales de flota regional de buses respecto del total. Esto es ajustable para que ocurra desde cierto año en adelante, mientras que antes de ese año todos los buses que lleguen sean asignados a la zona central. Esto se ajusta de esta manera debido a la experiencia de que en general estas nuevas tecnologías demoran más en llegar a regiones que a la capital. El año que se fijó para este efecto es el 2030.

La tasa de crecimiento se determina con el fin de lograr el 100% de buses a 2050, que es una de las metas que la PELP plantea entre sus objetivos. También en la Figura 4.10 se puede ver la tendencia de crecimiento resultante para los buses.

4.3.3.3 Obtención de perfil diario por tipo de vehículo

Entonces una vez teniendo todos los datos mencionados se hace la agregación mediante el siguiente procedimiento: los perfiles de recarga por tipo de vehículo se multiplican por la cantidad de vehículos de ese tipo que inician recarga por cada hora. Así se va sumando por cada hora la demanda de potencia de los que inician recarga en ese momento con la demanda de los que comenzaron a recargar en horas anteriores y aún no han terminado.

4.3.4 Asignación a curvas de demanda base

Las diferentes modalidades de carga se asignan a cada curva representativa de la demanda base a partir de los siguientes supuestos:

- **Recarga en el hogar:** se asigna completamente a los perfiles de tipo residencial.
- **Recarga en el trabajo:** se asigna a los perfiles de tipo comercial, asumiendo que la gran mayoría de los puestos de trabajo y oficinas se encuentran en zonas de gran comportamiento comercial.
- **Recarga en electrolinerías:** se asume que la ubicación de las electrolinerías tenderá a ser bien dispersa, apareciendo tanto en lugares céntricos y de alta afluencia comercial, como en las afueras o zonas extremas de la ciudad, donde predominan perfiles residenciales. Por lo tanto su asignación será a ambos tipos de perfiles.
- **Recarga de buses:** se asigna tanto a los perfiles residenciales como comerciales ya que los depósitos de estos vehículos, que es el lugar donde se cargarán, se encuentran ubicados en variados puntos de la ciudad pudiendo conectarse a subestaciones en las que predomine cualquiera de los comportamientos.

4.4 CLIMATIZACIÓN ELÉCTRICA

4.4.1 Parámetros técnicos del modelo

Para el modelamiento del funcionamiento de los equipos de climatización se usó el parámetro térmico equivalente presentado en la sección 2.6.3. Para ello las temperaturas de exterior son extraídas de la base de datos meteorológica y de radiación del Explorador Solar de la Universidad de Chile, en el que se pueden encontrar los perfiles horarios de temperatura promedio por mes para cualquier punto del territorio nacional.

El circuito equivalente fue modelado de manera diferenciada para casas y departamentos en el sector residencial, debido a que los parámetros de aislación respecto del ambiente varían. De igual modo, se incluye un modelo para oficinas que describe la demanda del sector comercial.

Los valores asociados a los parámetros de transmitancia (U) del circuito equivalente presentado en la Figura 2.16 se toman de acuerdo a las características constructivas por región del país. Estos datos son obtenidos de la Guía de diseño para la eficiencia energética en la vivienda [36]. Asimismo, los modelos de energía de climatización del Ministerio de Energía incorporan estos datos.

Los parámetros están fijados como exigencia térmica de construcción vigente desde el año 2000 según la zona climática a la que pertenezca la edificación. Las zonas climáticas son 7 y están definidas en la norma chilena NCh1079-2008. Por otra parte, los parámetros usados para la modelación de oficinas se obtienen de las especificaciones técnicas de construcción determinadas por el Ministerio de Obras Públicas en [37] para las edificaciones de uso o acceso público.

Tabla 4.5: Parámetros de transmitancia por zona térmica [36] [37].

Zona térmica	Casa		Depto.	Oficina		Ventanas	Regiones
	Techo	Muros	Muros	Techo	Muros		
	$U \left[\frac{W}{m^2 \cdot ^\circ C} \right]$						
1	0,84	4,0	3,33	0,8	2,0	5,8	Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta
2	0,60	3,0	3,00	0,6	0,8	5,8	Atacama, Coquimbo y Valparaíso
3	0,47	1,9	2,63	0,4	0,6	5,8	Metropolitana y O'Higgins
4	0,38	1,7	2,57	0,4	0,6	5,8	Maule y Biobío
5	0,33	1,6	2,53	0,3	0,5	5,8	Araucanía y Los Ríos
6	0,28	1,1	2,37	0,3	0,5	5,8	Los Lagos
7	0,25	0,6	2,20	0,25	0,4	5,8	Aysén y Magallanes

En la Tabla 4.5 se presentan los valores de todos estos parámetros por tipo de edificación, y en específico, el valor de transmitancia térmica para ventanas corresponde a ventanas de vidrio simple, tomando en consideración que es el valor más crítico. Se incluye en la tabla las regiones del país en las que se aplica cada una de estas especificaciones técnicas. Con estos datos, más los de temperatura ambiente fue posible diferenciar el comportamiento térmico de las edificaciones con una resolución espacial a nivel provincial.

Con los inversos de los valores de U y las superficies correspondientes, es posible calcular R_1 para cada una de las edificaciones consideradas en este trabajo. Las superficies asociadas para el caso de las viviendas (casas y departamentos) se toman a partir de datos que se manejan en la PELP, a partir de casas y departamentos promedio por región.

En el caso de las oficinas, se modela una oficina promedio, a partir del número de trabajadores promedio de las empresas consideradas y a falta de norma nacional que lo especifique, se considera una superficie igual a la mínima recomendada en la Guía de Ergonomía en el trabajo de oficina del Instituto de Salud Pública que es de 6 m² por trabajador [38].

Los parámetros correspondientes a la modelación de la masa térmica quedan con los valores presentados en la Tabla 4.6, y son valores usuales extraídos de la literatura. Están en unidades respecto a superficie o volumen de la habitación por lo que pueden ser ajustados a la realidad del modelo de este trabajo, con los parámetros de la casa y departamento promedio usados [32] [39].

Tabla 4.6: Valores de parámetros usados para la masa térmica.

Parámetro	Unidad	Valor
C_a	J/m ³ °C	3.630
C_m	J/m ² °C	24.857
R_2	m ² °C/W	17,21

La magnitud de C_a está dada por la capacidad térmica del aire que es 1210 J/m³°C y un factor dado por las características de ciclos de funcionamiento típicas de los equipos HVAC, lo que hace que este parámetro sea $C_a = 3 \cdot 1210$ [39]. C_m se calcula a partir de la siguiente relación:

$$C_m = S_{hab} \cdot (m_f - 2 \cdot 1210 \cdot h_{hab}) \quad (4.8)$$

Donde se tiene:

- S_{hab} la superficie de la habitación.
- m_f la masa térmica interior con valores típicos de 30.665 J/°C m², para una vivienda estándar.
- h_{hab} la altura de la habitación.

4.4.2 Características operativas del equipo HVAC

Los datos de temperatura usados para la modelación de encendido y apagado del equipo HVAC están dadas en la Tabla 4.7. Se diferencia de acuerdo a temperatura de confort por modo de operación, en que se asigna un valor más bajo para calefacción debido a que es

el modo de operación predominante para invierno, y a la inversa con el modo de aire acondicionado.

Adicionalmente, se asigna una temperatura objetivo menor para el horario de noche (00:00 a 06:59 horas) debido a que es un horario en que la mayoría de los usuarios duerme, provocando que la temperatura que se considera como óptima para el confort térmico es menor que la necesitada para otro tipo de actividades [36].

Tabla 4.7: Datos de operación del sistema HVAC.

Dato	Modo operación	Día	Noche
Temperatura de confort	Aire acondicionado	22°C	22°C
Temperatura de confort	Calefacción	20°C	17°C
Rango de tolerancia	Ambos	1°C	1°C

En la Tabla 4.8 se presentan las características de consumo de potencia nominal de equipos HVAC según su capacidad de entrega o absorción de calor y la superficie que es capaz de climatizar. Estos datos fueron obtenidos de la revisión de equipos que actualmente se comercializan en el mercado, y son del tipo Split.

Tabla 4.8: Consumo de potencia por capacidad de equipo HVAC. (Fuente: www.enel.cl)

Superficie	Capacidad calórica [BTU/h]	Consumo eléctrico	
		Frío [W]	Calor [W]
16	9.000	826	775
33	12.000	1.047	999
35	18.000	1.595	1.560
50	24.000	2.150	2.102
70	36.000	3.600	3.600
90	48.000	4.100	4.100

Como el promedio de superficie de las casas y departamentos ronda los 60 m², se utilizó el equipo de capacidad 24.000 BTU/h. Para los dos modelos independientes, de calefacción y de aire acondicionado, se considera el mismo equipo con el consumo eléctrico correspondiente según lo que se indica y con aporte o extracción de calor igual a lo mostrado. El caso de la oficina promedio modelada es de 60 m² por lo que también se utilizan las especificaciones técnicas de este equipo en el modelo de temperatura.

4.4.3 Ganancias de calor

Para modelar la entrada de calor por fuentes internas que no corresponden al equipo de climatización, se utilizaron los datos de la Tabla 4.9, en que se considera un máximo de 3 personas por hogar a lo largo del día (3,22 habitantes por vivienda, fuente: Censo 2017). Además se toma un máximo de 10 personas para oficina de acuerdo a la proyección de oficina promedio con 10 trabajadores.

Tabla 4.9: Datos usados para entrada de calor interna [36] [40].

Elemento	Potencia entregada	Cantidad máxima en viviendas	Cantidad máxima en oficina
Ampolleta	30 W	10	20
Persona en actividad normal	81,5 W	3	10

La ampollita promedio considerada está de acuerdo a las potencias por tipo de tecnologías de éstas y la proyección de ventas en el país dada por [40], que en su mayoría son de tipo LFC y una baja proporción de LED. Las cantidades están calculadas según la luminancia recomendada por actividad en [36].

Se estableció un perfil de ocupación para cada uno de estos elementos a lo largo del día, considerando el máximo en los horarios probables de estancia para cada lugar. En el caso de las viviendas esto es en la tarde a partir de las 18 horas y en las oficinas a lo largo del día entre 8 y 19 horas. Como la resolución temporal del modelo es de minutos, la cantidad de calor que entrega cada una de estas fuentes está dada por:

$$Q_{iluminación} = N_{ampolletas} \cdot P_{ampolleta} \cdot 60[s] \quad (4.9)$$

$$Q_{personas} = N_{personas} \cdot P_{persona} \cdot 60[s] \quad (4.10)$$

Donde:

- $Q_{iluminación}$ y $Q_{personas}$ es el calor en J que entrega por minuto la iluminación y las personas respectivamente.
- $N_{ampolletas}$ y $N_{personas}$ son el número de ampolletas y de personas.
- $P_{ampolleta}$ y $P_{persona}$ es la potencia en W=J/s que entrega cada ampolleta y cada persona respectivamente.

Por otra parte, la entrada de calor de fuentes externas está dada principalmente por la radiación solar incidente en ventanas. En consecuencia, este ingreso de calor se calcula [36]:

$$Q_{solar} = f_v \cdot S_v \cdot FS \cdot E \quad (4.11)$$

En que se tiene:

- Q_{solar} es la entrada de calor en J debida a la irradiación hacia el interior por elementos vidriados.
- f_v es el factor adimensional de reducción solar o de sombra. Mide el nivel de sombra del elemento (ventana) que recibe la radiación. Se fija en 40% debido a que muchas ventanas no están directamente expuestas al sol, puede haber árboles o cobertizos que cubran algunas de ellas.
- S_v es la superficie en m² de la ventana o totalidad de ellas, en las que incide la radiación. Se calcula como la superficie total de ventanas de la vivienda multiplicada por un factor de corrección (menor a 1) que indica la proporción de ventanas que está recibiendo radiación en cada hora del día.
- E es la irradiancia solar recibida por el elemento. Se mide en W/m².

De todo lo anterior se obtienen resultados de operación del equipo y temperaturas dados por la variación de temperatura del exterior y la inercia térmica que tenga la edificación. En la Figura 4.11, se muestra el resultado del modelo en modo enfriamiento para una casa promedio y departamento promedio de la ciudad de Santiago. Se observa como la inercia térmica del departamento es mayor que la de la casa. Es decir, la temperatura de interior y de la masa se mueven de forma mucho más lenta que en el caso de la casa.

Esta mayor inercia se explica por la menor superficie de interfaz entre el interior y el exterior que tiene un departamento frente a una casa. Esto es porque en la gran mayoría de ellos no hay un techo directamente expuesto al exterior, y hay parte de sus muros que dan al interior del edificio o hacia otros departamentos.

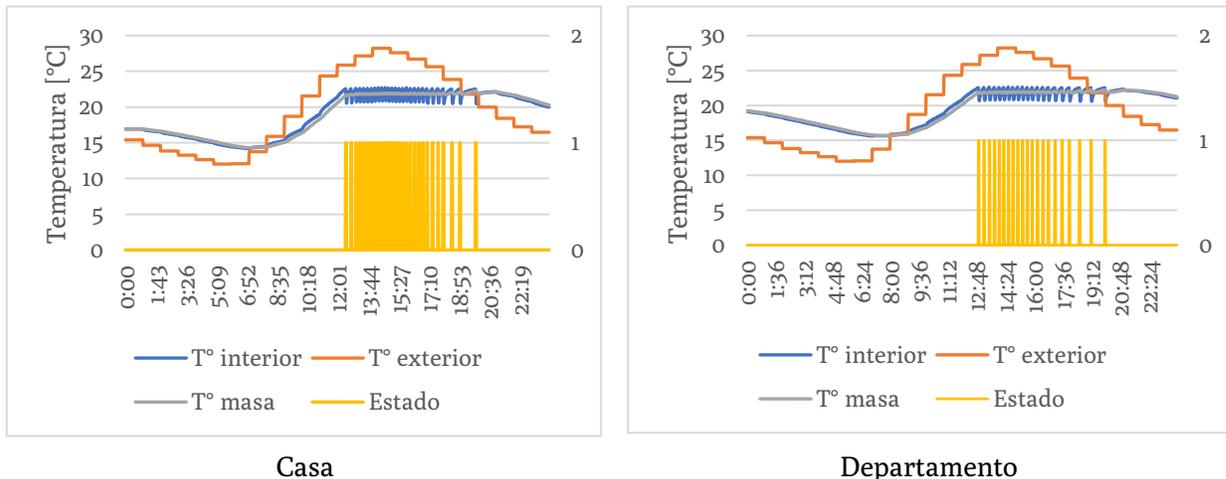


Figura 4.11: Modelo de temperatura y funcionamiento de HVAC, ciudad de Santiago en verano.

4.4.4 Modos de uso

Se definen dos modos de uso de la climatización para poder obtener la demanda eléctrica en base a la operación de los equipos bajo estos modos. Estos dos modos son:

- 1. Modo de uso continuo:** en este caso se define simplemente el modo de uso por mérito de la temperatura al interior de las edificaciones sin que el usuario influya más que en la temperatura objetivo configurada. Así, los aparatos se encenderán y apagarán bajo el criterio de mantener la temperatura indicada pudiendo operar las 24 horas del día.
- 2. Modo de uso por presencia de personas:** este modo está basado en la operación de los equipos de climatización en tanto haya personas presentes en la edificación que lo requieran. La presencia de personas está dada por como su nombre lo dice a que haya alguien en el lugar, pero que además esté despierto.

Por lo tanto se asume un perfil de presencia en base a las horas de llegada de las personas a sus hogares ya mostrado por la distribución de viajes de la encuesta origen destino. En este sentido, para el caso de casas y departamentos se configura el encendido desde las 17:00 horas y hasta las 24:00, hora en que se estima el cese de actividades e ida a dormir de las personas.

Por otra parte, para las oficinas se define un horario de presencia entre las 9:00 y las 21:00 horas, que corresponde a las horas del día en que en su mayoría operan y en que por ende hay trabajadores presentes.

4.4.5 Agregación

La potencia demandada por el equipo en cada hora del día se calcula como:

$$P_{HVAC}(t) = \frac{1}{60} \sum_{i=1}^{60} x_{it} \cdot Pnom_{HVAC} \quad (4.12)$$

Donde:

- x_{it} es una variable binaria que indica el estado encendido (1) o apagado (0) del equipo en el minuto i de la hora t . Este estado es de acuerdo a una función booleana que decide por diferencia de temperatura del interior respecto de la temperatura objetivo.
- $Pnom_{HVAC}$ es la potencia nominal de consumo eléctrico dependiendo de si se trata de calefacción o aire acondicionado.

Gracias a que los encendidos y apagados de los múltiples sistemas operando es muy difícil que coincidan entre sí, y como los ciclos siempre son menores a 1 hora, el promedio de la potencia demandada en ese periodo, que es bastante mayor a la duración de los ciclos, captura esta variabilidad sin tener que simularla. Si se quisiera obtener un perfil de demanda eléctrica con mayor resolución temporal, entonces habría que incorporar un factor de variabilidad al modelo, o si no se verá un incremento exagerado de la demanda en periodos cortos de tiempo (de minutos) seguidos de otros periodos de muy baja demanda.

Finalmente, para obtener la curva agregada para todos los usuarios basta con multiplicar por la cantidad de ellos.

$$D_{HVAC}(t) = P_{HVAC}(t) \cdot N_{edificación} \cdot R \quad (4.13)$$

Con:

- $D_{HVAC}(t)$ la demanda debida a climatización en la hora t .
- $N_{edificación}$ el número de edificaciones consideradas (por la proyección), ya sean casas, departamentos u oficinas.
- R el factor de penetración de HVAC en porcentaje.

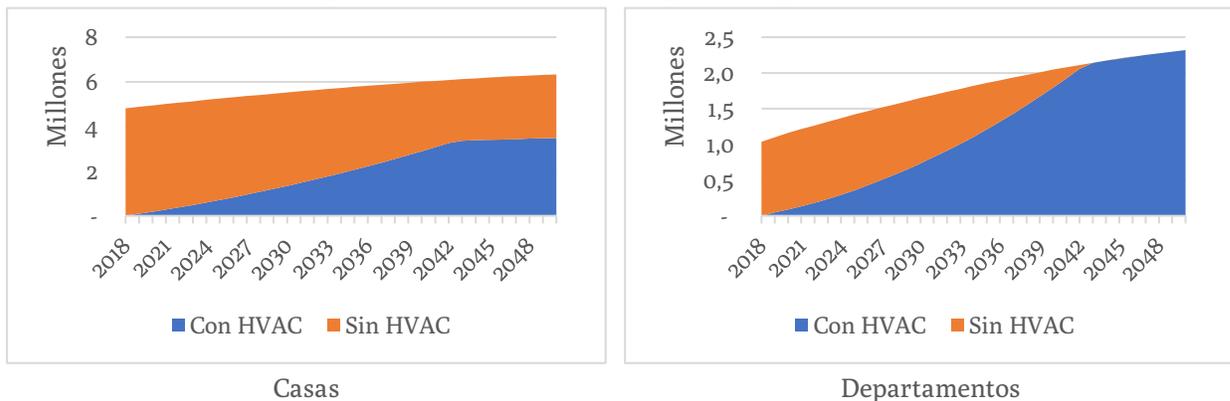


Figura 4.12: Proyección de penetración de climatización en sector residencial.

Las proyecciones de penetración de equipos de climatización están dadas por la tendencia mostrada en la Figura 4.12, donde se toma en cuenta el crecimiento esperado de casas y departamentos, además del crecimiento en la adopción de equipos HVAC.

La adopción de equipos está en sintonía con el escenario de la PELP definido como de «alta electrificación». En este se da un porcentaje creciente que se estanca en el valor de 55% en el caso de las casas, bajo el supuesto del límite de penetración que muestran los países desarrollados. En contraparte, para departamentos la tendencia continúa hasta alcanzar el 100%. Estos máximos se alcanzan cuando el país logra niveles de producto interno bruto iguales a los de países desarrollados en la actualidad.

En el caso de la penetración en oficinas se toma en cuenta que en general las condiciones de confort y desarrollo al respecto tienden a ser de mejor calidad que las que se pueden encontrar en promedio en las viviendas. Así es que resulta sensato que a 2050 el nivel de penetración sea mejor que el del sector residencial, y viendo que la penetración para departamentos toma un 100% a ese año, se deja el mismo nivel para las oficinas junto con la misma tendencia de crecimiento (Figura 4.13).

Como la PELP carece de proyecciones respecto al número de oficinas a futuro, se realiza una estimación a grandes rasgos de este valor en vista de la falta de estadísticas al respecto. Para llevarlo a cabo se tomaron las estadísticas de empresas publicadas por el Servicio de Impuestos Internos, y se realiza una depuración de estos datos tomando en cuenta las siguientes características:

- Empresas que pertenezcan a la clasificación de micro y pequeña empresa, lo que corresponde a aquellas que informen ventas anuales menores a 25.000 UF, y que tengan hasta 50 trabajadores.
- Empresas que tengan al menos 3 trabajadores, tomando en consideración que esta estimación busca identificar un número posible de oficinas, por lo que menos de aquella cantidad difícilmente implica que exista una oficina y menos aún con sistema de climatización. Puede suceder pero no sería lo más común.

De estas consideraciones, se obtuvo el número de empresas por cada comuna del país, lo que permitió obtener los resultados provinciales para hacer la agregación con cada modelo de temperatura por provincia.

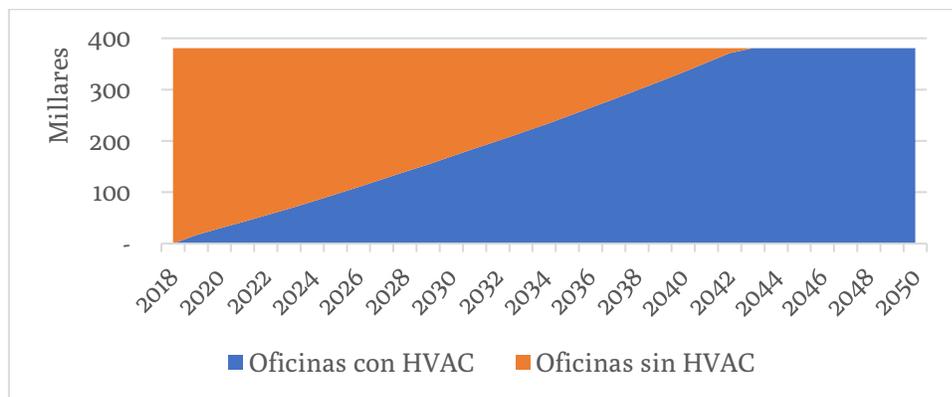


Figura 4.13: Proyección de penetración de climatización en oficinas.

Hay que tener en cuenta que esta estimación de mercado potencial se hace a partir de las estadísticas de empresas promedio, ya que el SII informa número de empresas por tipo de sector y subsector económico, y para ese total especifica el número total de trabajadores y el ingreso total. Con esta información luego de ser filtrada por las características ya mencionadas, se toman los promedios con una resolución espacial comunal.

4.5 IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA

La herramienta construida en Microsoft Excel consta de entradas de configuración que permiten elegir un escenario combinando las componentes tecnológicas, decidiendo cuales considerar y que sector estudiar. Para ello se cuenta con una serie de celdas con listas desplegables de validación de datos para elegir cada una de las entradas.

En la Figura 4.14 se muestra la interfaz de control, con las entradas de configuración del perfil que se busca calcular. Otras entradas como proyecciones de las tecnologías, o especificaciones técnicas de los equipos también son modificables, pero se encuentran en otras hojas del libro de cálculo.

También se muestran resultados generales de consumo de energía y factores relacionados al perfil. Las salidas con detalle horario por tecnología, también se encuentran en otra hoja del libro de cálculo.

Configuración general		Consideración de tecnologías	
Año horizonte	2050	Considerar Base	Sí
Zona	3	Considerar GD	Sí
Tipo día	Laboral	Considerar Electromovilidad	Sí
Cluster	Todos	Considerar Climatización	Sí
Periodo	Trim3		
Demanda base		Resultados	
Tasa de crecimiento demanda	2,6%	Tipo de curva	Conjunto
		Factor de coincidencia	94,7%
		Máximo sin tecnologías [MW]	6.807
		Máximo con tecnologías [MW]	9.977
		Energía total [MWh]	155.921
		Energía demanda base [MWh]	137.175
		Energía nuevas tecnologías [MWh]	18.746
		Factor de carga demanda base	84,0%
		Factor de carga final	65,1%
Generación distribuida		Energía por tecnología [MWh]	
Residencial	Sí	Generación distribuida	3.564
Comercial	Sí	Electromovilidad	12.173
Factor de aptitud	fap0	Climatización eléctrica	10.136
Electromovilidad			
Particulares	Sí		
Taxis	Sí		
Buses	Sí		
Tipo de recarga (Particulares y Taxis)	Sin gestión		
Recarga de buses	Nocturna		
Climatización eléctrica			
Residencial	Sí		
Comercial	Sí		
Aire acondicionado	Sí		
Calefacción	Sí		
Modo de uso	Presencia de personas		

Figura 4.14: Interfaz de control del modelo.

5 RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1 PERFILES DE DEMANDA BASE

Como resultados del método de clasificación de las curvas de consumo eléctrico se obtienen entre tres y cuatro curvas características de demanda por cada zona geográfica a estudiar. Los resultados indican la naturaleza de consumo predominante por cada una de las barras de las subestaciones primarias de distribución del sistema. Como los datos usados son los retiros de energía de clientes regulados, estos consumos se pueden clasificar en dos comportamientos: residencial y comercial.

5.1.1 Zona Norte Grande

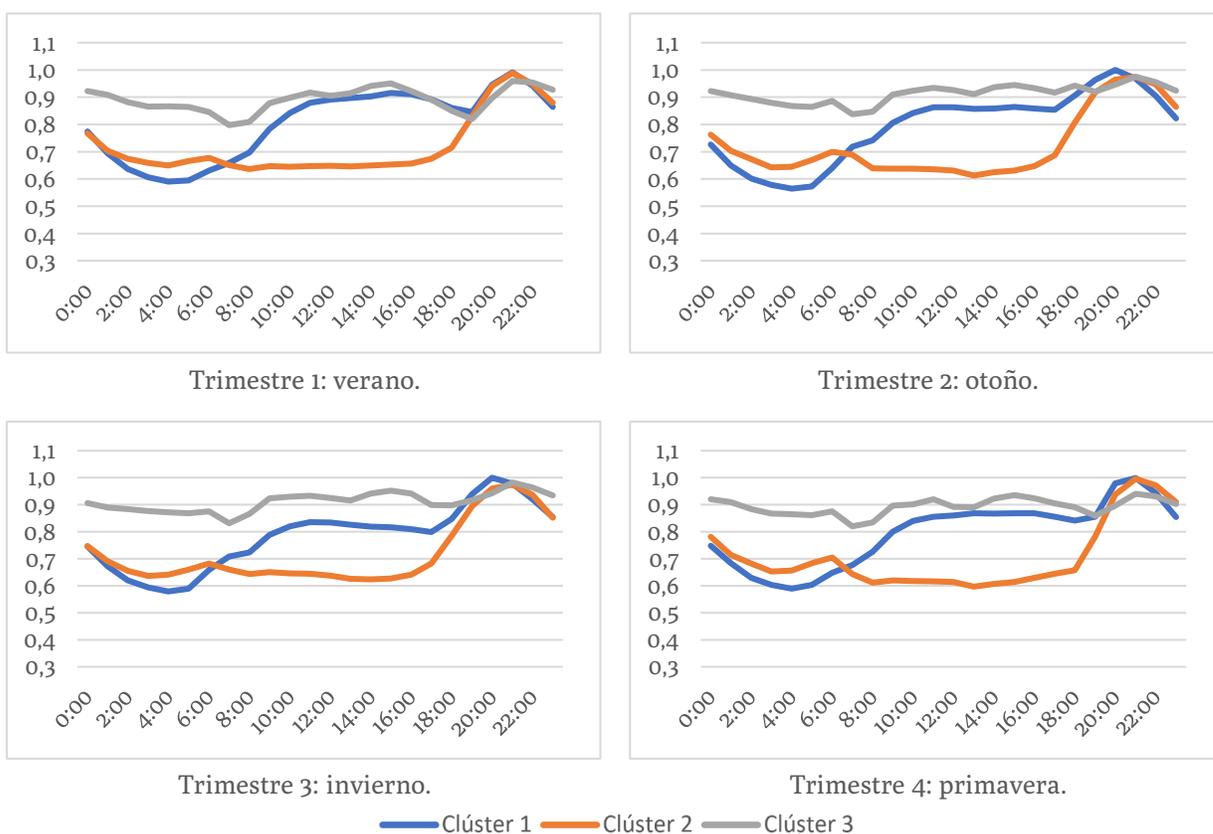


Figura 5.1: Resultados de curvas características Norte Grande (día laboral).

Es posible notar que de acuerdo a lo presentado en la sección 2.2.1 para la zona del Norte Grande las curvas representativas corresponden cada una a un tipo de consumo diferente. Se observa que la correspondiente al clúster 2 es de tipo residencial con la particularidad de que su zona de horario laboral es casi más baja que la zona de horario nocturno. Esto se puede deber a un gran ausentismo en los hogares en ese lapso.

La correspondiente al clúster 1 tiene una forma residencial bien tradicional, con la particularidad de que en el trimestre de verano el lapso laboral crece en magnitud. Una razón para esto es que esa curva incluya actividad comercial que crece en esa época del año.

Finalmente aparece el clúster 3 que es muy regular (alto factor de carga), en la que no destacan máximos ni mínimos muy distanciados, lo que implica un comportamiento de tipo comercial de gran escala o industrial.

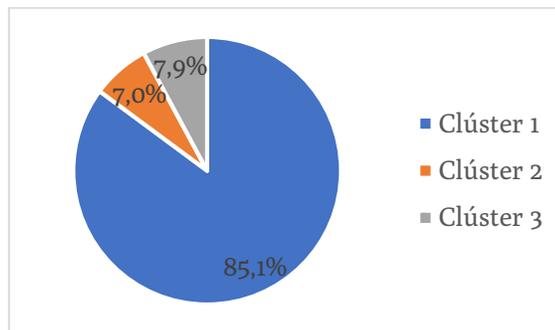


Figura 5.2: Participación energética de curvas representativas del Norte Grande.

Considerando la participación energética a lo largo del año de cada una de aquellas curvas, se construye el gráfico de la Figura 5.2, mostrando éste que la demanda de los clientes regulados del norte grande es predominantemente residencial. Por su parte la demanda del sector comercial (gris) alcanza el 8%.

5.1.2 Zona Norte Chico

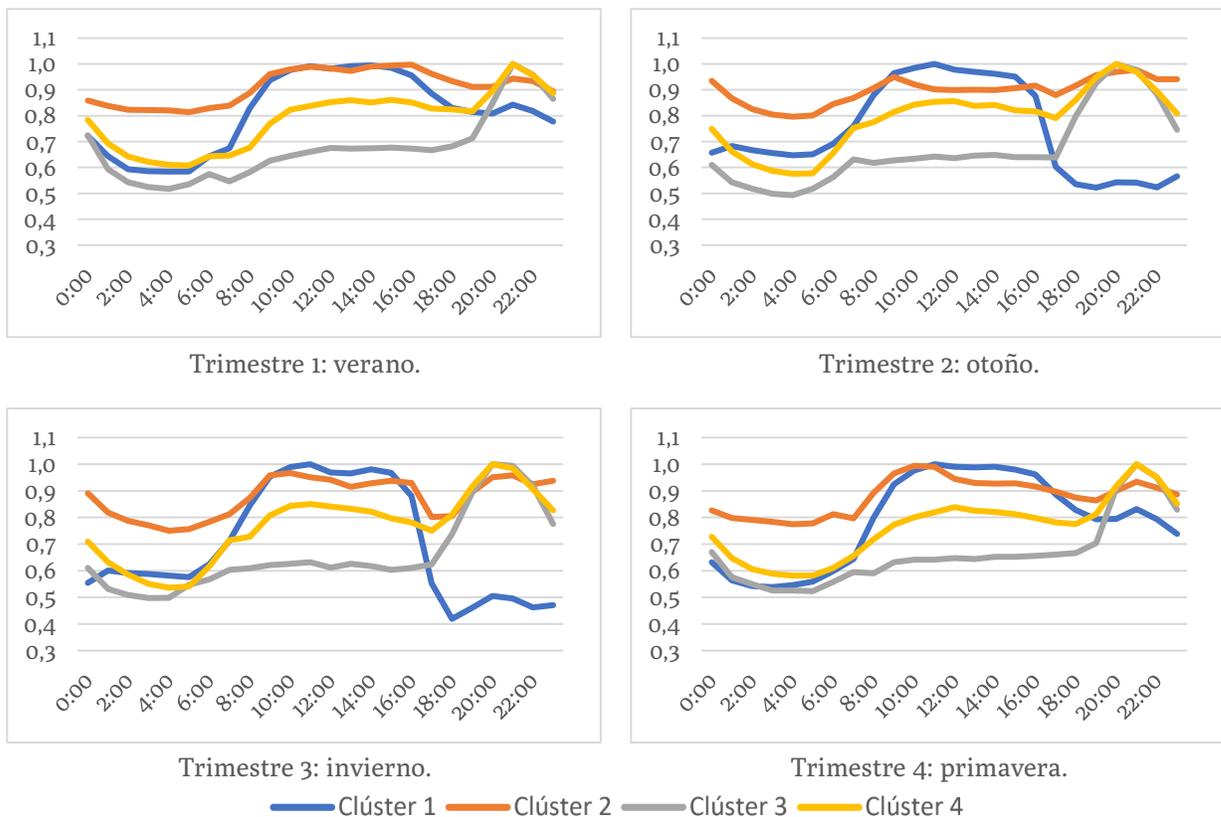


Figura 5.3: Resultados de curvas características Norte Chico (día laboral)

En el caso de la zona Norte Chico se observa que la curva 1 (azul) es marcadamente comercial, aunque adquiere un comportamiento especial durante los periodos de primavera y verano, al aumentar su demanda considerablemente en las horas en que normalmente sucede

el máximo residencial. De todas formas se le clasifica como comercial por ser su comportamiento predominante en los periodos de otoño-invierno, época del año más laboral, además de que en los periodos primavera-verano conserva una demanda predominante en el periodo normal del máximo comercial.

La curva 2 es notablemente comercial, con el mismo comportamiento constante que se daba para una de las curvas del Norte Grande. Finalmente las curvas 3 y 4 pueden clasificarse como residenciales, ya que cumplen fundamentalmente con las características de este tipo de consumo.

En este caso se puede observar de la Figura 5.4, que en conjunto las curvas residenciales (amarillo y gris) cubren el 71% del consumo de la energía. En consecuencia el sector comercial es bastante más predominante de lo que era en el Norte Grande, con un 29%

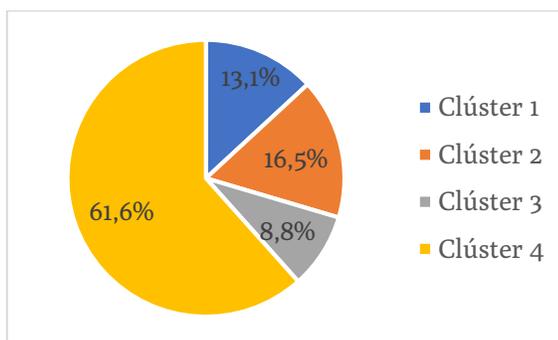


Figura 5.4: Participación energética de curvas representativas del Norte Chico.

5.1.3 Zona Centro

Al observar los perfiles representativos de la Zona Centro en la Figura 5.5, es posible notar el comportamiento marcadamente comercial la curva 4 (en amarillo).

Por otro lado, en naranja la curva 2 tiende a tener un aumento de demanda en el horario característico de la residencial en los periodos de primavera y verano. De todas formas, sigue teniendo una magnitud considerable en las horas de mayor demanda comercial, además de que su valor en la madrugada no disminuye significativamente. Por estas razones se la clasifica como comercial, ya que su silueta sugiere un consumo comercial pequeño a mediano.

La curva 3 (gris) es marcadamente residencial, y la 1 (en azul) aunque tiene un consumo considerable en las horas de mayor demanda comercial, en la mayoría de los periodos su consumo en horas del atardecer sigue siendo abundante, sumado a que en horas de la madrugada, tiene la disminución característica de una residencial. Por lo tanto ambas se clasifican así.

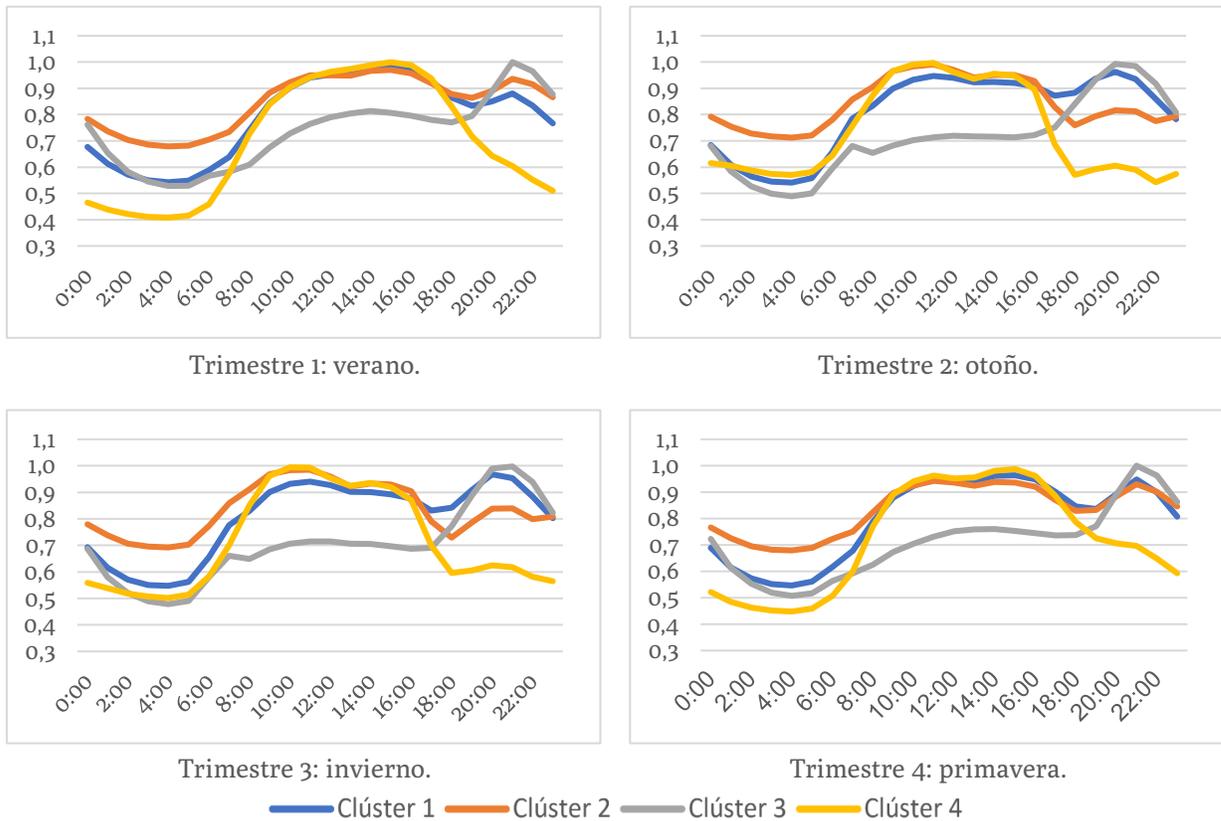


Figura 5.5: Resultados de curvas características Centro (día laboral).

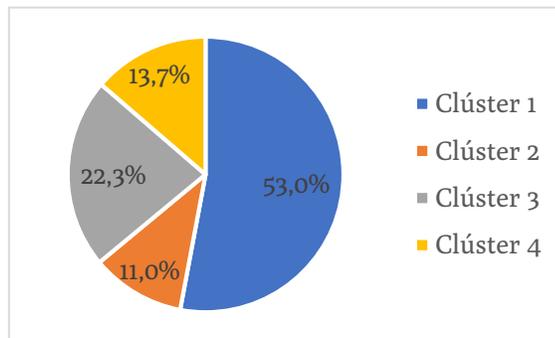


Figura 5.6: Participación energética de curvas representativas del Centro.

De la información que entrega la Figura 5.6, se desprende que el consumo residencial, con el 75% de la energía es muy significativo, dejando un 25% para el sector comercial. De todas maneras no se puede dejar de mencionar que en realidad ninguna de estas curvas tiene un comportamiento exclusivo, que la clasificación dada responde a las características más influyentes de la curva.

En general es difícil que el consumo de conjuntos de clientes agrupe solo a un tipo de ellos, y considerando que en este trabajo la fuente de información es a un nivel ya bastante agregado, no se puede esperar que cada barra tenga un consumo exclusivo de algún tipo.

De esto se puede notar que la demanda general de la zona centro tiene una fuerte componente comercial, lo que se condice con que es la zona que incluye las ciudades de

Santiago y Valparaíso, los lugares con mayor cantidad de población del país y donde se concentra gran parte de la actividad administrativa, financiera y de servicios

5.1.4 Zona Sur

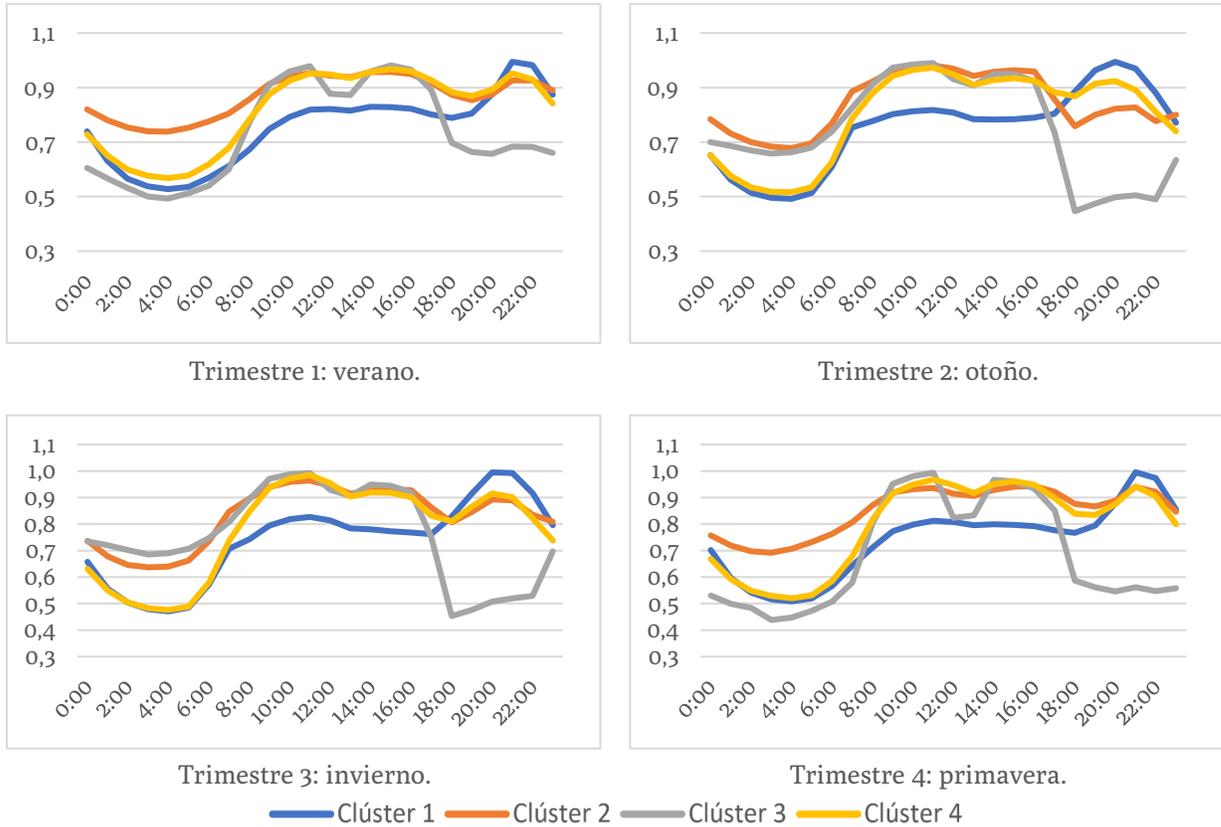


Figura 5.7: Resultados de curvas características Sur (día laboral).

Al observar los resultados de la caracterización de perfiles de la zona sur en la Figura 5.7, es posible notar como la curva 3 es directamente identificable como un consumo de tipo comercial, ya que su máximo está en las horas con luz solar, mientras que en los horarios de noche y atardecer se encuentran sus valores mínimos. Incluso es posible notar una disminución leve en el horario de almuerzo que se explica por el cierre y disminución de la actividad comercial en ese momento del día.

Similarmente al caso de la Zona Centro, la curva 2 (naranja) tiene un comportamiento que tiende a tener característica residencial en las horas del atardecer, sin embargo su gran magnitud de consumo en las horas de sol, sumado a que su disminución de consumo en las horas de la madrugada no es tan notable como en una residencial, se la puede clasificar como comercial.

La curva 1 (azul) es posible clasificarla como consumo residencial ya que cumple con las características de este sector ya mencionadas en secciones anteriores. Estas características también se pueden notar en la curva amarilla, ya que la disminución de la demanda en la madrugada es muy apreciable. Por lo tanto se las clasifica como residenciales.

Finalmente, de la participación energética de estas curvas se obtiene que el sector residencial demanda un 75% de la energía, mientras que el comercial se queda con el 25%.

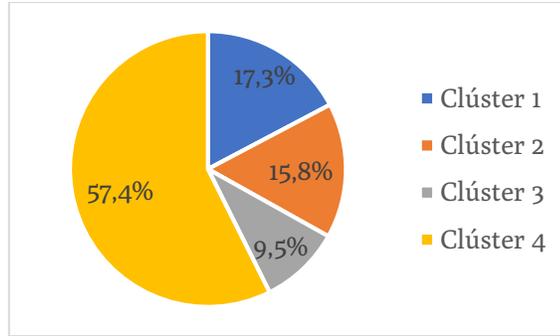


Figura 5.8: Participación energética de curvas representativas del Sur.

5.1.5 Comentarios

Es posible notar una variación de la forma del perfil según la estación meteorológica. Los cambios más notables se dan en la comparación entre temporadas primavera-verano y otoño-invierno. Así, por ejemplo, se da que en invierno la hora de comienzo de la punta de la tarde se adelanta hasta las 17 horas, frente a las 19 en verano. Esto es debido a la menor luz natural disponible al oscurecer alrededor de 3 horas antes (considerando el cambio de hora).

Otro cambio notable es la disminución de demanda entre las 9 y 18 horas en el periodo de invierno. Esto se explica por el uso de aire acondicionado, en especial el de gran escala durante el verano, que deja de usarse en invierno. Como las temperaturas diurnas en Chile no alcanzan temperaturas mínimas extremas en invierno, no hay un reemplazo de esa demanda por su equivalente en calefacción.

Es importante el aumento de consumo en horas del atardecer por parte de las curvas comerciales durante el verano. Nuevamente, por la mayor actividad en este sector por tener luz natural disponible, además de ser el periodo estival, en que se da más actividad turística.

5.1.6 Validación

De la reconstrucción de los perfiles por cada una de las barras consideradas, se hace la sumatoria energética anual para corroborar respecto al consumo total de 2017 si los resultados son correctos o aceptables. Es decir, se busca comprobar si los perfiles obtenidos, realmente representan a la totalidad de los consumos en distribución.

Para esta tarea se consideró el número de días laborales y no laborales del año 2017, y se multiplicó estos valores por la energía consumida por los perfiles respectivos:

$$E_{\text{año-estimada}} = N_{lab} \cdot \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_p} p_{it}^{lab} + \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{N_p} p_{it}^{nolab} \quad (5.1)$$

Donde:

- N_{lab} es el número de días laborales del año.
- N_p es el número de perfiles característicos. Serían 15, ya que son 3 por la Zona Norte Grande y 4 por cada una de las restantes.

- p_{it}^{lab} y p_{it}^{nolab} es el valor de potencia del perfil característico i en la hora t del día laboral y no laboral respectivamente.

Por lo tanto los resultados son que el consumo de todas las barras sin ningún tratamiento fue de 32.812.426 MWh para todo el año 2017, mientras que tomando las curvas representativas, y haciendo la operación indicada en (5.1) se obtiene un total de 32.721.600 MWh, lo que representa un error de estimación en el consumo anual de 0,3%. Por lo tanto es posible ver que se justifica completamente la representatividad de las curvas en un aspecto de balance energético total.

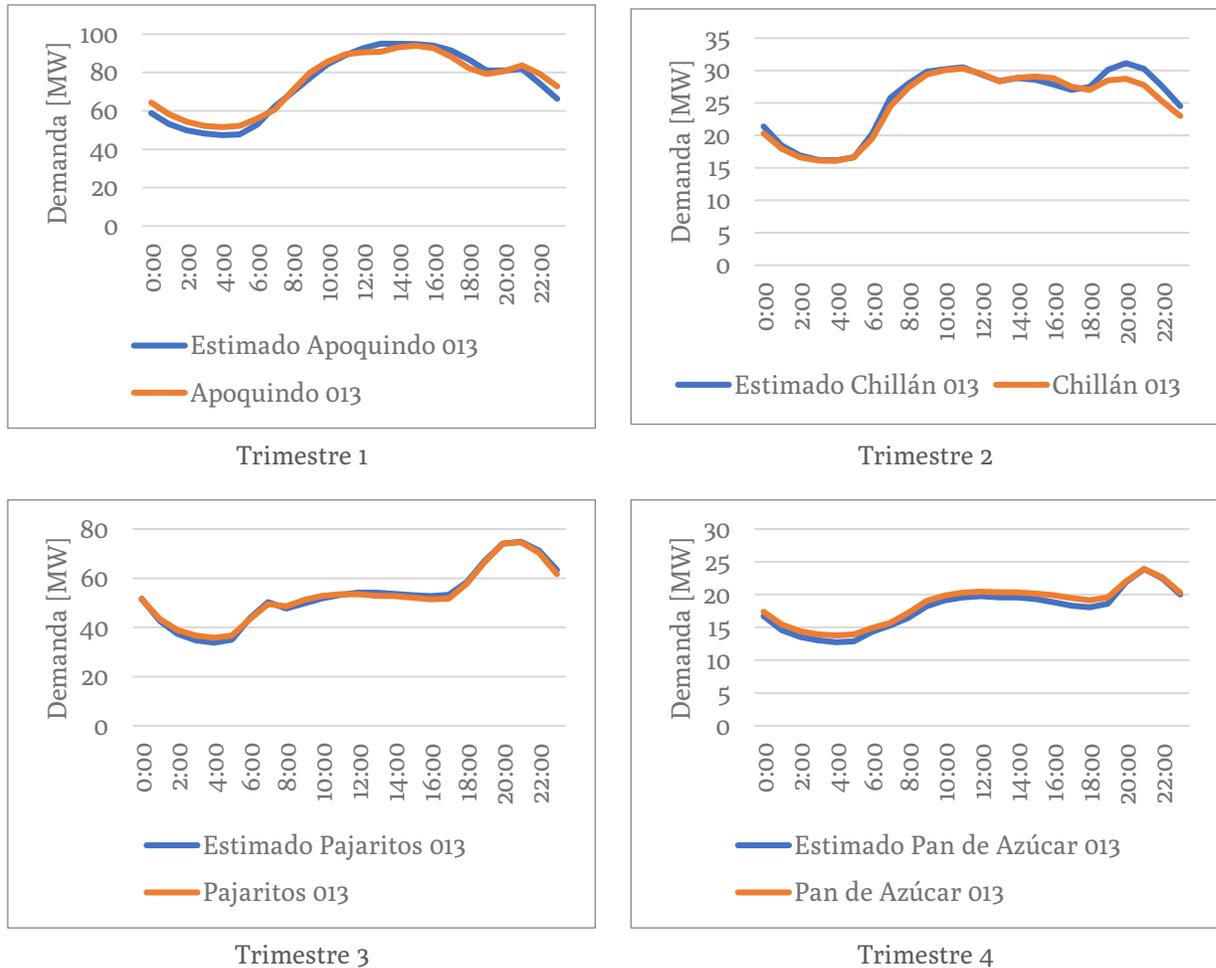


Figura 5.9: Diferencias entre estimación y medición para distintas barras en diferentes periodos.

Como una manera más gráfica de ver el resultado de caracterización de las curvas, en la Figura 5.9, se presenta una muestra al azar de 4 barras de las estudiadas para distintos periodos trimestrales, en los que se ve que la estimación se acerca bastante a los valores promedio reales de las mediciones.

Se debe destacar que los errores que se observan son tanto por exceso como déficit, lo que muestra que el valor estimado está dado por el centroide de varias curvas de forma similar. Esto también contribuye a que en el agregado de las curvas estos errores se traslapen entre sí, provocando que el error final no sea necesariamente grande.

5.2 INCORPORACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

A continuación se presentarán algunos de los casos posibles de evaluar con la herramienta construida. Ya que los casos y combinaciones posibles son múltiples, se toma en cuenta para la GD los periodos de verano e invierno como representativos de las cotas máximas y mínimas de generación respectivamente. Además se presentará la diferencia entre los factores de aptitud residencial para la adopción de paneles más extremos, que son fap0 y fap10, casos en que se dan las máxima y mínima penetración respectivamente, en otras palabras la máxima y mínima capacidad instalada. No se despliegan resultados para todas las macrozonas por la similitud que se da en el análisis.

5.2.1 Zona Norte Grande

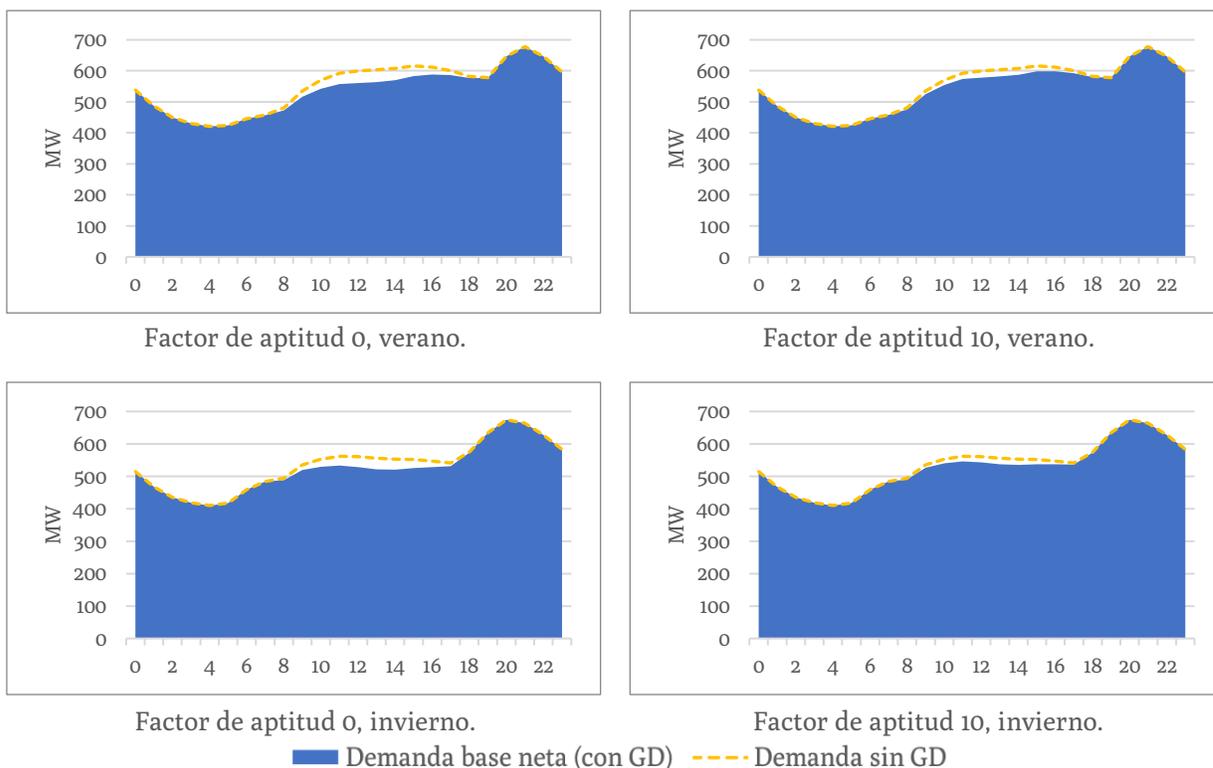


Figura 5.10: Aporte de generación distribuida en Norte Grande. Año 2050. Ambos sectores.

Es posible notar de la Figura 5.10 que la generación distribuida es una disminución de la demanda en las horas laborales, justo en un horario en que hay un aumento debido principalmente a la demanda de tipo comercial. Este aumento es notorio en trimestre de verano, aunque sigue siendo muy bajo en comparación a la demanda máxima de la tarde.

Es evidente que el aporte que alcanza la GD en conjunto, tanto comercial como residencial es bajo. Más aún si se considera que esta demanda corresponde sólo a clientes regulados, lo que implica que la demanda total en esa zona es aún mayor. Se observa la disminución esperada de aporte entre el trimestre 1 correspondiente al verano y el 3 correspondiente a invierno.

En la Figura 5.11 se ilustra la demanda y la energía que se deja de consumir por el aporte de la generación fotovoltaica, según sea sector residencial o comercial. El caso de la

generación comercial es la que genera un aporte considerable a su sector eliminando toda la zona de aumento de demanda entre las 9 y 18 horas, dejando incluso el punto de mínima demanda a mediodía. Esto se da porque es una curva comercial de tipo plana.

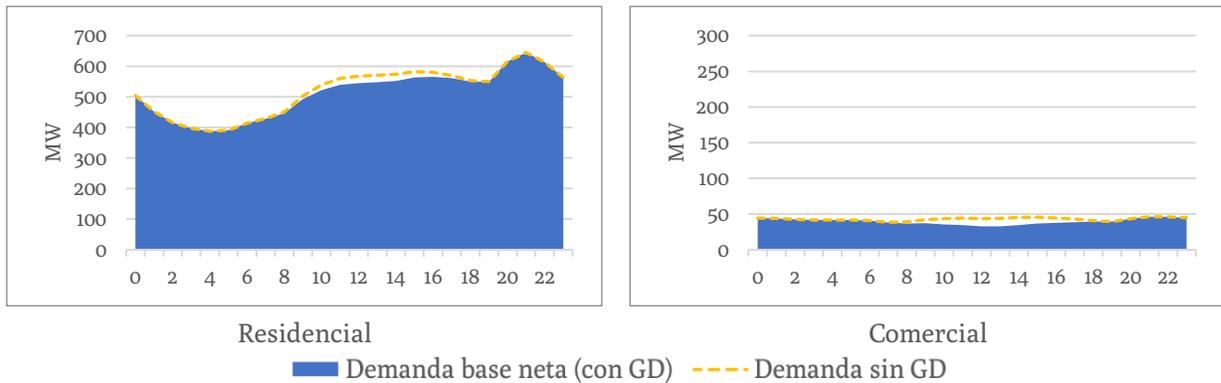


Figura 5.11: Aportación de generación distribuida en verano por sector. Año 2050. Norte Grande.

5.2.2 Zona Centro

En el caso de la Zona Centro se ve que el aporte de la generación distribuida es notablemente mayor respecto a la curva de carga original en comparación al Norte Grande. Incluso es capaz de disminuir la demanda máxima de la zona, aunque esto es gracias a que el máximo se da durante la presencia de sol. En la Figura 5.12, se puede notar que para el primer trimestre, la demanda máxima se daba alrededor de las 16:00 horas, mientras que con GD, se encuentra a las 22:00 horas. No se incluye el resultado para el factor de aptitud 10.

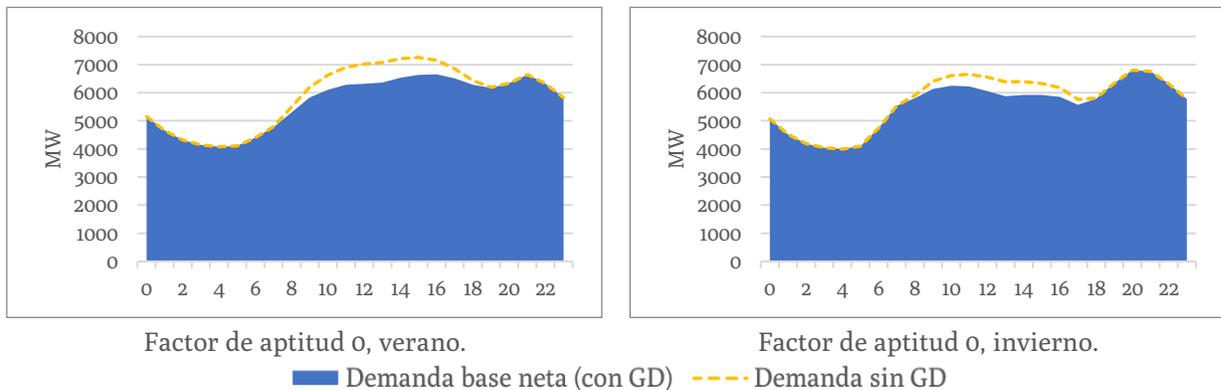


Figura 5.12: Aportación de generación distribuida Centro. Año 2050. Ambos sectores.

El mayor aporte de generación en este caso está dado por la mayor probabilidad de penetración de la tecnología en la zona centro, ya que concentra una mayor cantidad de población y por ende más mercado potencial, además de tener índices de cumplimiento de los requisitos determinados en los factores de aptitud mejores a las otras zonas.

La Figura 5.13 viene a corroborar lo que se comentaba respecto a la disminución del momento de demanda máxima debida al sector comercial. Se ve claramente el mayor impacto proporcional en aquella curva. Además, gracias a que el sector residencial cuenta con un periodo de alta demanda durante las horas de sol que también se ve disminuido, este efecto se potencia visualizándose que la GD estaría sufriendo gran parte de la demanda más alta recortando la curva agregada.

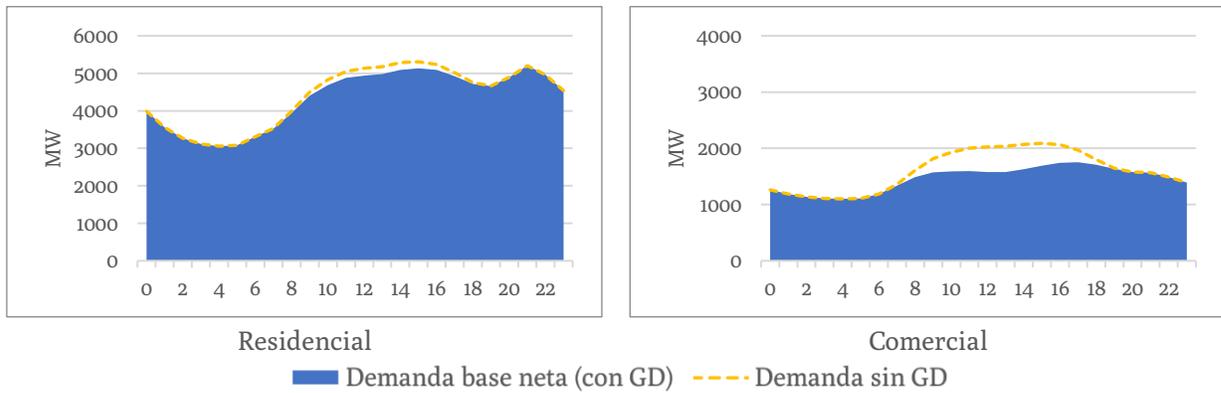


Figura 5.13: Aporte de generación distribuida en verano por sector. Año 2050. Centro. (fapo)

5.2.3 Comentarios

En adelante, todos los resultados que incluyan generación distribuida serán tomados con el factor de aptitud 0, es decir el menos restrictivo y que da una mayor penetración de esta tecnología en el tiempo.

Es notable que la energía por GD fotovoltaica no es de una cantidad considerable en comparación a la demanda general. De todas maneras es un aporte que ayuda a suavizar levemente la zona de las curvas que corresponden a las horas de luz de sol. Es más, en algunas curvas puede llegar a disminuir la demanda máxima, como es el caso de la Zona Centro y Sur.

En la Figura 5.14 se puede observar los porcentajes de aporte de la generación distribuida respecto de la demanda por zona para los periodos de verano e invierno. Es interesante ver que en la zona sur se alcanza un 7% como máximo en verano, valor que es mayor al máximo de la zona norte grande (6,6%), lugar característico por la alta radiación.

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Verano	Norte Grande	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	1,7%	3,5%	5,0%	5,9%	6,5%	6,6%	6,2%	5,2%	4,0%	2,5%	0,8%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Norte Chico	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	1,4%	2,4%	3,6%	4,6%	5,5%	6,0%	6,0%	5,4%	4,5%	3,1%	1,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Centro	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	3,4%	5,9%	7,9%	9,1%	9,9%	10,1%	9,6%	8,5%	7,0%	4,9%	2,2%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Sur	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	1,9%	3,5%	4,9%	5,8%	6,6%	7,0%	6,6%	5,9%	5,0%	3,6%	1,8%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Invierno	Norte Grande	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	1,2%	2,9%	4,3%	5,2%	5,9%	6,1%	5,8%	4,8%	3,4%	1,9%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Norte Chico	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	1,5%	2,8%	3,9%	4,9%	5,9%	6,3%	6,1%	5,5%	4,4%	2,9%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Centro	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	1,7%	4,2%	5,4%	6,5%	7,6%	7,8%	7,4%	6,3%	5,2%	3,3%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Sur	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%	2,5%	2,9%	3,8%	4,5%	4,9%	4,6%	4,0%	3,5%	2,2%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Figura 5.14: Porcentaje de generación fotovoltaica respecto de la demanda. Año 2050.

A pesar de lo anterior, como es esperable, la zona sur decae en el periodo de invierno hasta un máximo de 4,9% mientras que la zona norte grande solo baja hasta un 5,9%. La justificación es que en la zona desértica del norte la radiación no disminuye notablemente a lo largo de todo el año, mientras que mientras más al sur, el cielo se cubre de nubes y lluvia durante el otoño e invierno.

Similar es el caso de la zona central, que ve disminuido el aporte en el periodo de invierno. Es posible que estos valores también cambien porque la magnitud de la demanda varía entre estaciones, sin embargo se puede constatar en la Tabla 5.1 que la generación sí se ve disminuida notablemente en las zonas centro y sur en el periodo de invierno.

Tabla 5.1: Generación fotovoltaica diaria en MWh por periodo. Año 2050.

Zona	Verano	Invierno	Disminución
Norte Grande	283	233	18%
Norte Chico	278	234	16%
Centro	5.439	3.564	34%
Sur	1.662	994	40%

De la Figura 5.15 es posible notar el aumento progresivo por año de la generación fotovoltaica alcanzando un máximo en el 2040, con alrededor de 4% para zona Centro y de 1,5% para las otras zonas. Esto se debe a que tanto la GD como la demanda van creciendo, con la particularidad de que el crecimiento vegetativo de la demanda es a una tasa constante anual, mientras que el crecimiento de la generación es proporcional al crecimiento de la capacidad instalada. Esta última tiene una curva de crecimiento que sigue el modelo de BASS¹⁰ y por ende frena su tasa de aumento hacia el final del periodo de evaluación.

Con esto y además considerando que el modelo toma en cuenta una degradación de los paneles, se tiene que la generación de energía de los últimos años es menor en proporción a la demanda, respecto a años anteriores. A 2050 baja a ser alrededor de un 3% para el Centro y un 1% para las otras zonas.

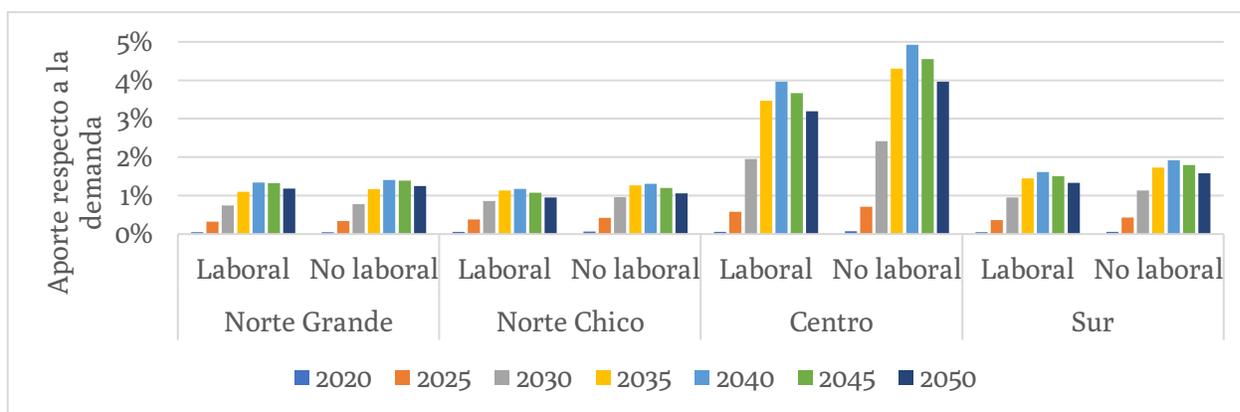


Figura 5.15: Porcentaje de energía generada respecto de la demanda diaria según zona y año en verano. (fapo)

Se pudo notar con el conjunto de resultados que como la generación distribuida fotovoltaica es baja en comparación a la demanda, no se observa la posibilidad de aparición del problema de la curva del pato (sección 2.4.1.1), ya que no se incrementan las pendientes de aumento de la demanda del atardecer. Sin embargo, este resultado no considera la generación por proyectos más grandes como los PMGD ni mucho menos grandes centrales solares, por lo que no es posible descartar que el problema sí ocurra.

¹⁰ Este modelo describe el proceso de adopción de una nueva tecnología. El resultado es una curva de crecimiento lento, que acelera progresivamente en los primeros años y desacelera en los últimos.

5.3 ELECTROMOVILIDAD

Nuevamente las posibilidades de evaluación son múltiples con respecto a las combinaciones posibles de comportamiento y periodos a analizar. Por lo mismo en lo que sigue se presenta la comparación del comportamiento entre tipos de recarga de los vehículos particulares en el trimestre que tenga la máxima demanda, teniendo en cuenta que para efectos del modelo no hay cambio entre periodos de la recarga de vehículos. Se asume recarga de buses solo nocturna.

5.3.1 Zona Norte Grande

En la Figura 5.16 se presenta la incorporación de demanda por electromovilidad según el comportamiento de recarga para las dos curvas residenciales de la zona norte grande en el año 2050.

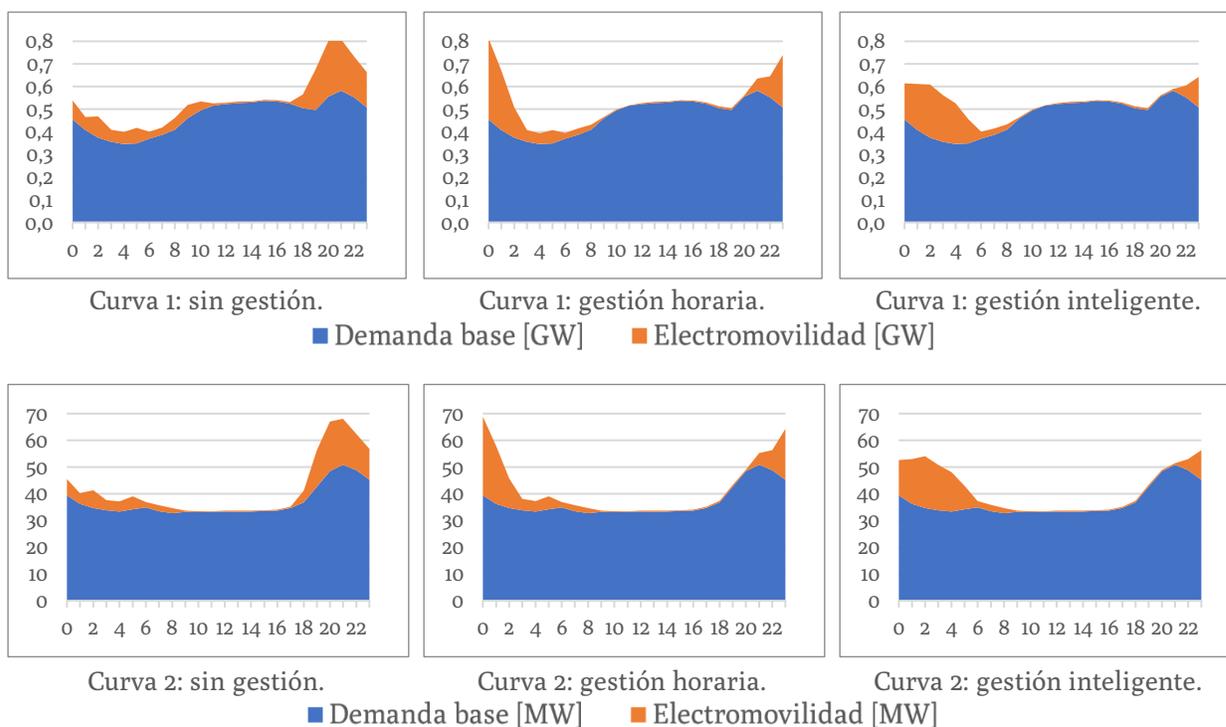


Figura 5.16: Demanda eléctrica por electromovilidad para los 3 escenarios de comportamiento. Curvas residenciales, Norte Grande, 2050.

Es inmediatamente notable la cantidad de energía que se suma a la demanda y que puede repartirse de forma muy distinta dependiendo de la gestión que se aplique al proceso de recarga de los VE. Si la recarga no cuenta con ninguna estrategia de gestión, la demanda se superpondrá justo en el periodo de máxima demanda provocando un uso más ineficiente de la red e implicando la necesidad de refuerzo.

El caso de gestión horaria traslada todo el consumo de energía, buscando no coincidir con la demanda máxima original, sin embargo, al ser una medida que provoca la conexión simultánea de muchos consumidores, sigue provocando un nuevo valor máximo de magnitud similar al caso sin gestión (800 MW en curva 1 y 68 MW en curva 2).

Para el caso sin gestión, se ve que hay un aumento durante las horas de la madrugada aunque este sea el caso en que la recarga de los vehículos comienza mucho más temprano. Esta demanda es debida a los buses, ya que estos están siendo cargados en la noche. Entonces, se ve que la demanda por buses es de un tamaño bastante considerable (55 MW entra ambas curvas), más aun teniendo en cuenta que son una cantidad de vehículos mucho menor frente a los livianos.

El motivo de lo anterior está dado por la alta potencia de los cargadores de este tipo de vehículos sumado a que cargan la capacidad completa de su banco de baterías. Ninguna de estas cosas sucede con los vehículos livianos.

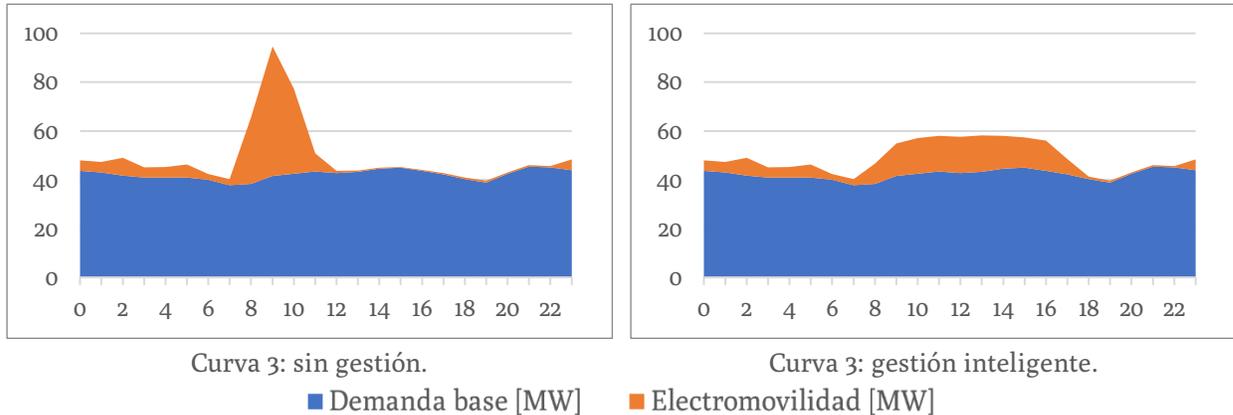


Figura 5.17: Demanda eléctrica por electromovilidad para 2 escenarios de comportamiento. Curva comercial, Norte Grande, 2050.

En la Figura 5.17 se presenta el caso del sector comercial. No se incluye el escenario de gestión horaria, ya que en este no se modeló diferencia alguna durante el día, sino que solo para la madrugada. Por lo anterior los resultados permanecen iguales al caso sin gestión.

La principal diferencia entre los casos presentados es el gran aumento de demanda en poco tiempo si no hay gestión frente a una repartición del consumo en varias horas si la hay, lo cual es complicado para una curva que solía ser plana. Este fenómeno es debido a la conexión de autos a la llegada al trabajo. Si bien, de acuerdo a la literatura, el porcentaje de estas recargas frente a las hechas en el hogar aun es bajo, la demanda de este tipo se daría en lugares más concentrados, o estaría repartida en menor cantidad de barras. La figura lo demuestra al ser la totalidad de la demanda comercial, mucho menor a la totalidad residencial.

Además, podría darse un caso más crítico, ya que agrega demanda en un horario en que este tipo de consumo está en su máximo, recordando que la demanda comercial es plana o alcanza sus valores máximos entre las 9 y las 19 horas aproximadamente.

Lo que se observó como un gran aumento en la curva comercial (pasando de 40 a 90 MW) en horas de la mañana por enchufar vehículos que se recargan en el trabajo, no es notable en la curva agregada de la Figura 5.18, y esto se debe a que este consumo es bajo en comparación al total agregado. Por lo tanto esta demanda sería más bien un problema local de los alimentadores y subestaciones de distribución. Se debe considerar que para este modelo solo el 10% de los vehículos particulares recarga en el trabajo.

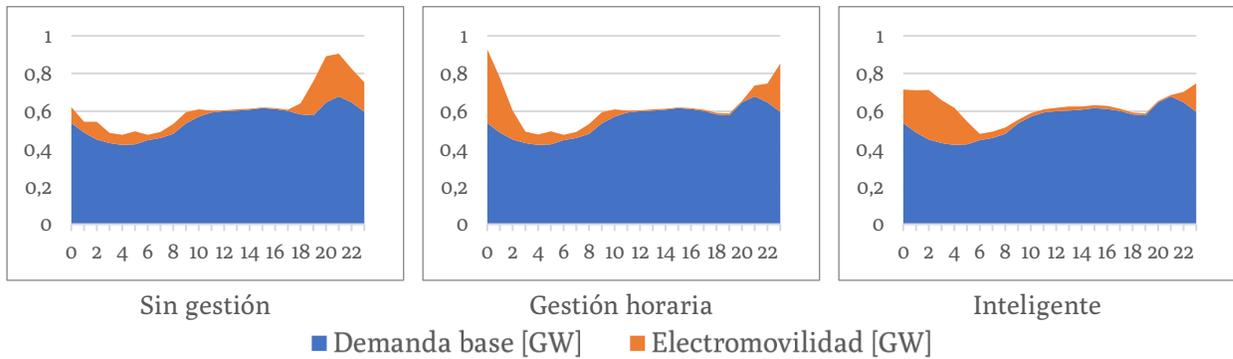


Figura 5.18: Demanda agregada Norte Grande con VE según escenario de recarga de particulares. Año 2050. Verano.

5.3.2 Zona Centro

En la Figura 5.19 se presentan los mismos resultados agregados para la zona centro. Se ve que los fenómenos producidos son muy similares a los mostrados en la zona norte grande. Algo que es notable en el caso de gestión inteligente es la rampa de caída desde 6.000 MW hasta un mínimo de 4.500 MW a las 6:00 para luego tener una rampa de subida de la demanda nuevamente hasta los 7.000 MW. Esto se da por el término de la recarga de vehículos. Para solucionar esto habría que buscar la posibilidad de retardar aún más la recarga de ciertos vehículos que no sean usados tan temprano por sus dueños, optimizando de mejor manera la gestión inteligente.

El caso de gestión horaria también añade un efecto de disminución de demanda muy fuerte (de alrededor de 3.500 MW) entre las 0:00 y las 4:00 aproximadamente, por lo que esto provocaría requerimientos de flexibilidad de la generación. Lo anterior se da porque como la mayoría de los vehículos comenzó su carga a la misma hora, terminan de cargarse simultáneamente, lo que potenciado con la disminución de la demanda base, provoca el efecto descrito.

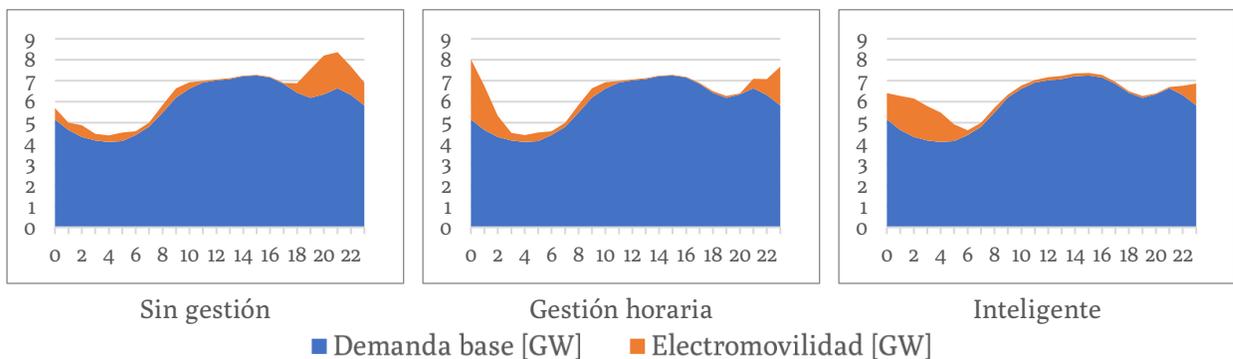


Figura 5.19: Demanda Centro con VE según escenario de carga particulares. Buses: nocturna. Año 2050. Verano.

5.3.3 Comentarios

Es notoria la ventaja de un sistema que pueda repartir la carga debida a electromovilidad de una forma eficiente entre las horas de menor consumo. En el mejor de los casos la demanda máxima aumentaría levemente. Este aumento sería principalmente debido a cargas no controlables como las hechas en electrolinerías, ya que tienden a ser más

circunstanciales y porque es necesario hacerlas en un momento en particular, por ejemplo durante un viaje.

Por otra parte si no se toma ninguna medida respecto al control de las recargas, en el caso peor de recarga sin gestión la demanda máxima aumentaría considerablemente, pudiendo llegar hasta un 40% por sobre la demanda base, obligando a una sobre ampliación del sistema. No solo implicaría la remodelación del sistema de distribución, que es necesario a todo evento, sino del de transmisión y complicaría la operación de la generación.

Es notable como la adición de esta nueva demanda puede llevar a acrecentar la forma característica de la curva. Por ejemplo en el caso de la curva residencial con carga sin gestión para Norte Grande, se provocaría una curva final con un factor de carga aún menor del que la curva ya tenía, pasando de un 81% a un 69%. Esto refleja un uso más ineficiente de la infraestructura de transmisión y distribución.

La principal ventaja de una gestión óptima de la distribución de la carga en los horarios de menor demanda es el disminuir el factor de coincidencia o simultaneidad, disminuyendo de esta manera la acumulación de carga en un solo tramo horario. Esto es posible gracias a que la demanda de energía por carga de vehículos eléctricos tiene una cierta elasticidad, es decir es desplazable en el tiempo dentro de un margen.

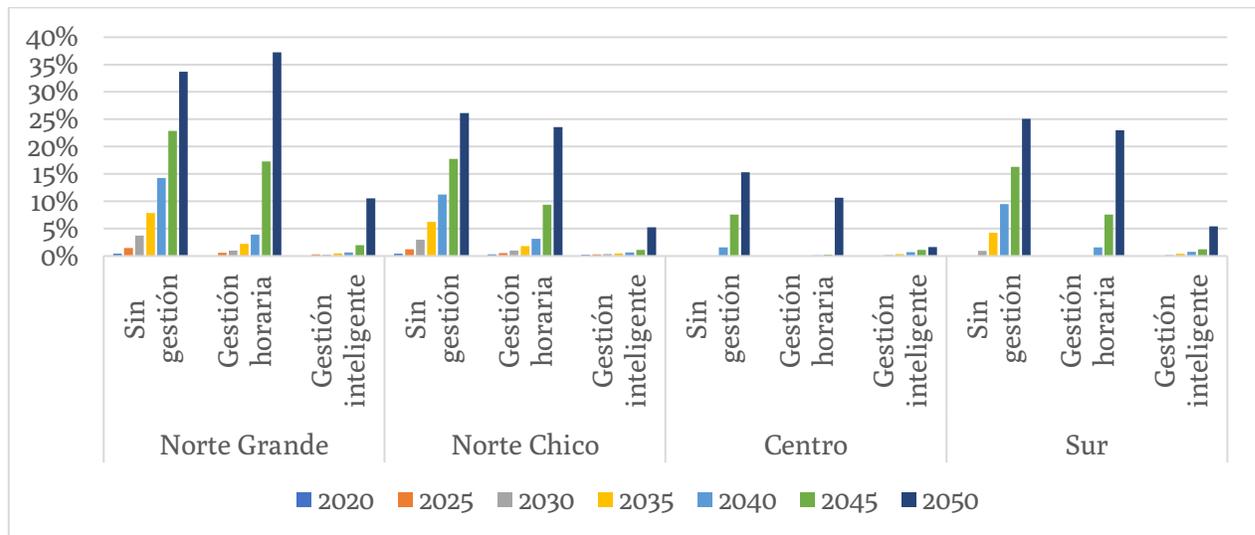


Figura 5.20: Aumento de demanda máxima por zona dependiendo del tipo de carga respecto del máximo sin electromovilidad.

De la Figura 5.20 es posible apreciar que la carga sin gestión es la menos eficiente en términos de crecimiento de la demanda máxima, tal como se venía comentando anteriormente. Se observa que para todas las zonas es el caso que provoca el crecimiento más rápido alcanzando a 2035 el 5% en la mayoría de las zonas, mientras que los otros escenarios aun no alcanzan el 1%.

La medida de aplicación de una tarifa *time of use* (gestión horaria), a corto y mediano plazo resulta una alternativa interesante para paliar el efecto de la electromovilidad. Esto se ve en que para 2035 aún no se alcanza el 3% en todas las zonas. Sin embargo si se mira a largo plazo puede llegar a ser igual de complicado que no contar con gestión en la recarga, ya que puede llevar a que exista una nueva demanda máxima en un horario posterior al actual, y de incluso mayor magnitud dependiendo del nivel de penetración de la electromovilidad.

Esta situación particular sucede en la zona Norte Grande donde a 2050 el caso con gestión horaria alcanza un crecimiento del 37% del máximo mientras que sin gestión es de 34%. Se ve además por la forma de crecer las barras de este escenario, primero lentamente y luego muy rápido, si se hiciera el análisis a más largo plazo también sucedería esto con las otras macrozonas al seguir aumentando la penetración de VE.

Otro aspecto interesante de comentar es que la zona menos afectada resulta ser la central. Su máximo solo crece un 28% y 15% en los casos sin gestión y gestión horaria respectivamente. Las otras zonas rondan el 30% para ambos casos. Esto se debe a que en la zona central la curva de demanda sin la nueva tecnología tiene su máxima demanda en horas anteriores a las 18:00, momento en que comienza la demanda eléctrica para recarga de vehículos. Por lo tanto, si la curva continúa en el futuro con ese comportamiento hay un margen disponible para asumir demanda de energía a partir de las 18 horas.

Es necesario tener en consideración de todas formas que esta curva corresponde al agregado y por lo tanto este análisis solo tiene validez como una mirada macro del sistema. Es decir, puede resultar de utilidad para el sistema de transmisión y generación. A más bajo nivel, esto es, subestaciones de distribución y las redes aguas abajo el análisis es distinto: si se desagrega por alimentadores por ejemplo, es muy posible que la demanda de estos empiece a verse marcadamente residencial o comercial.

El caso residencial es el crítico ya que son los que reciben el fuerte de la demanda, a causa de que lo que predomina en electromovilidad es la recarga de vehículos particulares, y son estos alimentadores los que presentan su máximo coincidente con la recarga sin gestión. El gráfico de Figura 5.21 corrobora lo expuesto, teniendo que para el sector residencial de la zona centro ahora sí se produce un aumento significativo de la demanda máxima en el escenario de recarga sin gestión, llegando al 30% en 2050, nivel comparable al de las otras macrozonas.

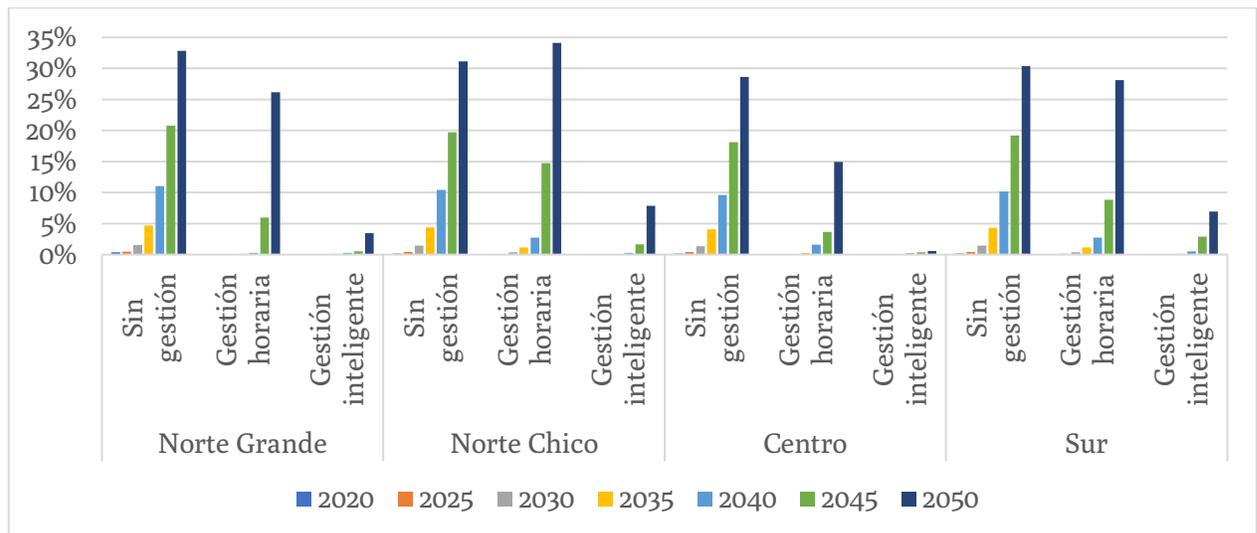


Figura 5.21: Aumento de demanda máxima por zona dependiendo del tipo de carga respecto del máximo sin electromovilidad para sector residencial.

El resultado de la gestión inteligente es evidentemente el más beneficioso en el sector residencial, ya que solo aumenta la demanda máxima a 2050 en alrededor de 5% para todas las macrozonas, mientras que sin gestión se puede llegar al 30% o 35% para el mismo año.

5.4 CLIMATIZACIÓN ELÉCTRICA

A continuación se presentarán algunos resultados relevantes de demanda adicional por climatización eléctrica. Se escogieron ciertos casos representativos que muestran los comportamientos predominantes para las estaciones más extremas en términos de temperatura, ya que son las que provocan los consumos más intensos de esta tecnología.

El primer resultado presentado en la Figura 5.22 es para ilustrar y explicar la aparición de un máximo de demanda que se produce en horas de la mañana en los casos de calefacción encendida de manera continua. Esto se da por un cambio en la consigna de temperatura entre noche y día en los equipos modelados.

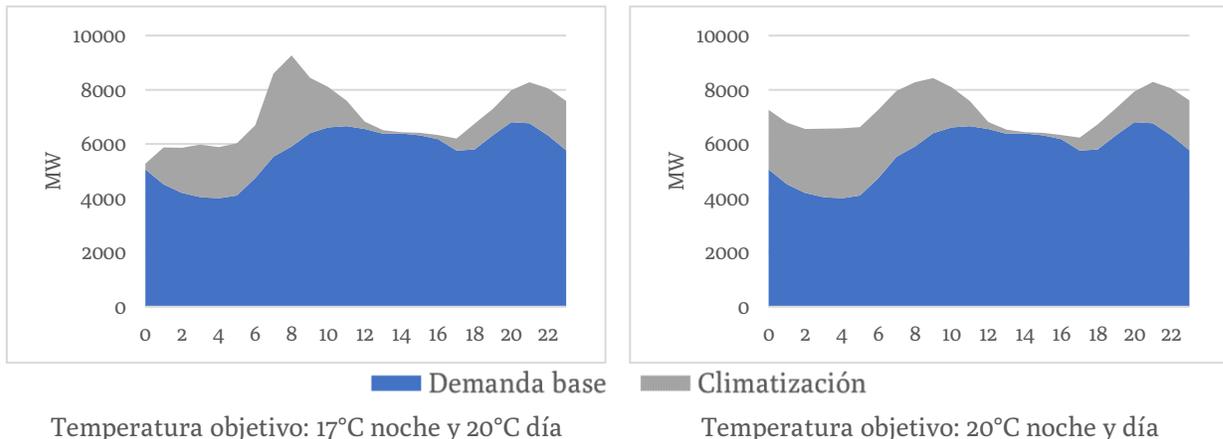


Figura 5.22: Diferencias entre operación a temperatura objetivo diferenciada para día y noche y temperatura constante. Zona centro, invierno.

Como se observa en la Figura 5.22, si se fija una temperatura objetivo diferenciada, en este caso de 17°C para la noche y 20°C para el día se produce una punta de demanda en la hora de cambio de la temperatura objetivo (08:00). Esto se debe a que a esa hora la temperatura exterior sigue siendo baja y los equipos comienzan a operar con mayor frecuencia para elevar la temperatura interior a la nueva consigna.

Este es un caso particular de lo que sucede cuando el equipo está apagado y es encendido, teniendo que lograr un aumento de temperatura considerable, con hasta 10°C de diferencia dependiendo de la zona, por lo que consume mucha más energía. Por lo tanto en los escenarios de uso en que los equipos sean encendidos manualmente a ciertas horas, es esperable que se produzca una demanda inicial fuerte para estabilizarse en las horas posteriores.

En la Figura 5.23 se ilustra el aumento en la demanda máxima con climatización respecto del valor máximo sin climatización en valor porcentual. De allí se puede notar que la demanda máxima puede ser considerablemente más alta (pasando de 8.434 MW a 9.268 MW en zona centro) con este fenómeno del cambio de consigna de temperatura. No obstante sucede que la energía consumida en todo el día es menor en 4.429 MWh (alrededor de 12%) para este caso de temperatura diferenciada. Este resultado es consistente debido a que durante las horas muy frías el aparato opera menos forzado para lograr mantener una temperatura interior menos distante con la baja temperatura del exterior.

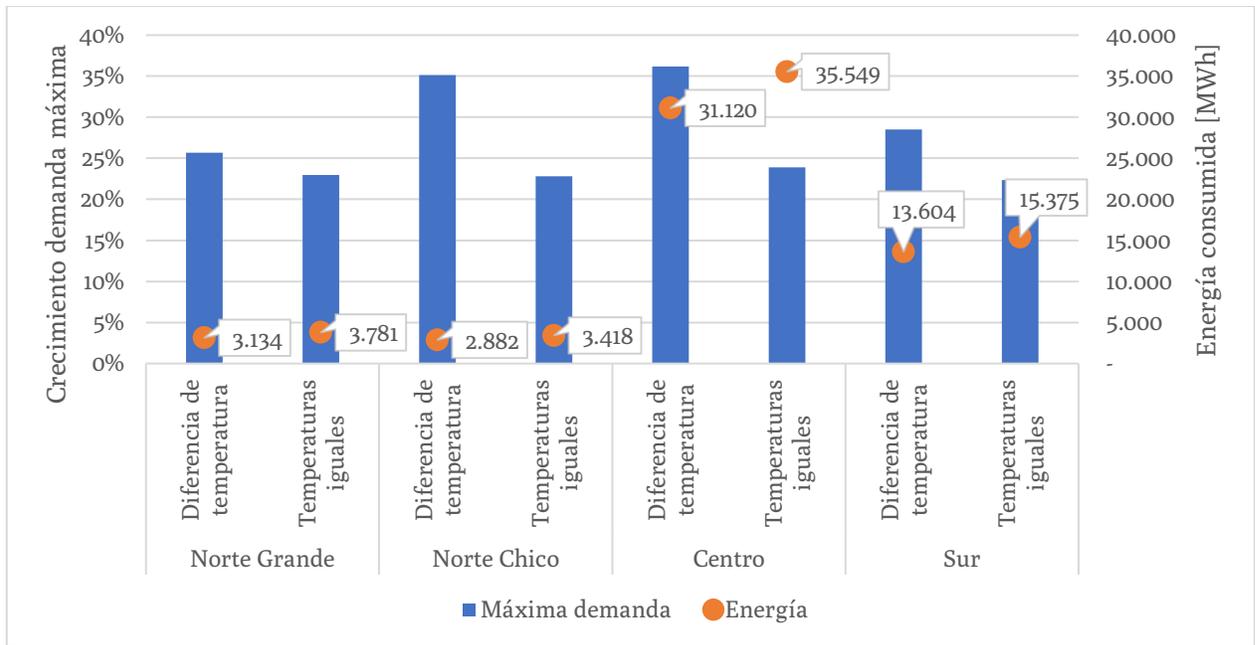


Figura 5.23: Resultados por zona para operación por temperatura diferenciada.

En lo que concierne a este trabajo, se utilizará la consigna de temperatura diferenciada entre noche y día debido a que por las condiciones de actividad realizadas en cada periodo, los requerimientos de temperatura para alcanzar el confort térmico en la noche son menores.

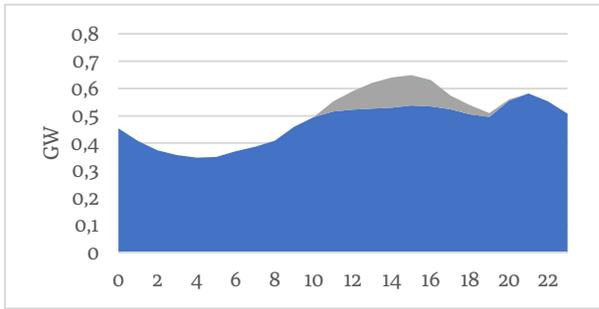
5.4.1 Zona Norte Grande

La Figura 5.24 muestra que la coincidencia en la operación de los equipos por la llegada de personas al hogar produce un máximo de demanda en un corto tiempo, este es el caso de verano con el aire acondicionado. Este valor alto se explica por la acumulación de calor en el interior de las viviendas en horas previas, causando que al encender los aparatos estos operen consumiendo bastante para enfriar los lugares.

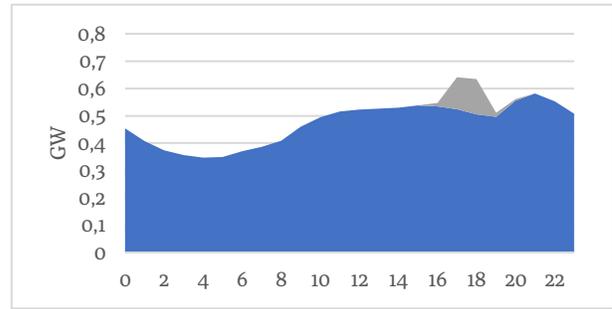
En contraposición está el caso de uso continuo que muestra un valor mucho más suave de demanda, provocando un valor de demanda en la misma hora bastante más acotado, gracias a que el equipo ha estado manteniendo la temperatura interior a lo largo del día. Su máximo lo alcanza alrededor de las 15:00 horas.

Al hacer la misma comparación entre modos de uso en el periodo de invierno, la principal diferencia es que se elimina la demanda por calefacción en horas de la madrugada en el caso de uso por presencia. Esta diferencia de energía demandada es de una magnitud importante, pasando de 2.768 MWh a 794 MWh, lo que equivale a un 71% de reducción. La explicación es de tal cantidad de energía es por la fuerte oscilación térmica de esta zona del país. En las otras macrozonas del país se dan resultados análogos en la comparación entre los modos de uso de los equipos HVAC.

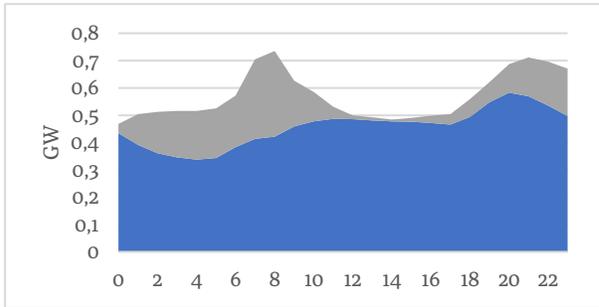
En la Figura 5.25 se muestran los mismos resultados anteriores pero para la curva 2 que también es residencial. Por lo que se puede observar que los fenómenos ocurridos son equivalentes. La única diferencia notable es que como esta demanda base es más plana, el máximo del conjunto no se da en la mañana si no en la tarde.



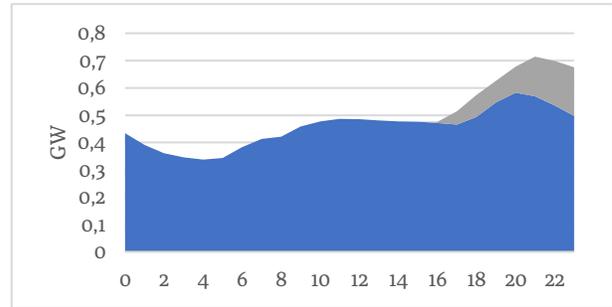
Curva 1, verano, uso continuo.



Curva 1, verano, uso por presencia.



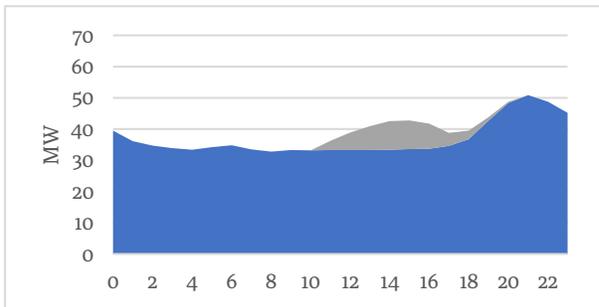
Curva 1, invierno, uso continuo.



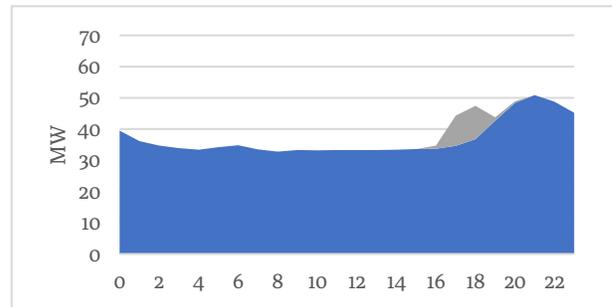
Curva 1, invierno, uso por presencia.

■ Demanda base ■ Climatización

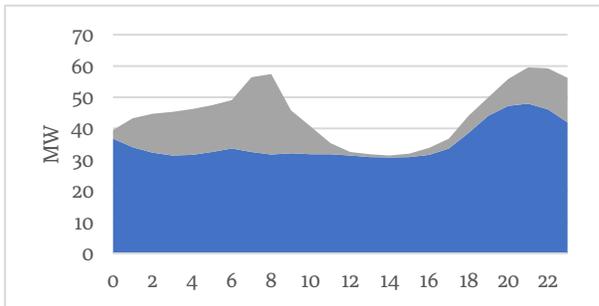
Figura 5.24: Demanda Norte Grande con climatización por tipo de uso para curva residencial 1.



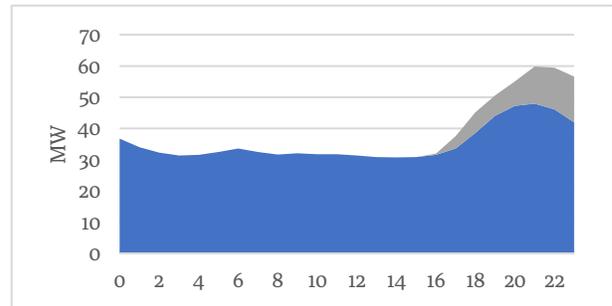
Curva 2, verano, uso continuo.



Curva 2, verano, uso por presencia.



Curva 2, invierno, uso continuo.



Curva 2, invierno, uso por presencia.

■ Demanda base ■ Climatización

Figura 5.25: Demanda Norte Grande con climatización por tipo de uso para curva residencial 2.

En relación con el sector comercial se tienen los resultados de la Figura 5.26, que muestran cómo para la época de verano no es relevante el criterio de uso de la climatización. En horas en que no se usaría porque no hay personas en el lugar tampoco es necesario pues hay disminución de temperatura en el exterior apagándose los equipos de forma autónoma.

Ahora bien, en el periodo de invierno sí se da una diferencia dado que para esta estación se hace necesaria la calefacción para mantener temperatura de confort en la noche. Por lo mismo, si se toma en consideración el caso de uso por presencia de personas se da un valor máximo en horas de la mañana (entre 09 y 10 horas) debido a que por la disminución de temperatura nocturna el equipo debe calentar las oficinas para llegar al objetivo de 20°C. A esa misma hora en el modo continuo no hay demanda pues se ha logrado llevar a temperatura de confort el lugar desde antes en la madrugada.

Esta demanda decae rápidamente gracias al aumento de temperatura debido a fuentes como la ganancia por radiación solar, presencia de personas e iluminación. Además, debido a que el modelo está construido con valores de aislación de una normativa del Ministerio de Obras Públicas recomendados para eficiencia energética, la capacidad de contención de calor es buena.

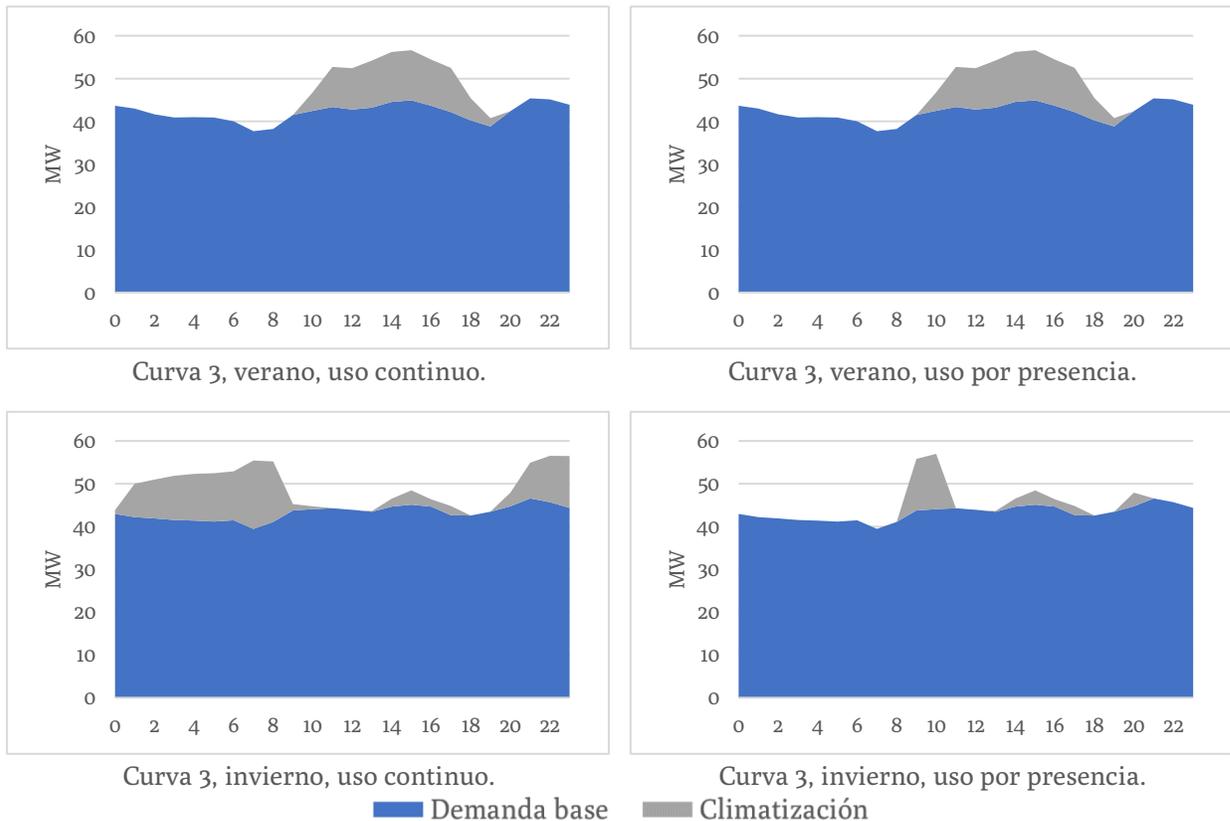


Figura 5.26: Demanda Norte Grande con climatización por tipo de uso para curva comercial.

5.4.2 Comentarios

Las demás zonas tienen un comportamiento similar en cuanto a la aparición de máximos por el cambio de consigna de temperatura en la mañana para la calefacción (periodo invierno) y por el encendido en la llegada de las personas a sus hogares en la tarde en el caso de uso de aire acondicionado (en verano).

Por parte del sector comercial también se da el aumento por encendido a las 9:00 en el caso de uso por presencia en periodo de invierno, y la igualdad de resultados para ambos modos de uso en el verano.

Al igual como se hizo con la electromovilidad, el análisis del cambio de la demanda máxima se hace interesante para observar el impacto que tendrá la climatización en el perfil diario. En la Figura 5.27 se tiene el cambio porcentual en la demanda máxima entre el caso con climatización y la demanda base, y se observa que puede llegar a sobrepasar el 40% para 2045 en el caso de las zonas Norte Chico y Centro para modo de uso continuo. Al contrastar con el modo de uso por presencia, el aumento del máximo es mucho más acotado estando alrededor del 25%.

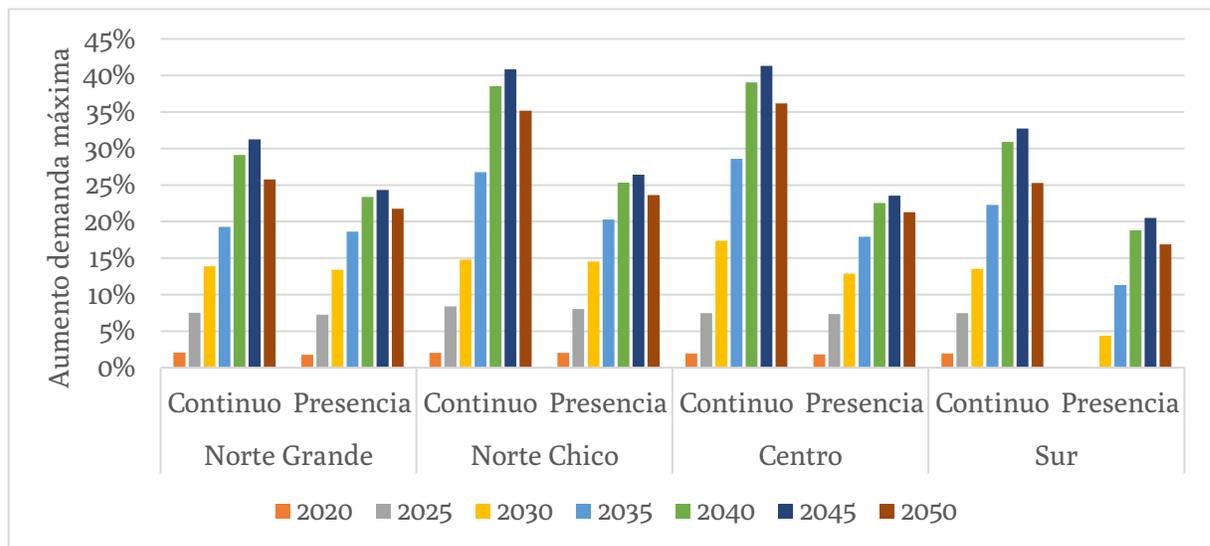


Figura 5.27: Aumento de demanda máxima por zona dependiendo del modo de uso respecto del máximo sin climatización (periodo invierno).

Es importante destacar la tendencia clara de obtención de máximos mayores en el modo de uso continuo frente al modo presencia, a partir del año 2035 aproximadamente para todas las macrozonas. Es decir que a corto plazo ambos modos impactan por igual en el crecimiento de la demanda máxima, pero a largo plazo es más favorable el caso de uso por presencia.

También se puede observar que el máximo crecimiento se da para el año 2045, y esto se debe, de manera similar a lo que ocurre con la generación distribuida, a la forma de crecimiento en la penetración de la climatización. Como es un crecimiento que alcanza su máximo poco antes de 2045 (Figura 4.12), luego solo crece esta demanda por el aumento de viviendas, pero al mismo tiempo la demanda base también crece, quedando entonces por debajo del crecimiento de ésta última y provocando esta disminución de crecimiento de la demanda máxima.

5.4.3 Validación

En [36] se entregan valores de referencia del consumo de energía anual que se puede esperar por concepto de calefacción para viviendas en distintas ciudades del país. La manera en que definen este consumo es por calefacción para la obtención de temperaturas de confort en periodos fríos del año sin especificar a qué periodos específicamente corresponden.

Se indica que la energía está estimada con un supuesto de confort térmico dado por una temperatura objetivo de 17°C en horas de la madrugada y a partir de las 7 de la mañana una temperatura de 20°C para el resto del día posterior a las 7:00.

Los valores están en unidades de kWh/m², por lo que usando la medida de la casa promedio del modelo de se puede hacer una comparación de las demandas obtenidas. Hay que tener en cuenta que es una medida de la energía para suplir las ganancias o pérdidas de calor según las especificaciones del modelo térmico.

Considerando la relación entre la demanda eléctrica del equipo y su capacidad de entrega de calor, se puede obtener el coeficiente de operación a partir de la siguiente relación entre las potencias:

$$COP = \frac{P_{calor}}{P_{eléctrica}} \quad (5.2)$$

Donde se tiene que:

- P_{calor} es la potencia que es capaz de entregar o absorber en forma de calor el equipo en kW, que debe obtenerse a partir del valor nominal normalmente expresado en BTU/h.
- $P_{eléctrica}$ es la potencia eléctrica nominal del equipo para su funcionamiento en kW.

Tomando los valores del equipo usado en el modelo: 24.000 BTU/h que es equivalente a 7,03 kW para la entrega de calor y 2,1 kW para la potencia eléctrica de consumo, el valor del COP queda en 3,34.

Los valores obtenidos se muestran en la Tabla 5.2, donde se puede ver que la estimación del modelo se acerca bastante en las ciudades de Santiago, Concepción y Temuco. Para las últimas dos se consideran todos los trimestres del año, mientras que para la primera solo los de otoño e invierno. Esto como consideración a que no se especifica qué periodos del año se consideran fríos, y tomando en cuenta que Concepción y Temuco son ciudades de la zona Sur.

Se observa también una discrepancia notable en la ciudad de Calama y en menor medida en Copiapó y Valparaíso. Esto podría ser visto como una posible diferencia en los supuestos de meses a considerar para la estimación, que como se ha dicho no se especifican en la fuente. Por otra parte, el resultado elevado para Calama y Copiapó no se considera irregular debido a la alta oscilación térmica de esas ciudades desérticas, lo que exige mucha más energía para calefaccionar.

Una fuente de error que se puede asociar al modelo es el uso como fuente de información de temperatura ambiental un perfil promedio diario por cada trimestre. Esto no permite capturar diferencias mes a mes, ya que por ejemplo puede suceder en algunas ciudades que dos meses de un mismo trimestre varíen notablemente sus temperaturas máximas y mínimas. Esto es importante al tener en cuenta que la energía demandada no es linealmente dependiente de la temperatura, ya que hay un modelo de encendidos y apagados del equipo frente al equivalente térmico de la edificación, que es lo que determina la demanda de energía.

Tabla 5.2: Comparación energía demandada por vivienda según modelo y [36].

<i>Ciudad</i>	Modelo			Referencia [36]	
	Periodo	Energía eléctrica [kWh/día]	Energía eléctrica anual [kWh]	Energía térmica anual [kWh]	
<i>Santiago</i>	Trimestre 2	6.842	1.611.883	5.399.808	5.889.900
	Trimestre 3	10.871			
<i>Valparaíso</i>	Trimestre 2	7.703	1.797.120	6.020.352	5.215.200
	Trimestre 3	12.265			
<i>Calama</i>	Trimestre 2	18.972	3.193.020	10.696.617	7.106.570
	Trimestre 3	16.506			
<i>Copiapó</i>	Trimestre 2	5.567	1.239.300	4.151.655	3.408.840
	Trimestre 3	8.203			
<i>Concepción</i>	Trimestre 1	2.456	1.960.200	6.566.670	6.325.000
	Trimestre 2	6.024			
	Trimestre 3	8.342			
	Trimestre 4	4.958			
<i>Temuco</i>	Trimestre 1	3.136	2.300.310	7.706.039	7.205.000
	Trimestre 2	7.629			
	Trimestre 3	9.447			
	Trimestre 4	5.347			

5.5 ANÁLISIS CONJUNTO

Luego de la clasificación de los clústeres o curvas representativas de cada zona, que fueron mostrados en la Figura 5.1, éstos son escalados a tamaño normal por medio de la sumatoria de los máximos de las demandas de las barras pertenecientes al grupo representado por cada clúster. Posteriormente los consumos por nuevas tecnologías modelados son asignados a cada sector que correspondan, y en este caso al haber dos curvas residenciales, se realiza el proceso de adjudicación por criterio de participación energética. Para ilustrarlo, en la Figura 5.28 se muestran estos resultados para invierno y verano de la zona Norte Grande en el contexto del Escenario 1.

Se agrega a estos resultados la línea del perfil de demanda según cálculo con la metodología que se usa actualmente, que corresponde a la estimación de la energía total demandada y repartida equitativamente a lo largo del día, ya que no puede discriminar entre comportamientos horarios. Este resultado está etiquetado como «Método actual».

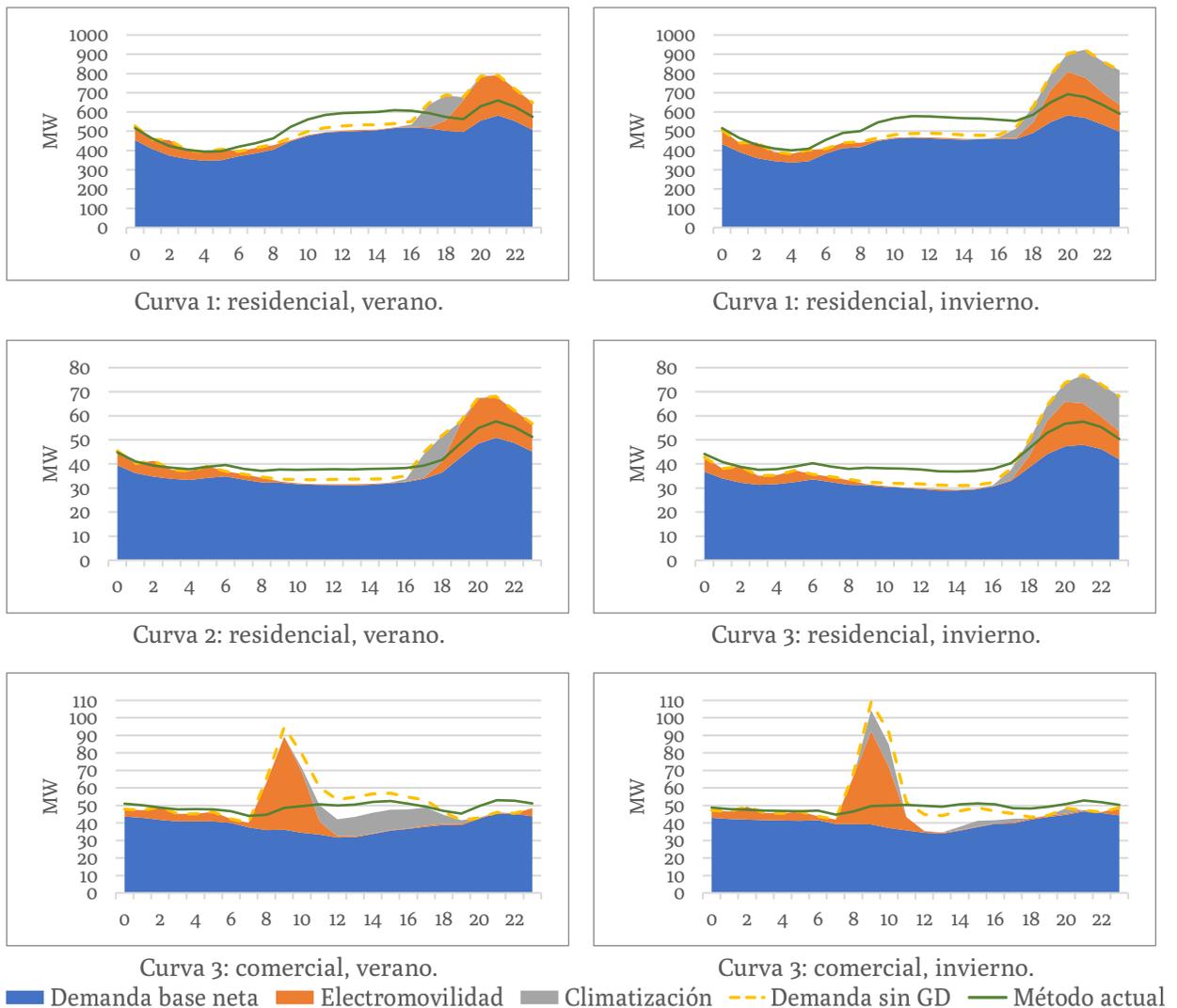


Figura 5.28: Resultados de agregación de nuevas tecnologías por tipo de curva, zona Norte Grande, año 2050, escenario 1.

De los resultados presentados en la Figura 5.28 se observa la ventaja del modelo construido en este trabajo frente a la metodología tradicional, el cual permite determinar con precisión horaria la demanda diferenciada por cada tecnología y según el comportamiento en el uso de los artefactos correspondientes. Con esto se adquiere la posibilidad de hacer análisis específicos respecto a:

- El cambio del máximo de la demanda: donde por ejemplo para la curva 1 se obtiene 791 MW con el método propuesto frente a los 660 MW del tradicional, que provoca una subestimación del pronóstico.
- La aparición de rampas importantes: como ejemplo está la misma curva 1, en que tomando el periodo de 18 a 20 horas, el método tradicional estima un crecimiento de la demanda de 139 MW, mientras que el propuesto determina un valor de 390 MW. Esta información es de gran importancia porque entrega indicios de la necesidad de generación flexible.
- El cambio en el factor de carga: el método tradicional parte de la base de asumir que la demanda se repartirá conservando la silueta del perfil ya existente, por lo que el factor de demanda no varía en absoluto, mientras que el método propuesto al capturar la repartición de la demanda a lo largo del día dependiendo del escenario de uso, obtiene una silueta nueva reflejando el cambio en el factor de carga. Por ejemplo, para la curva 1, el factor de carga pasa de ser 81% originalmente a 68%, denotando una disminución en la eficiencia del uso de la infraestructura.

La Figura 5.28 demuestra la capacidad del modelo de tomar la demanda por nuevas tecnologías y repartir entre las curvas representativas de la demanda base de cada macrozona. Sin embargo, en lo que sigue del documento se presentarán los resultados agregados por zona de los escenarios 1, 2 y 4 definidos en la Tabla 3.1 para el año 2050. El resto de los resultados de otros escenarios y del año 2035 para todos, se encuentran adjuntos en el **ANEXO B**.

5.5.1 Escenario 1

Los resultados de este escenario en la Figura 5.29 muestran una fuerte coincidencia en horas de la tarde de las nuevas demandas, sobre todo en el periodo de invierno, aumentando la punta de demanda de la tarde entre un 40 y 50%. Se nota la gran demanda por parte la necesidad de calefacción en ese horario y que a medida se avanza hacia zonas más frías (norte a sur), la climatización tiene un consumo más considerable en momentos inmediatamente posteriores a su encendido.

Este caso supone una fuerte rampa de aumento de la demanda entre las 16 y las 20 horas para todas las zonas, gracias a la acumulación de dos tecnologías de gran consumo, especialmente en época de invierno. Solo en la zona Centro la rampa es de 3.764 MW en esas 4 horas, lo que supone un desafío importante a la generación convencional. En verano la superposición de las tecnologías no es completa, por lo que la rampa permanece, solo que con una diferencia de potencia a alcanzar menor. En ese caso el aumento en la demanda es de 2.268 MW, sin embargo sigue siendo un desafío incluso mayor al ser solo dos horas el tiempo para este cambio.

Si a lo anterior se añade un aumento en la penetración de energía solar, la necesidad de flexibilidad se vería aumentada todavía más. Es notable que justo en la hora en que se da el aumento de demanda por electromovilidad y climatización coincide la puesta del sol y por ende del aumento de la demanda neta.

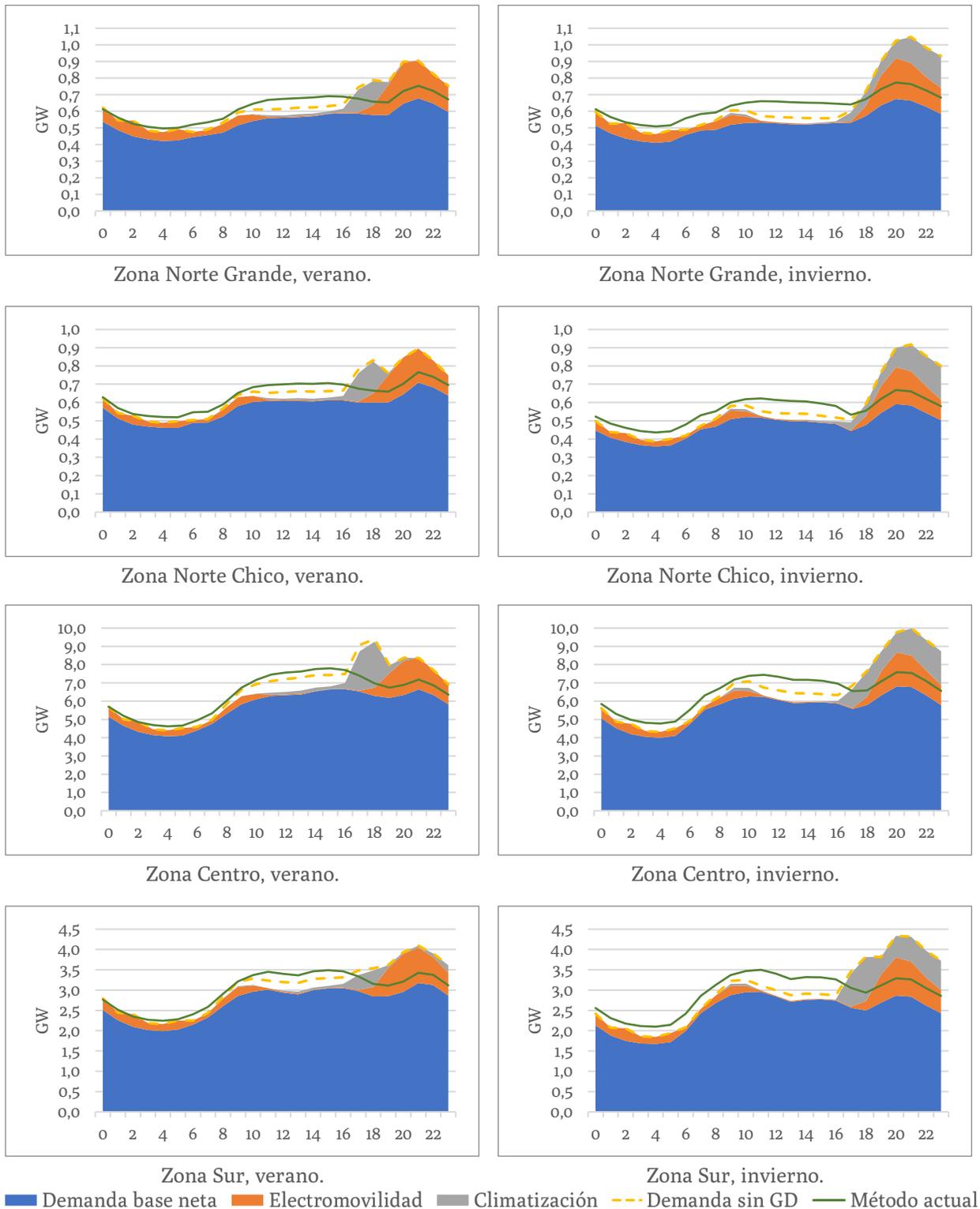


Figura 5.29: Resultados por macrozona del escenario 1, año 2050.

Es posible notar también un aumento momentáneo del consumo de ambas tecnologías en las horas de inicio de jornada laboral. Uno corresponde el encendido de calefacción en oficinas que se mostró en los resultados de climatización (sección 5.4.1), que de todas formas

es muy bajo respecto del consumo base. El otro corresponde a la recarga de vehículos en el lugar de trabajo. El consumo por electromovilidad que se observa en la noche corresponde a buses eléctricos.

En el periodo de verano se hace notable un consumo que inicia a las 17:00 y dura alrededor de 3 horas y que se explica por la llegada de las personas a sus hogares y el encendido de equipos de aire acondicionado. Lo anterior conlleva una demanda fuerte para enfriar las viviendas que pronto se hace poco necesaria con la disminución de la temperatura ambiental del atardecer. Así los equipos terminan apagándose.

Esta punta se da más ostensible en la zona centro alcanzando con ella la demanda máxima de ese periodo, por sobre los 9.000 MW, gracias a los más de 2.000 MW que agrega. Lo anterior se explica por la gran cantidad de viviendas que involucra esta zona, y en particular, que concentra la mayoría de los departamentos respecto del total nacional. En la zona Sur por su parte, otra zona de gran penetración de viviendas, se da una demanda mucho menor (de alrededor de 500 MW) por este concepto, que respecto a la demanda base es aproximadamente un 17% del máximo, mientras que para la zona centro es 36% de su demanda base máxima. Esto responde a que es una zona de temperaturas más bajas por lo que prescinde más del uso de aire acondicionado.

Es notable la subestimación que hace el método actual de la demanda máxima para todas las zonas. Como ejemplo se tiene que para la zona centro, el déficit en la estimación alcanza el 17% en verano y el 24% en invierno.

5.5.2 Escenario 2

El escenario 2 para 2050 se presenta en la Figura 5.30. Lo más relevante es el traslado temporal de la demanda de la electromovilidad, permitiendo que el aumento por climatización en horas de la tarde no provoque un crecimiento de la demanda máxima tan fuerte como en el escenario 1. Se da en este caso un cambio en el horario de la máxima demanda, pasando del tradicional a las 20:00 o 21:00 hacia las 18:00 si es verano, y a las 23:00 si es invierno.

En algunos casos como en la zona Norte Chico y Centro, la punta por aire acondicionado en verano hace alcanzar el mismo nivel máximo de demanda que el conjunto calefacción y electromovilidad en invierno. Sólo cambian las horas en que esto ocurre. El caso de verano es relevante de análisis debido a que provoca una rampa de aumento de la demanda de aproximadamente 2.000 MW. Este valor disminuye un poco respecto del obtenido en el escenario 1, debido a que en este caso no hay superposición entre climatización y electromovilidad. Por lo tanto, la principal responsable del aumento de la demanda máxima es la climatización. Hay que tener en cuenta en este resultado que la penetración de esta tecnología es bastante alta para este año, y que se ha modelado una coincidencia de encendido de la totalidad de los equipos en solo 2 horas.

En este caso la proyección del perfil por el método tradicional se acerca más al valor de demanda máxima que en el escenario 1. No obstante, esto se da tomando un caso bien particular de la electromovilidad, que es la gestión inteligente de las recargas de VE. La subestimación en este caso para la zona central es de 14% en verano y 13% en invierno.

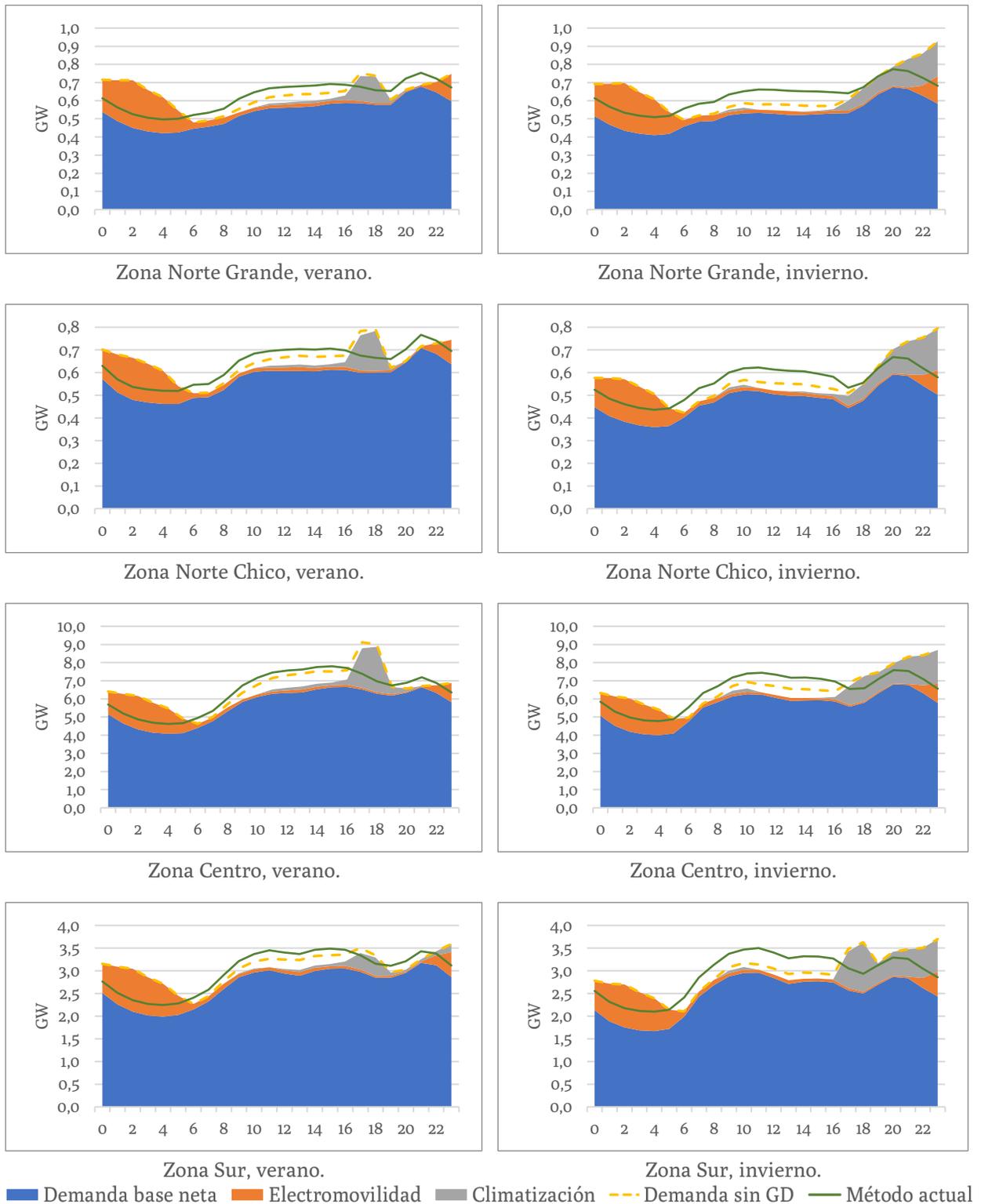


Figura 5.30: Resultados por macrozona del escenario 2, año 2050.

5.5.3 Escenario 4

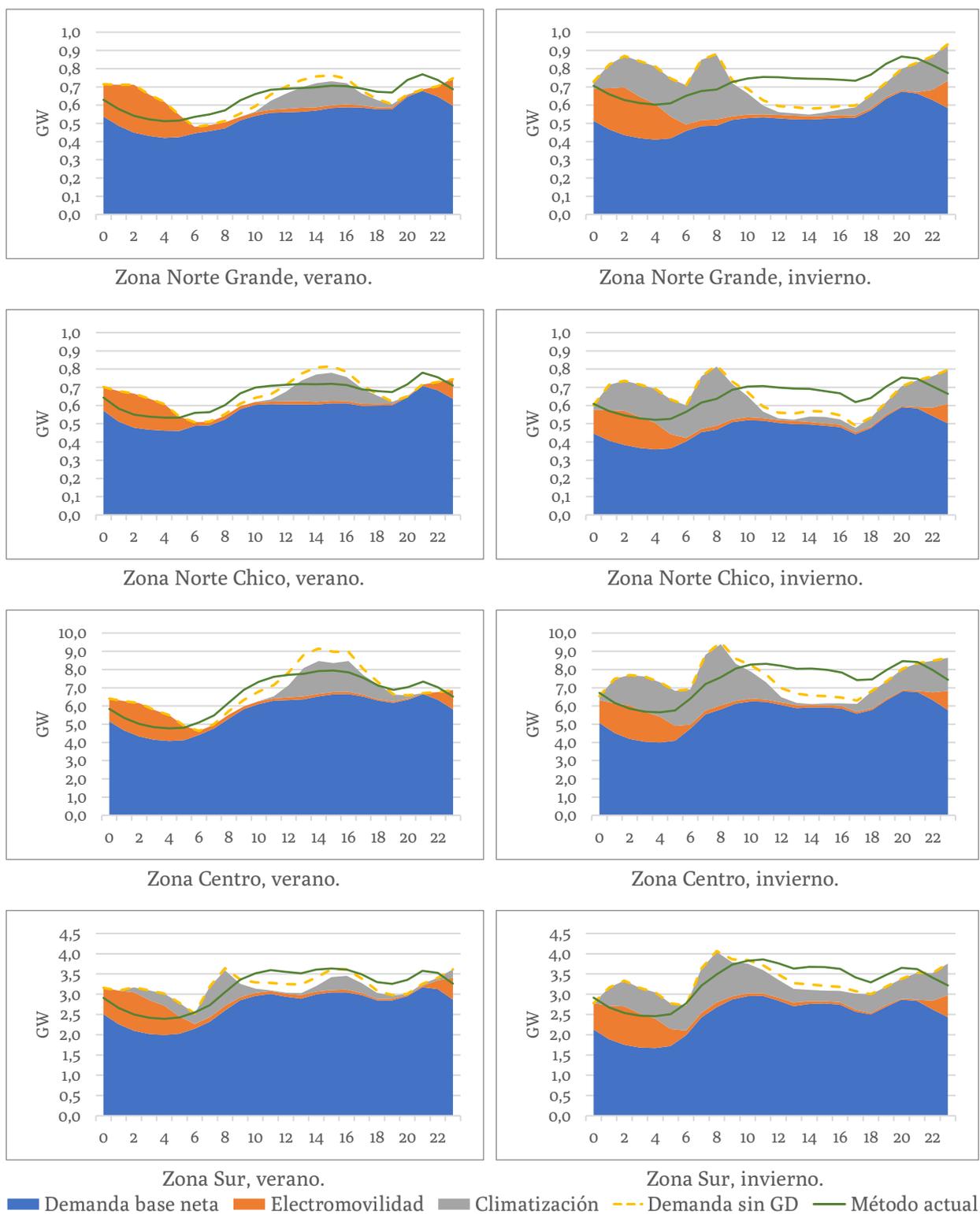


Figura 5.31: Resultados por macrozona del escenario 4, año 2050

Lo más apreciable de este escenario (Figura 5.31) es que la cantidad de energía consumida por climatización puede ser bastante significativa, en específico por requerimientos de calefacción en el periodo de invierno. Como ejemplo, se consumen 31.120 MWh solo en la zona Centro para climatización en invierno, frente a 10.136 MWh en la misma zona para los dos escenarios anteriores. La calefacción se hace necesaria en todas las zonas del país en horas de la madrugada y la mañana debido a la disminución de la temperatura ambiental que ocurre a esas horas, esto incluye al norte que alcanza temperaturas muy bajas en aquel horario.

En contraposición, el aire acondicionado en verano solo consume en horas del día, hecho razonable al ser el clima de este país en su mayoría templado con la excepción desértica del Norte Grande, que aun así tiene bajas temperatura en la noche. No existe ninguna zona en el territorio nacional que tenga temperaturas mayores 20°C en la noche que requieran su uso.

Lo que se ve como demanda de climatización en el horario nocturno para la zona Sur en verano, es también por concepto de calefacción. Y esto es debido a que para este trabajo no se activó una restricción de encendido de este servicio para la zona Sur por motivos de su clima más frío.

La aparición de demanda por aire acondicionado es coincidente con la generación distribuida, por lo que resulta sugerente el fomentar el desarrollo de la GD en caso de existencia alta de climatización por aire acondicionado.

Se puede notar que el método tradicional de estimación carece del detalle necesario respecto de las magnitudes de demanda a lo largo del día. En la época de invierno sobreestima la demanda de potencia en las horas del día, teniendo por ejemplo que para la zona centro en invierno la demanda alcanza los 6.000 MW a las 14 horas, mientras que el método actual indica que es de alrededor de 8.000 MW. Por otra parte, la demanda máxima es subestimada por el método usado actualmente, con hasta un 11% de déficit respecto del estimado por el método propuesto.

Con estos hechos se destaca la ventaja del método propuesto, ya que permite diferenciar los consumos, identificando claramente los momentos del día en que impactarán mayormente a la curva. En consecuencia, se obtiene una mejor conclusión de las nuevas exigencias a la que se verá sometida la operación, respecto a la capacidad de generación y su flexibilidad necesaria, y la planificación, respecto de la capacidad de transmisión y distribución.

5.5.4 Comentarios

Es importante considerar ciertos aspectos que pueden ocurrir con el sistema eléctrico dependiendo del escenario de comportamiento que se dé con las nuevas tecnologías estudiadas.

Así, por ejemplo, el aumento de consumo de energía es un factor relevante en un mundo que está buscando disminuir las emisiones y hacerse más eficiente. En la Figura 5.32 se ilustra el aumento de energía por macrozona según el escenario considerado, y se puede notar que los casos 3 y 4 son los más fuertes, en especial en la época de invierno que puede llegar al doble de la energía de los otros escenarios (con un 30% a 35% de aumento frente a un 15% aproximadamente).

La razón de esto es el uso continuo de la climatización que agrega un consumo importante en las horas de la noche, y parte del día en que no hay personas en sus hogares para mantener una temperatura de confort todo este tiempo. Los otros escenarios (1, 2 y 5) son equivalentes en consumo entre sí debido a que solo modifican la estrategia de recarga de VE, desplazando en el tiempo el consumo pero no cambiándolo.

La diferencia en energía consumida en verano, entre escenarios 1, 2 y 5 con 3 y 4, es mucho menor (solo un 3% aproximadamente), lo que se debe a que en gran parte de lo que se deja de consumir por aire acondicionado en el uso por presencia, es consumido en poco tiempo a la llegada de las personas a sus hogares, que encienden los equipos y estos deben retirar el calor acumulado a lo largo del día.

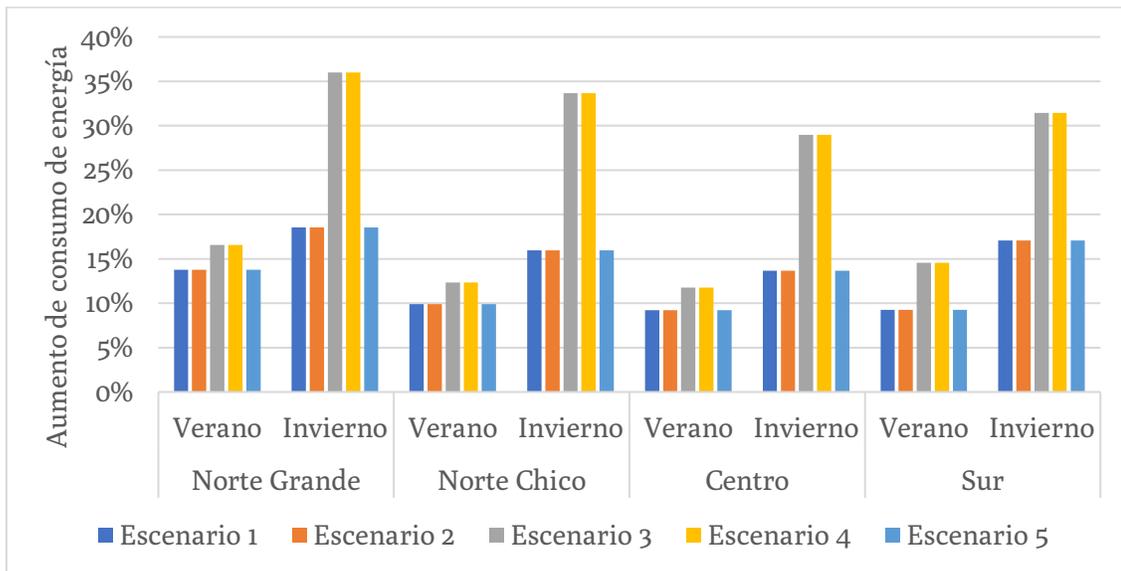


Figura 5.32: Aumento en el consumo de energía por escenario. Año 2050.

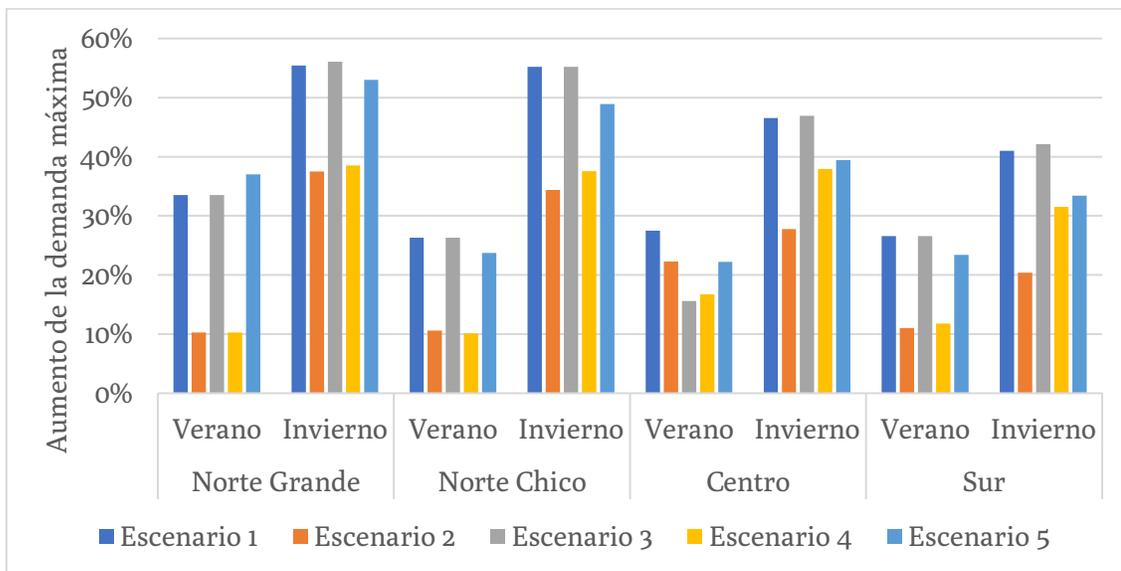


Figura 5.33: Aumento de la demanda máxima por escenario. Año 2050.

En la Figura 5.33 se tiene el aumento de la demanda máxima por escenario, un factor ya ampliamente discutido pero que en resumen muestra que los escenarios 1, 3 y 5 son los más complicados, llegando a sobrepasar el 50% de aumento en el peor caso, mientras que los escenarios 2 y 4 no alcanzan el 40% en el peor. Esto se da por la estrategia de gestión de recarga de VE, en que los dos primeros son carentes de todo tipo de gestión, mientras que el 5 tiene gestión horaria. Este último impacta en menor medida en algunos de los casos y como se mostró en la sección 5.4.2 el mayor impacto de este escenario es a largo plazo.

Por lo tanto si se considera en conjunto estos dos resultados (aumento en el consumo de energía y aumento de la demanda máxima) el escenario que resulta más atractivo de lograr es el 2, gracias al uso de climatización con presencia de personas que disminuye el consumo; y el traslado de la demanda por electromovilidad por medio de una estrategia de gestión de la recarga inteligente, que disminuye la demanda máxima.

5.6 EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS EN UN ALIMENTADOR

Siguiendo los supuestos de asignación de las nuevas tecnologías por tipo de curva representativa, es decir, si corresponden a curva residencial o comercial se analiza el efecto de la aparición de nuevas tecnologías en alimentadores de distribución. Estos corresponden a la parte de la red (conductor) aguas abajo de la subestación de distribución, que se encarga de alimentar de energía a los transformadores que bajan la tensión a los niveles necesarios para la conexión de los usuarios (usualmente 380/220 V para sector residencial).

Para este efecto se tomará una de las barras consideradas en este trabajo por macrozona, y de acuerdo a su consumo se hará la estimación de demanda por alimentador tomando el supuesto de que en éstos se distribuye equitativamente la carga.

Las características técnicas usuales de los alimentadores de distribución en zonas urbanas están dadas por los datos de la Tabla 5.3.

Tabla 5.3: Características de un alimentador de distribución. (Fuente: ENEL)

Configuración	Trifásica
Capacidad	8,3 kVA
Corriente de línea	400 A
Tensión nominal (fase-fase)	12 kV

Las barras consideradas para este análisis corresponden a las siguientes:

- Zona Norte Grande: Antofagasta 13,8 kV, ubicada en la comuna homónima.
- Zona Norte Chico: Pan de Azúcar 13,8 kV, ubicada en la comuna de La Serena.
- Zona Centro: Los Domínicos 13 kV, ubicada en la comuna de Las Condes.
- Zona Sur: Andalien 13 kV, ubicada en la comuna de Concepción.

El objetivo de esta actividad es tener una noción de los impactos en la red de distribución por la aparición de los nuevos consumos estudiados. En la Figura 5.34 se muestra el crecimiento de la demanda máxima por alimentador de cada una de esas subestaciones respecto de la capacidad del mismo por año. La comparación es entre un caso sin tecnologías y con tecnologías de acuerdo al escenario 1 para la época de invierno.

Del resultado es importante destacar que con la incorporación de las tecnologías se provoca un alcance de la capacidad máxima del alimentador antes que si no se tuvieran estos nuevos consumos y solo se tuviera el crecimiento vegetativo de la demanda.

Por lo tanto la aparición de estos nuevos consumos implica la necesidad de un crecimiento acelerado de la red. Por ejemplo en el caso de Pan de Azúcar se sobrepasa la capacidad en 2026 teniendo entonces que haber ampliado la red antes de aquel año, mientras que sin la adición de nuevos consumos se sobrepasa la capacidad recién en 2030.

En Los Domínicos, el margen de diferencia entre la ampliación necesaria de la red es más acotado, pero esto se debe netamente a que aquel alimentador ya se encuentra cercano al 90% de su capacidad para 2018, y como el crecimiento de nuevas tecnologías es más lento en un inicio, se da este resultado. De todas maneras se da el sobrepaso de capacidad antes que con el crecimiento vegetativo de la demanda.

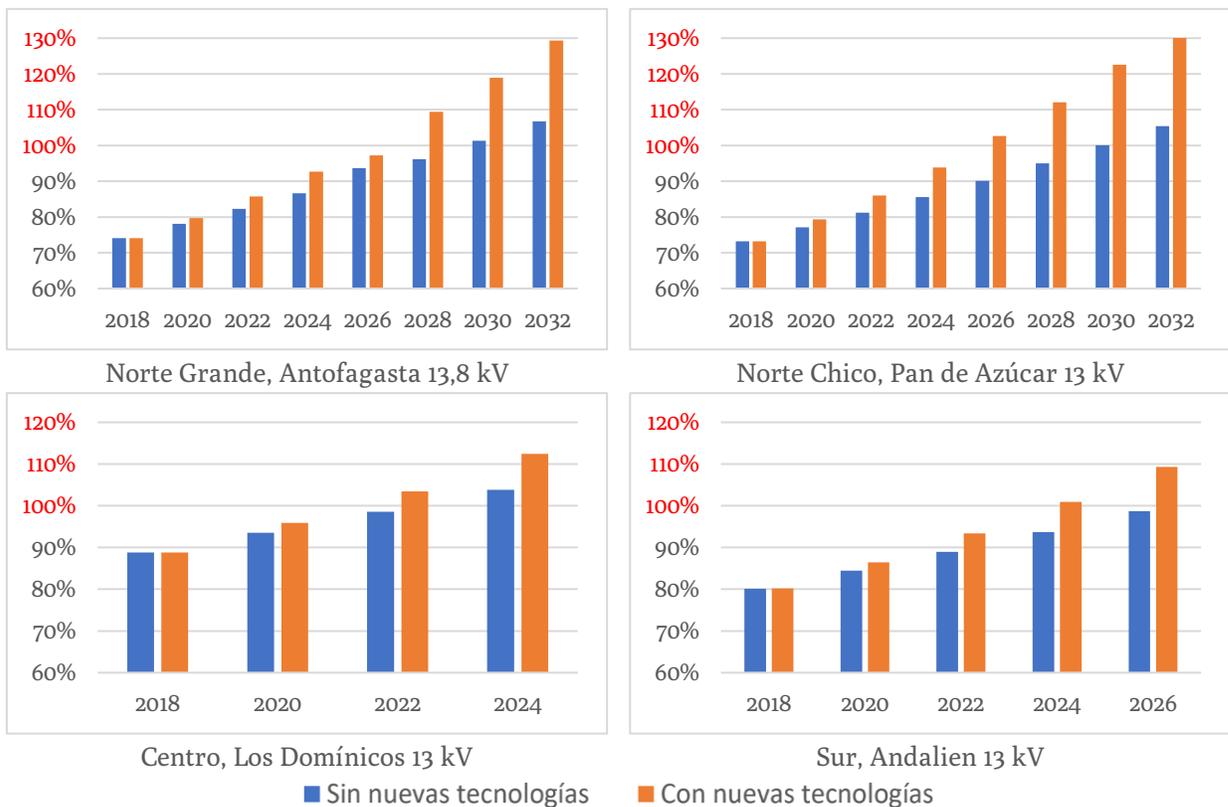


Figura 5.34: Crecimiento de la demanda máxima por alimentador.

6 CONCLUSIÓN

6.1 CONCLUSIONES

En este trabajo se construyó una herramienta que permite incorporar la generación distribuida, la electromovilidad y la climatización eléctrica en la estimación de curvas de demanda eléctrica del sistema, en un entorno de distribución diferenciando los sectores residencial y comercial. De esta manera se logra mejorar los resultados de estimación del impacto horario en la demanda, ya que con la metodología implementada se representan los efectos particulares de cada tecnología. Así, por ejemplo el método actual subestima el crecimiento de la demanda máxima en hasta un 24%, por lo que es un resultado que mejora la estimación aportando en el proceso de planificación energética.

En los primeros años de evaluación, hasta antes de 2035, no se visualizan cambios tan significativos en la demanda como en los años posteriores. En 2035 (resultados en Anexos) el mayor aumento de la demanda máxima es del 15% debido a la climatización, sumado a un 3% por parte de la electromovilidad. Esto responde al crecimiento exponencial de esta última, teniendo una penetración bastante acotada al principio.

Entre el escenario 1 (BAU) y el 2 que agrega gestión de electromovilidad, se observa que el segundo evita el aumento de la demanda máxima en lo equivalente a un 25%. Por lo tanto se hace importante considerar estrategias para la gestión ya que ésta trae beneficios considerables al permitir que el crecimiento de la demanda máxima sea menor.

El escenario 4, con gestión inteligente de la electromovilidad y alto estándar de confort térmico también es más favorable frente al BAU, aunque con una disminución más acotada en las zonas centro y sur, evitando en alrededor del 10% el aumento del máximo. Este escenario sin embargo incurre en un aumento del gasto de energía diaria de hasta un 20% adicional respecto al 1 y 2.

Por lo tanto, entre los escenarios estudiados, los más atractivos en función de la demanda máxima y el aumento de energía que provocan, son los que suponen un uso de la climatización cuando hay personas presentes en el lugar, y en los que se hace una gestión de la demanda por electromovilidad.

Se observó que la generación distribuida representa una disminución de la demanda que es de baja magnitud. La mayor contribución porcentual se da en la zona central con un 10% de la demanda en la hora de mayor radiación, lo que demuestra la mayor penetración en esa área. Por lo tanto, es mayor incluso que en zonas que a priori se ven como atractivas para la inversión en generación solar, como el Norte Grande con su alta radiación, donde el máximo aporte alcanza el 6,6%. Hay que considerar que este resultado solo considera generación de autoconsumo.

La generación distribuida podría llegar a ser un aporte en la suavización de las curvas de demanda disminuyendo incluso en algunos casos el valor de la demanda máxima si esta se da en horas de sol. Es necesario tener en cuenta sin embargo que dependiendo de la zona del país, este aporte puede verse muy debilitado en periodo de invierno, ya que la energía generada puede disminuir hasta 40% respecto del verano, además de no coincidir temporalmente con el máximo de la demanda base. Por lo tanto, más que ver a esta tecnología

como un posible alivio al sistema en términos de capacidad técnica (para disminuir la demanda máxima), puede ser un alivio en términos de las variaciones durante el día de la demanda y de la necesidad de generación a esas horas (bajando el consumo neto).

Si se quiere aliviar el sistema durante el día aprovechando la generación renovable, se hace necesario entonces fomentar la mayor incorporación de instalaciones fotovoltaicas. El mejor beneficio de instalar generación fotovoltaica sería en conjunto con la climatización, pues en verano puede aportar parte de la energía demandada por aire acondicionado. Esto sobre todo en el escenario de uso continuo de la climatización, o en conjunto con la climatización comercial que se da en el mismo horario en cualquiera de los casos.

La electromovilidad supone un problema en tanto se permita la recarga sin gestión y la penetración sea alta. Esto es debido a que se superpone en el horario de mayor consumo del día. Para 2050 se alcanza un aumento de la demanda máxima de hasta 34% solo con esta tecnología en un caso de no intervenir de ninguna manera en el proceso de recarga.

Gracias a que la recarga de vehículos eléctricos no es completamente rígida en su uso temporal es posible estudiar estrategias para evitar que la totalidad de usuarios realicen esta actividad de forma simultánea con los horarios de mayor uso de la red. Existe el espacio para mover la recarga a horarios que históricamente han sido de baja demanda buscando con ello aprovechar la infraestructura ociosa.

Una opción es aplicar incentivos tarifarios para que el usuario recargue de forma autónoma en un horario favorable, sin embargo, esta es una medida efectiva a corto plazo, ya que se provoca un nuevo punto de alta demanda por la gran coincidencia de recarga en el inicio del horario de tarifa baja. El ejemplo de esto se da en la zona Norte Grande, ya que para 2050 con esta medida se da un aumento de 37% de la demanda máxima frente a un 34% para el caso sin gestión. Es posible notar en los resultados que la curva de crecimiento de demanda máxima crece más lento en los primeros años para este tipo de gestión, pero al avanzar hacia el futuro crece más rápido.

La demanda de energía por climatización es alta en un escenario de uso continuo, un modo que es una posibilidad creciente con el aumento del estándar de vida y el poder adquisitivo de la población. En la zona Centro la demanda por calefacción puede alcanzar a 2050 los 31.120 MWh en uso continuo frente a 10.136 MWh en uso por presencia.

Como comentario final, cualquiera sea el escenario de comportamiento, el sistema se verá enfrentado a aumentos en la demanda máxima y consumo de energía importantes debidos a los nuevos consumos esperados. Estas tecnologías impactarán en mayor o menor medida dependiendo de la estrategia que se tome para enfrentar su aparición. Si no se toma ninguna medida, se puede esperar fuertes cambios, por otra parte si se realizan acciones pueden incluso beneficiar a la red. Son tecnologías que entregan mayor eficiencia de consumo respecto a otras fuentes y son por ende más amigables con el medio ambiente. Por lo tanto toma gran importancia considerarlas a bien y preparar el sistema eléctrico para su llegada.

6.2 TRABAJO FUTURO

Es posible mejorar el modelo construido en este trabajo por dos vías principales. La primera consiste en el perfeccionamiento de la información que sirve como fuente de entrada para las estimaciones. Como ejemplo de esto están los siguientes aspectos:

- Ampliación de la información histórica usada para la estimación de los perfiles representativos de la demanda base. Por cierto es recomendable que la fuente de información sea de más bajo nivel, como por ejemplo, las mediciones por alimentador y no de la subestación primaria como se usó en este trabajo. En este punto es importante acercar al desarrollo de este trabajo los resultados que se obtengan de la instalación de sistemas de monitoreo y control que deben cumplir las empresas distribuidoras en un plazo de 7 años, por la aplicación de la reciente norma del sector distribución
- Información de temperatura ambiental promedio mensual en lugar de trimestral como se usó en el modelo. Además, se puede hacer un aumento de la resolución espacial, por ejemplo, haciendo el modelo de climatización por comuna en lugar de provincia.
- Perfección del modelo de climatización con la obtención de parámetros del modelo equivalente térmico más acordes con la realidad nacional. En específico en los parámetros de la masa térmica de una edificación.
- Uso de perfiles de generación solar con mayor resolución espacial, pasando al igual que en el punto de la climatización de modelos provinciales a comunales.
- Mejoramiento del modelo de climatización para la captura de mayor variabilidad del comportamiento de los usuarios. En específico se hace necesaria la posibilidad de obtener más de un comportamiento del parámetro térmico equivalente por zona, para con ello lograr la heterogeneidad de uso en aspectos como las horas de cambio en la consigna de temperatura objetivo o las horas de encendido y apagado por parte de los usuarios. Con ello se haría más fiable la estimación de puntas de demanda por estos hechos.

La segunda vía incluye la incorporación de posibles tecnologías documentadas en la bibliografía como atractivas de desarrollar en conjunto con las tecnologías estudiadas en este trabajo. A ese respecto se encuentran:

- Incorporación de baterías en conjunto con la generación distribuida.
- Incorporación de la tecnología V2G «del vehículo a la red», en que se tiene en cuenta a los vehículos eléctricos como una fuente de almacenamiento que pueda entregar energía de sus baterías mientras está conectado para aportarle al sistema en caso de necesidad.
- Considerar la adición de sistemas de recarga de mayor potencia y el también esperado aumento de capacidad de los vehículos.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Energía, «Planificación Energética de Largo Plazo,» Santiago, 2018.
- [2] European Network for Transmission System Operators Electricity (ENTSO-E), «Ten Year Network Development Plan,» 2018.
- [3] Agencia Internacional de Energía, «World Energy Outlook,» 2017.
- [4] Agencia Internacional de Energía, «Energy Efficiency Market Report,» 2015.
- [5] U.S. Energy Information Administration, «Annual Energy Outlook,» 2018.
- [6] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, Germany., «Making a success of the energy transition,» 2015.
- [7] Umwelt Bundsamt, Germany., «Energy Target 2050,» 2010.
- [8] Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos. Argentina, «Escenarios Energéticos 2030,» 2017.
- [9] A. Grandjean, J. Adnot y G. Binet, «A review and an analysis of the residential electric load curve models,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n° 9, pp. 6539-6565, 2012.
- [10] K. Li, J. Ponocko, L. Zhang y J. V. Milanovic, «Methodology for close to real time profiling of aggregated demand using data streams from smart meters,» *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2016)*, pp. 1-8, 2016.
- [11] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, CRC Press, 2004.
- [12] D. Fischer, A. Härtl y B. Wille-Haussmann, «Model for electric load profiles with high time resolution for German households,» *Energy and Buildings*, vol. 92, pp. 170-179, 2015.
- [13] J. Dickert y P. Schegner, «Residential load models for network planning purposes,» *Modern Electric Power Systems*, pp. 1-6, 2010.
- [14] J. Heres, W. van Westering, G. Van Der Lubbe y D. Janssen, «Stochastic Effects of Customer Behaviour on Bottom Up Load Estimations,» *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, pp. 2543-2547, 2017.
- [15] F. Issi y O. Kaplan, «The Determination of Load Profiles and Power Consumptions of Home Appliances,» *Energies*, 2018.
- [16] F. Gonzalez-Longatt y C. Fortoul, «Review of the Distributed Generation Concept: Attempt of Unification».
- [17] T. Ackermann, G. Andersson y L. Söder, «Distributed Generation: A Definition,» *Electric Power Systems Research*, 2000.
- [18] L. Mehigan, J. P. Deane, B. P. Ó. Gallachóir y V. Bertsch, «A Review of the role of Distributed Generation (DG) in Future Electricity Systems,» *Energy*, 2018.
- [19] N. Caperello y K. Kurani, «Households' Stories of Their Encounters with a Plug-In Hybrid Electric Vehicle,» *Environment and Behaviour*, vol. 44, n° 4, pp. 155-163, 2012.
- [20] Cadex Electronics Inc., «Battery University,» [En línea]. Available: <https://batteryuniversity.com>. [Último acceso: Octubre 2018].
- [21] European Distribution System Operators for Smart Grids, «Smart charging: Integrating a large widespread of electric cars in electricity distribution grids,» 2018.

- [22] K. Qian, C. Zhou, M. Allan y Y. Yuan, «Modeling of Load Demand Due to EV Battery Charging in Distribution Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, n° 2, 2011.
- [23] B. Khushalani, P. Alluri, V. S. Kasani y J. Solanki, «Coordinated charging strategies for plug-in hybrid electric vehicles,» de *North American Power Symposium (NAPS)*, Morgantown, WV, 2017.
- [24] K. Zafred, J. Nieto-Martin y E. Butans, «Electric Vehicles - effects on domestic low voltage networks,» de *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Leuven, 2016.
- [25] N. Downing y M. Ferdowsi, «Identification of traffic patterns and human behaviours,» 2010.
- [26] W. Goetzler, M. Guernsey, J. Young y J. Fuhrman, «The Future of Air Conditioning for Buildings,» 2016.
- [27] J. Mandelj, G. Krese, M. Prek y V. Butala, Impact of HVAC Systems on Building Peak Electricity Load.
- [28] Corporación de Desarrollo Tecnológico, Cámara Chilena de la Construcción, «Estudio de usos finales y curva de oferta de conservación de la energía en el sector residencial de Chile,» 2010.
- [29] R. Obrecht, «Caracterización del consumo energético residencial en la Región Metropolitana y análisis de escenarios de eficiencia energética,» Santiago, 2016.
- [30] L. Blázquez, N. Boogen y M. Filippini, «Residential electricity demand in Spain: New empirical evidence using aggregate data,» *Energy Economics*, vol. 36, pp. 648-657, 2013.
- [31] Ministerio de Energía y Minería, «La temperatura y su influencia en la demanda de energía eléctrica: Un análisis regional para Argentina usando modelos econométricos,» Buenos Aires, 2016.
- [32] S. Katipamula y N. Lu, «Evaluation of Residential HVAC Control Strategies for Demand Response Programs,» *ASHRAE Transactions*, vol. 112, pp. 535-546, 2006.
- [33] Comisión Nacional de Energía, «Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2017-2037,» Santiago, 2017.
- [34] SECTRA, «Encuesta Origen Destino,» Santiago, 2012.
- [35] Agencia de Sostenibilidad Energética, «Electromovilidad, proyección y propuestas para avanzar,» 2018.
- [36] Ministerio de Vivienda y Urbanismo, «Guía de diseño para la eficiencia energética en la vivienda social,» 2009.
- [37] Ministerio de Obras Públicas, «Términos de referencia estandarizados con parámetros de eficiencia energética y confort ambiental.»
- [38] Instituto de Salud Pública de Chile, «Guía de ergonomía: Identificación y control de factores de riesgo en el trabajo de oficina y el uso de computador.,» 2016.
- [39] GridLAB-D, «Residential module user's guide. Thermal performance,» [En línea]. Available: http://gridlab-d.shoutwiki.com/wiki/Residential_module_user%27s_guide#Interior_Mass_Surface_Conductance_.28.7F.27.22.60UNIQ--postMath-00000068-QINU.60.22.27.7F.29. [Último acceso: Octubre 2018].
- [40] Ministerio del Medio Ambiente, «Evaluación de impactos económicos, ambientales y sociales de la implementación de la responsabilidad extendida del productor en Chile - Sector lámparas,» 2013.

8 ANEXOS

ANEXO A: Programa en Matlab para clustering de demanda.

```
disp('Ingrese la zona a estudiar:');
disp('1: para Norte Grande');
disp('2: para Centro Norte');
disp('3: para Zona Central');
disp('4: para Zona Sur');
zona=input('Zona: ');
kclust=input('Ingrese el número de clusters: ');
load data_prom.mat %Construido con otro programa
nperiod=4;
per_graf=4;
disp('1: por valor máximo');
disp('2: por norma euclidiana');
disp('3: por escalamiento máx-min');
tipo_norm=input('Ingrese el tipo de normalización: ');
disp('1: distancia manhattan');
disp('2: distancia coseno');
disp('3: distancia euclidiana');
distancia=input('Ingrese el tipo de distancia: ');
%Eliminación de datos de barras no deseadas por ser de otra zona
for in=length(zona_barras):-1:1
    if zona_barras(in)~=zona
        prom_lab_def(in,:)=[];
        prom_nolab_def(in,:)=[];
        barras_str(in,:)=[];
        zona_barras(in,:)=[];
    end
end
%llamado a función para hacer clustering de días laborales y no laborales
[C_lb, idx_lb, err_lb, R_lb, max_lb, min_lb, norm_lb] = loop_clust(kclust,prom_lab_def,nperiod,tipo_norm,distancia);
[C_nlb, idx_nlb, err_nlb, R_nlb, max_nlb, min_nlb, norm_nlb] = loop_clust(kclust,prom_nolab_def,nperiod,tipo_norm,distancia);
[row,~,~]=size(prom_lab_def);
%inicialización de variables de error
ecm=zeros(row,24,nperiod);
recl_lb=zeros(row,nperiod);
E=zeros(row,24,nperiod);
%obtención de error cuadrático medio
for k=1:1:nperiod
    [Mnorm,~,~]=normaliza(prom_lab_def(:, :, k), tipo_norm);
    ecm(:, :, k)=(C_lb(idx_lb(:, k), :, k)-Mnorm).^2;
    for i=1:1:row
        E(i, :, k)=abs(prom_lab_def(i, :, k)-R_lb(i, :, k))./max(prom_lab_def(i, :, k));
        recl_lb(i, k)=sqrt(mean((prom_lab_def(i, :, k)-R_lb(i, :, k)).^2));
    end
end
E=mean(permute(E, [2 1 3]));
%llamado a función para obtención de participación energética por cluster
p_ec_lb=part_ener(prom_lab_def, C_lb, idx_lb);
p_ec_nlb=part_ener(prom_nolab_def, C_nlb, idx_nlb);
%guardado de archivos .mat con todas los resultados obtenidos de la
%clusterización
arch=strcat('d_clust_Z', int2str(zona), '.mat');
save(arch, 'barras_str', 'C_lb', 'C_nlb', 'idx_lb', 'idx_nlb', 'err_lb', 'err_nlb', 'R_lb', 'R_nlb', 'max_lb', 'min_lb', 'max_nlb', 'min_nlb', 'p_ec_lb', 'p_ec_nlb');
%llamado a función de escritura archivos csv con resultados de la zona
escrit_csv(zona);
%muestra en pantalla
disp(strcat('Barras consideradas: {' ', int2str(row)}');
disp('El error relativo promedio por trimestre para día laboral es:');
disp(err_lb);
disp('El error relativo promedio por trimestre para día no laboral es:');
disp(err_nlb);
disp('error cuad medio:');
disp(mean(sum(sum(ecm))/(row*24)))
```

```

function [Mnorm, maxim, minim, norma] = normaliza(M,normalizacion)
cantdato=size(M); %tamaño matriz
if normalizacion==1 %división por máximo
    for jj=1:1:cantdato(1)
        fila=transpose(M(jj,:));
        maxim(jj)=max(fila);
        minim(jj)=min(fila);
        norma(jj)=norm(fila);
        for ii=1:1:24
            Mnorm(jj,ii)=M(jj,ii)/maxim(jj);
        end
    end
elseif normalizacion==2 %Norma euclidiana
    for jj=1:1:cantdato(1)
        fila=transpose(M(jj,:));
        norma(jj)=norm(fila);
        maxim(jj)=max(fila);
        minim(jj)=min(fila);
        for ii=1:1:24
            Mnorm(jj,ii)=M(jj,ii)/norma(jj);
        end
    end
else %norma por escalamiento min max
    for jj=1:1:cantdato(1)
        fila=transpose(M(jj,:));
        maxim(jj)=max(fila);
        minim(jj)=min(fila);
        norma(jj)=norm(fila);
        for ii=1:1:24
            Mnorm(jj,ii)=(M(jj,ii)-minim(jj))/(maxim(jj)-minim(jj));
        end
    end
end
end

```

```

function [C3d,idx3d,error3d,R3d,maxim3d,minim3d,norma3d] = loop_clust(k,matriz,nperiod,tipo_norm,distancia)
if distancia==1
    distancia='cityblock';
elseif distancia==2
    distancia='cosine';
else
    distancia='sqeuclidean';
end
%loop por cada trimestre
for in=1:1:nperiod
    Mdato=matriz(:,in); %toma los datos del periodo
    [Mnorm, maxim, minim, norma] = normaliza(Mdato,tipo_norm); %llama a normalización de datos
    norma3d(:,in)=norma;
    maxim3d(:,in)=maxim;
    minim3d(:,in)=minim;
    if in==1 %si es la primera clusterizacion
        [idx,C] = kmeans(Mnorm,k,'Replicates',5,'Distance',distancia);
    else %sino usar los centroides del periodo anterior como partida
        [idx,C] = kmeans(Mnorm,k,'Start',C3d(:,in-1),'Distance',distancia);
    end
    %llama a función recup para reconstrucción de curvas y medición de
    %error
    [R,error]=recup(Mdato,C,idx,maxim,minim,norma,tipo_norm); %Medida de error
    %Preparación de matrices con todos los datos (por cada periodo) para retornar
    C3d(:,in)=C;
    idx3d(:,in)=idx;
    error3d(:,in)=error;
    R3d(:,in)=R;
    Mnorm3d(:,in)=Mnorm;
end
end

```

```

Obtiene matriz recuperada R con clusters por cada barra
%También obtiene matriz de errores relativos
function [R,error] = recup(Mdato,C,idx,maxim,minim,norma,tipo)
R=[];
cantdato=size(Mdato);
%loop de obtención de matriz de recuperacion
for in=1:1:cantdato(1)

```

```

if tipo==1
    R=[R;maxim(in)*C(idx(in),:)]; %por cada valor en cluster mult por max original
elseif tipo==2
    R=[R;norma(in)*C(idx(in),:)];
else
    R=[R;((maxim(in)-minim(in))*C(idx(in),:)+minim(in))];
end
end
err_rel=mean(transpose(100*abs(Mdato-R)./Mdato));
if tipo==1
    error=sum(err_rel.*maxim)/sum(maxim);
else
    error=sum(err_rel.*norma)/sum(norma);
end
end

function [p_ec]=part_ener(prom_lab_def,c,idx)
[nclust,~,nperiod]=size(C);
p_ec=zeros(nclust,nperiod);
for k=1:nperiod %por cada periodo
    for i=1:length(idx(:,1)) %por cada cluster obtiene promedio de consumo
        p_ec(idx(i,k),k)=p_ec(idx(i,k),k)+sum(prom_lab_def(i,:,k))/sum(sum(prom_lab_def(:, :,k)));
    end
end

%%Programa para la lectura de información desde csv por empresa distribuidora
empresas={'CHQ', 'LITORAL'}; %Listado de empresas distribuidoras
%con este se recorre toda la información
fid=fopen('\csvs\empresas.csv'); %apertura de archivo csv con listado de barras de todas las distr
sali=textscan(fid,'%s');
fclose(fid);
empresas=sali{1,1};
barras_fuera={'METRO_____110','TAP_ENTEL_____044'};

period=12; %numero de periodos a considerar
[barras_str,zona_barras,verificador]=const_lista_barras('barras.csv'); %llamado a función constructora de lista de barras no
repetidas
numero_barras=length(barras_str);
%creación de matrices para guardar info
cont_lab=zeros(numero_barras,24,period); cont_nolab=zeros(numero_barras,24,period);
sum_lab=zeros(numero_barras,24,period); sum_nolab=zeros(numero_barras,24,period);

%bucle de cálculo para cada empresa
for emp=1:1:length(empresas)
disp(strcat('Leyendo datos de', {' '}, empresas(emp)));
    %lectura de info por empresa
    [barra_num, mes_num, nomb_dia, hora, pot]=lect(char(empresas{emp}), barras_str);
    %bucle de construcción de matriz para cálculo de suma y conteo de
    %muestras
    for rec=1:1:length(pot)
        if
stricmp(nomb_dia(rec,1),'Lunes')||stricmp(nomb_dia(rec,1),'Martes')||stricmp(nomb_dia(rec,1),'Miércoles')||stricmp(nomb_dia(rec,1),'Ju
eves')||stricmp(nomb_dia(rec,1),'Viernes')||stricmp(nomb_dia(rec,1),'Sábado') %&& pot(rec,1)~=0
            sum_lab(barra_num(rec), hora(rec), mes_num(rec))=sum_lab(barra_num(rec), hora(rec), mes_num(rec))+pot(rec,1);
            cont_lab(barra_num(rec), hora(rec), mes_num(rec))=cont_lab(barra_num(rec), hora(rec), mes_num(rec))+1;
        else
            sum_nolab(barra_num(rec), hora(rec), mes_num(rec))=sum_nolab(barra_num(rec), hora(rec), mes_num(rec))+pot(rec,1);
            cont_nolab(barra_num(rec), hora(rec), mes_num(rec))=cont_nolab(barra_num(rec), hora(rec), mes_num(rec))+1;
        end
    end
end
prom_lab=sum_lab./cont_lab;
prom_nolab=sum_nolab./cont_nolab;
%corrección por aparición repetida de barras
barras_repetidas={};
for i=1:1:period
    for j=1:1:length(verificador)
        prom_lab(j,:,i)=verificador(j,1).*prom_lab(j,:,i);
        prom_nolab(j,:,i)=verificador(j,1).*prom_nolab(j,:,i);
        cont_lab(j,:,i)=cont_lab(j,:,i)./verificador(j,1);
        cont_nolab(j,:,i)=cont_nolab(j,:,i)./verificador(j,1);
        if verificador(j,1)~=1
            barras_repetidas[length(barras_repetidas)+1,1]=barras_str{j,1};
            barras_repetidas[length(barras_repetidas)+1,2]=verificador(j,1);
        end
    end
end

```

```

end
end
end
for i=length(barras_str):-1:1 %eliminando barras a exceptuar
if ismember(barras_str(i,1),barras_fuera)
    barras_str(i,:)=[];
    zona_barras(i,:)=[];
    sum_lab(i,:)=[];
    sum_nolab(i,:)=[];
    cont_lab(i,:)=[];
    cont_nolab(i,:)=[];
end
end
barras_elim={};
incr=1;
%construcción de matrices suma y conteo por periodo trimestral (estaciones)
for in=1:1:4
    veri=zeros(length(barras_str),3);
    for k=length(barras_str):-1:1
        for jn=3:-1:1
            if max(sum_lab(k,:,in*3-jn+1))>0
                veri(k,3-jn+1)=1;
            else
                veri(k,3-jn+1)=0;
            end
        end
        if sum(veri(k,:))==0;
            barras_elim{incr,1}=barras_str{k,1};
            barras_elim{incr,2}='sin info';
            barras_str(k,:)=[];
            zona_barras(k,:)=[];
            sum_lab(k,:)=[];
            sum_nolab(k,:)=[];
            sum_lab_def(k,:)=[];
            sum_nolab_def(k,:)=[];
            cont_lab_def(k,:)=[];
            cont_nolab_def(k,:)=[];
            cont_lab(k,:)=[];
            cont_nolab(k,:)=[];
            incr=incr+1;
            veri(k,:)=[];
        else
            sum_lab_def(k,:,in)=veri(k,3)*sum_lab(k,:,3*in)+veri(k,2)*sum_lab(k,:,3*in-1)+veri(k,1)*sum_lab(k,:,3*in-2);
            sum_nolab_def(k,:,in)=veri(k,3)*sum_nolab(k,:,3*in)+veri(k,2)*sum_nolab(k,:,3*in-1)+veri(k,1)*sum_nolab(k,:,3*in-2);
            cont_lab_def(k,:,in)=veri(k,3)*cont_lab(k,:,3*in)+veri(k,2)*cont_lab(k,:,3*in-1)+veri(k,1)*cont_lab(k,:,3*in-2);
            cont_nolab_def(k,:,in)=veri(k,3)*cont_nolab(k,:,3*in)+veri(k,2)*cont_nolab(k,:,3*in-1)+veri(k,1)*cont_nolab(k,:,3*in-2);
        end
    end
end
end
%Obtencion de matrices de promedio por periodo (3D)
prom_lab_def=sum_lab_def./cont_lab_def;
prom_nolab_def=sum_nolab_def./cont_nolab_def;

save('data_prom.mat','prom_lab_def','prom_nolab_def','barras_str','barras_elim','zona_barras');
%Función de lectura de datos de retiro de energía
function [barra_num, mes_num, nomb_dia, hora, pot] = lect(empresa, barras_str)
%lectura de datos
addpath('.\csvs'); %construcción de path (carpeta con retiros por distribuidora en csv)
archivo=strcat('.\csvs\',empresa, '.csv');
comma2point_overwrite(archivo); %verificación y cambio de coma decimal por punto
fid=fopen(archivo); %lectura de csv de retiros
out=textscan(fid,'%s %s %s %s %u8 %s %u8 %f','delimiter',';', 'Headerlines',1);
fclose(fid);
barra=out{1,1}; %vector con barras por cada dato de retiro
nombre=out{1,2};
rsocial_dis=out{1,3};
mes_str=out{1,4};
num_dia=out{1,5};
nomb_dia=out{1,6};
hora=out{1,7};
pot=out{1,8};

```

```

[fi,~]=find(hora==25); %buscar hora 25
if ~isempty(fi) %si es que existen valores 25 de hora
    for val=length(fi):-1:1 %para cada fila de una hora = 25
        barra(fi(val))=[];
        nombre(fi(val))=[];
        rsocial_dis(fi(val))=[];
        mes_str(fi(val))=[];
        num_dia(fi(val))=[];
        nomb_dia(fi(val))=[];
        hora(fi(val))=[];
        pot(fi(val))=[];
    end
end
end

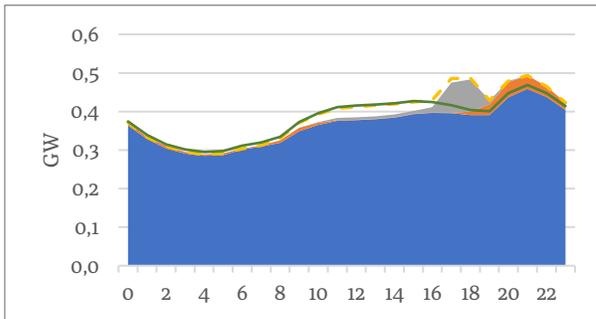
meses_str={'ENE','FEB','MAR','ABR','MAY','JUN','JUL','AGO','SEP','OCT','NOV','DIC'};
mes_num=[];
barra_num=[];
for in=1:length(meses_str)
    vmes=find(ismember(meses_str, mes_str{in,1}));
    mes_num=[mes_num; vmes];
end

for in=1:length(barra)
    vbarra=find(ismember(barras_str, barra{in,1}));
    barra_num=[barra_num; vbarra];
end
end

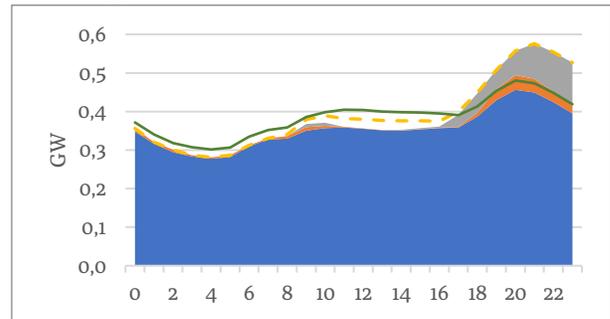
```

ANEXO B: Resultados agregados por escenario, macrozona y año.

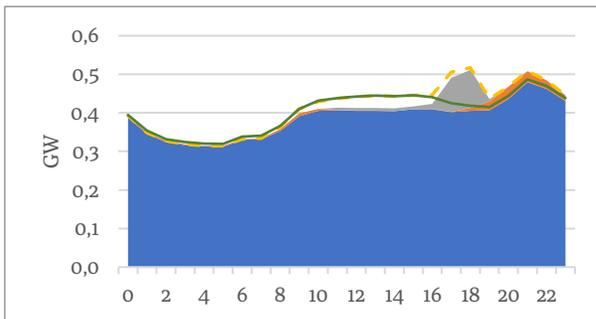
Escenario 1, año 2035.



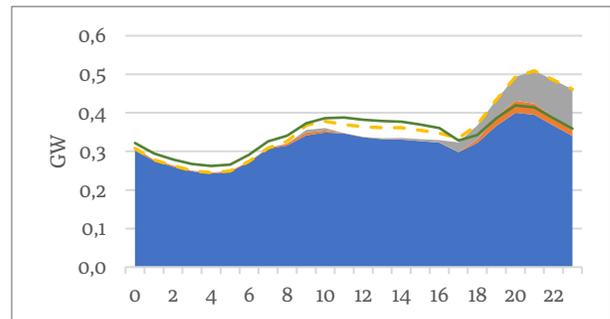
Zona Norte Grande, verano.



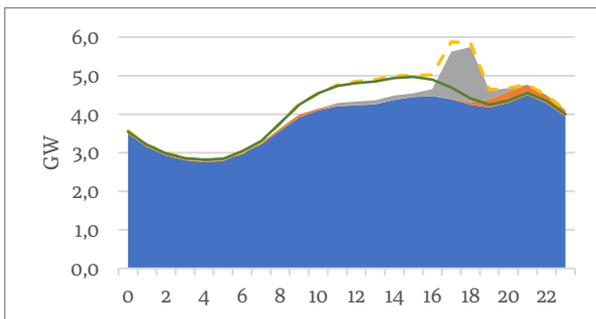
Zona Norte Grande, invierno.



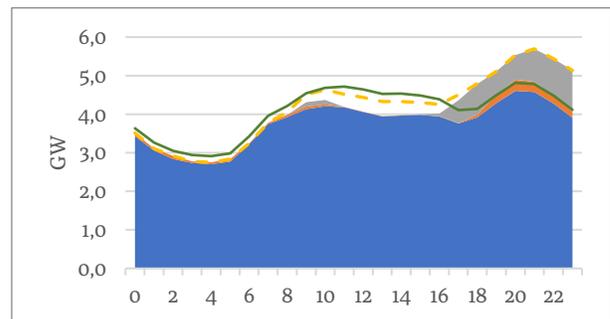
Zona Norte Chico, verano.



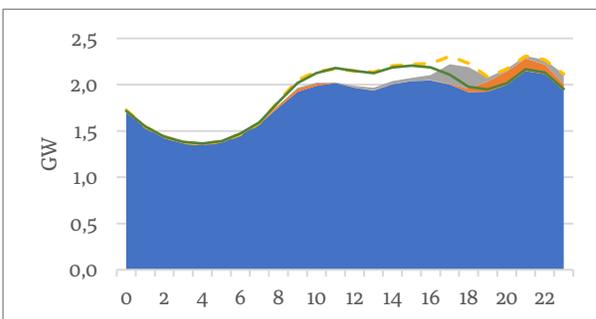
Zona Norte Chico, invierno.



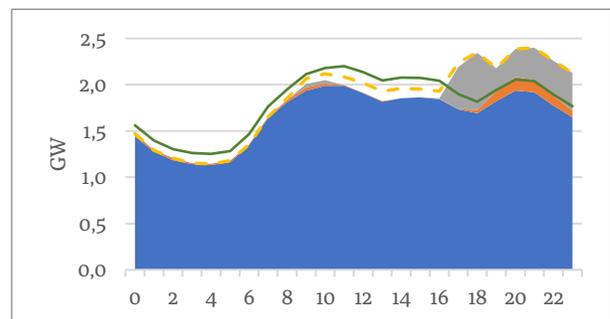
Zona Centro, verano.



Zona Centro, invierno.



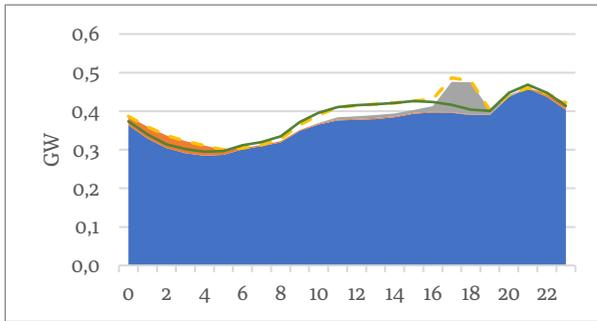
Zona Sur, verano.



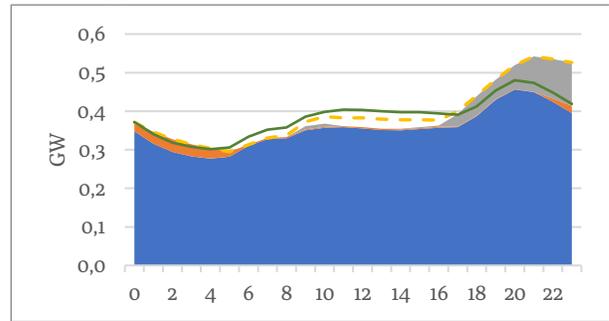
Zona Sur, invierno.

■ Demanda base neta ■ Electromovilidad ■ Climatización - - Demanda sin GD — Método actual

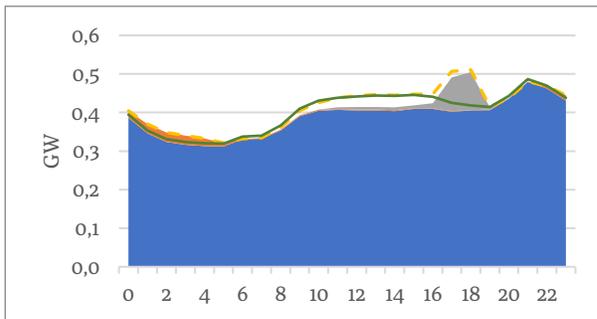
Escenario 2, año 2035.



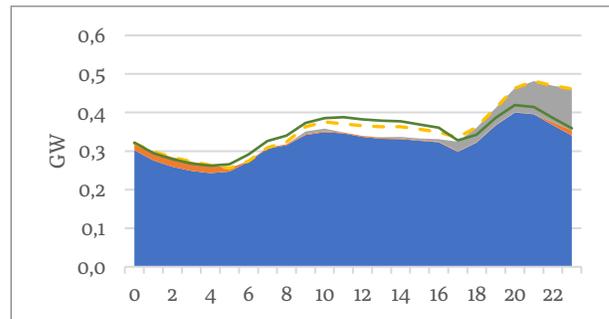
Zona Norte Grande, verano.



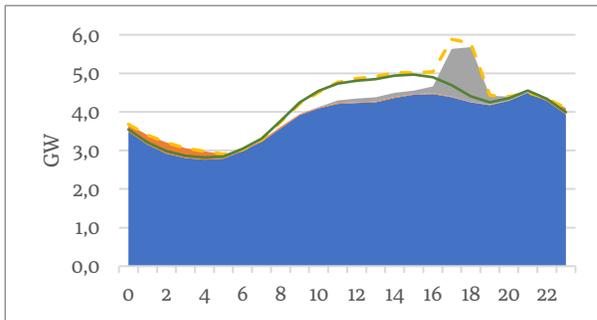
Zona Norte Grande, invierno.



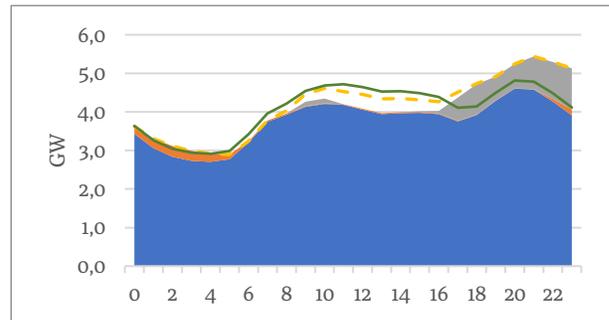
Zona Norte Chico, verano.



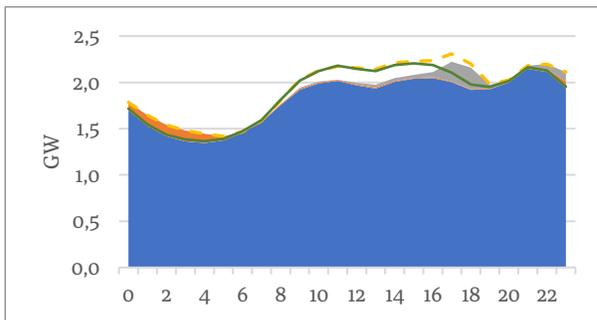
Zona Norte Chico, invierno.



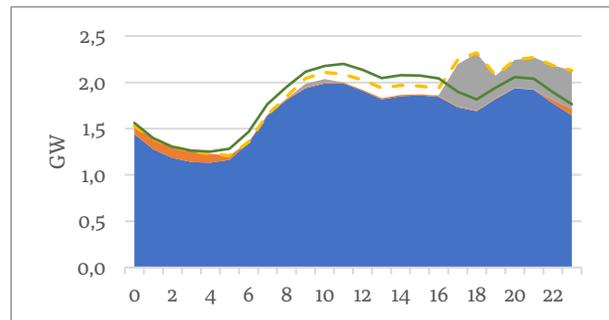
Zona Centro, verano.



Zona Centro, invierno.



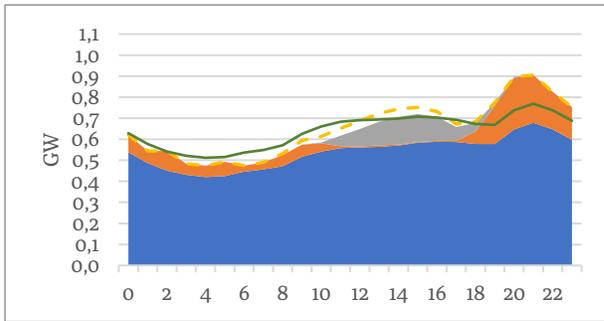
Zona Sur, verano.



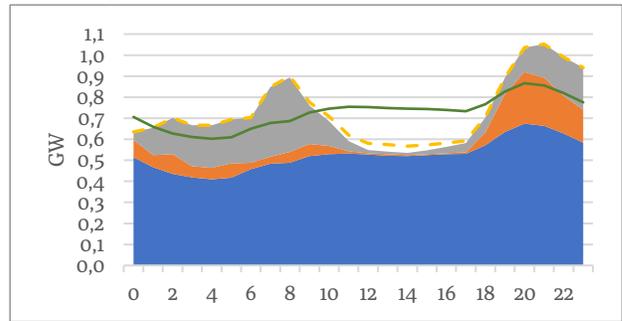
Zona Sur, invierno.

■ Demanda base neta ■ Electromovilidad ■ Climatización - - - Demanda sin GD — Método actual

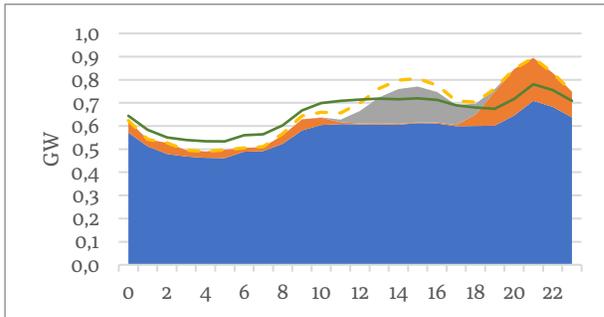
Escenario 3, año 2050.



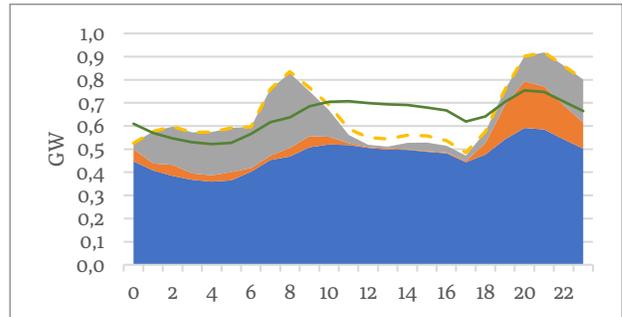
Zona Norte Grande, verano.



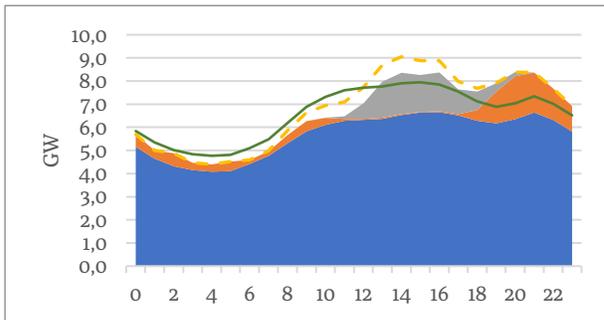
Zona Norte Grande, invierno.



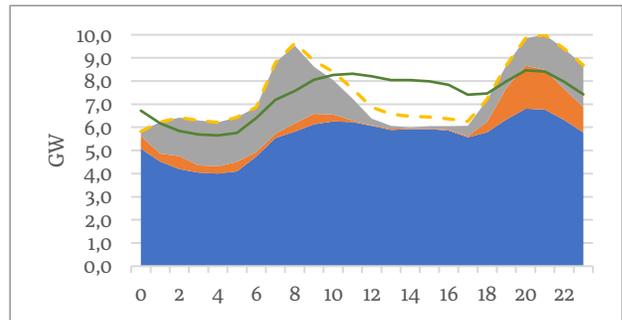
Zona Norte Chico, verano.



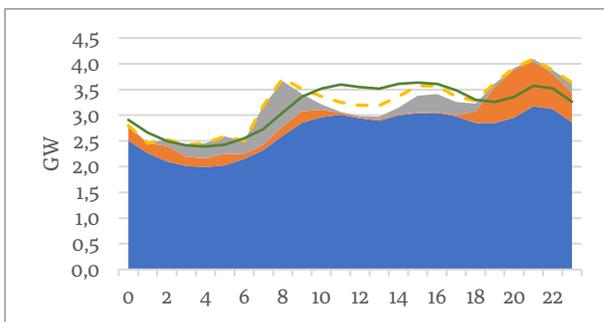
Zona Norte Chico, invierno.



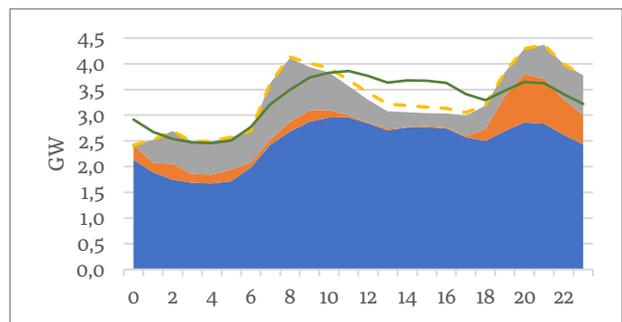
Zona Centro, verano.



Zona Centro, invierno.



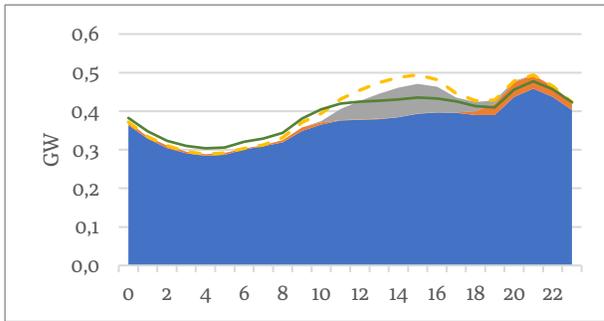
Zona Sur, verano.



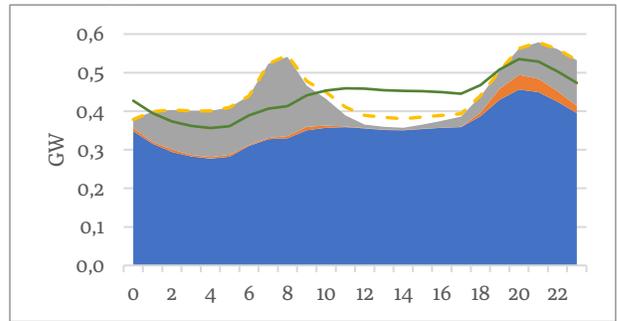
Zona Sur, invierno.

■ Demanda base neta ■ Electromovilidad ■ Climatización - - - Demanda sin GD — Método actual

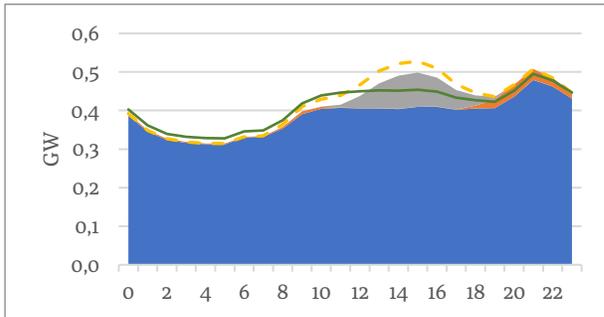
Escenario 3, año 2035.



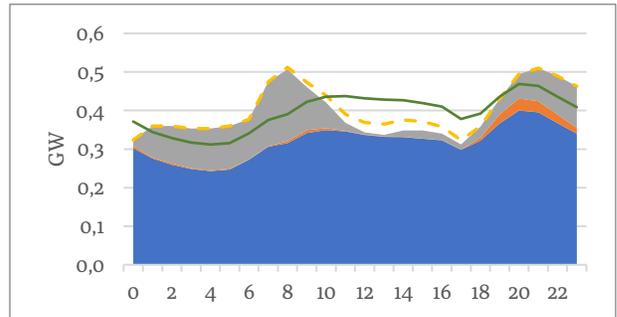
Zona Norte Grande, verano.



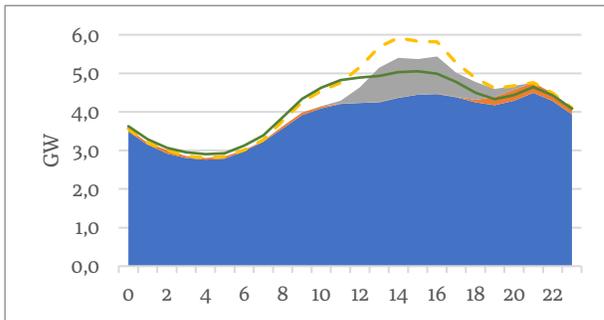
Zona Norte Grande, invierno.



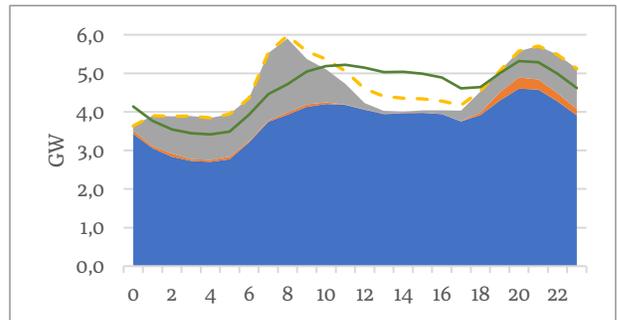
Zona Norte Chico, verano.



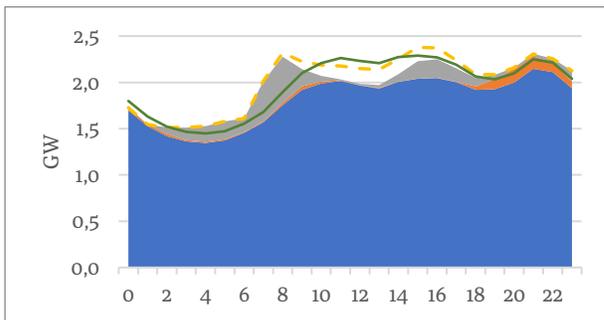
Zona Norte Chico, invierno.



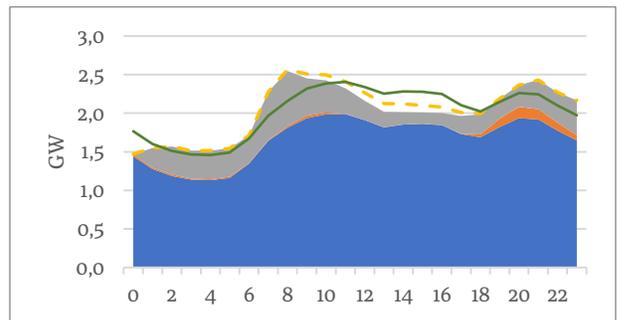
Zona Centro, verano.



Zona Centro, invierno.



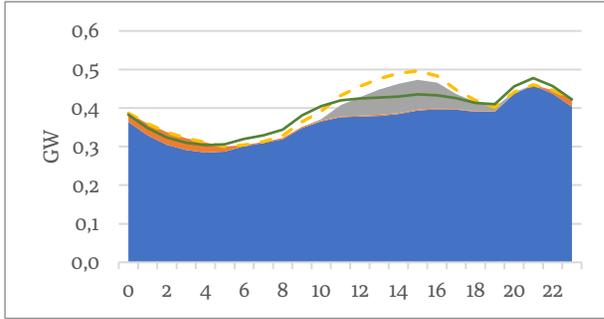
Zona Sur, verano.



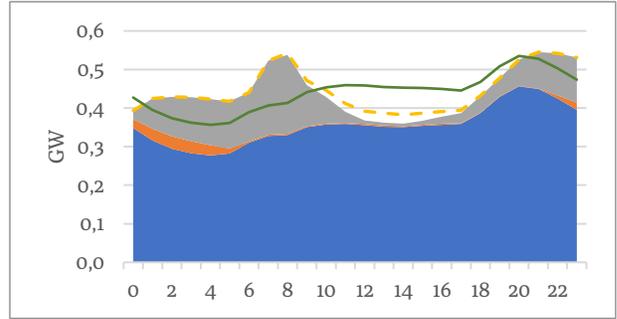
Zona Sur, invierno.

■ Demanda base neta ■ Electromovilidad ■ Climatización - - - Demanda sin GD — Método actual

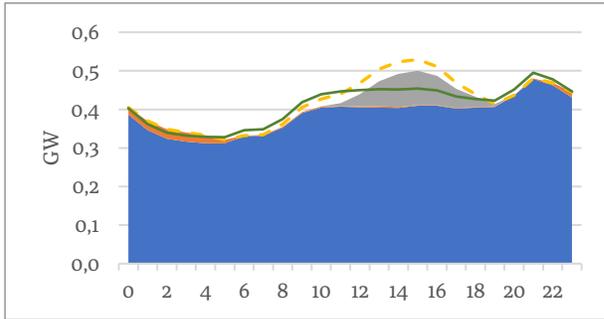
Escenario 4, año 2035.



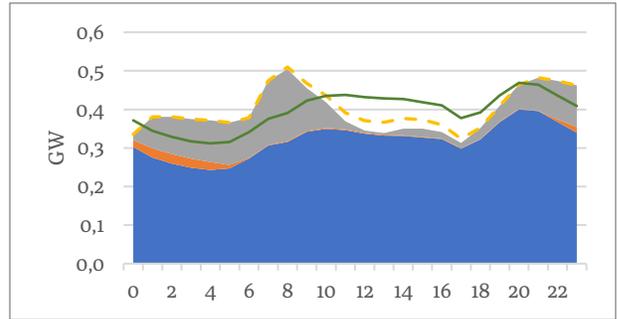
Zona Norte Grande, verano.



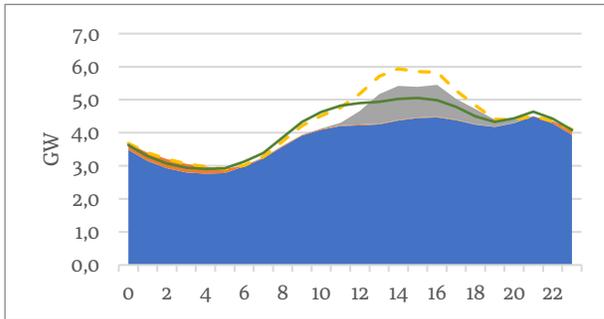
Zona Norte Grande, invierno.



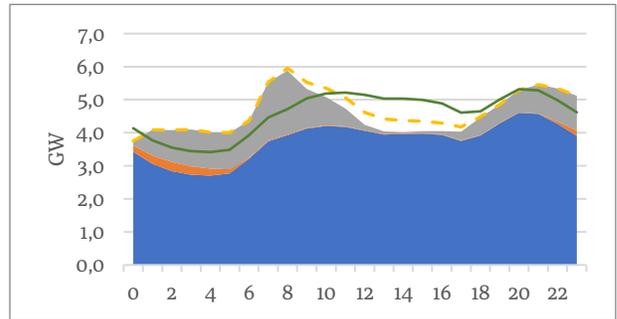
Zona Norte Chico, verano.



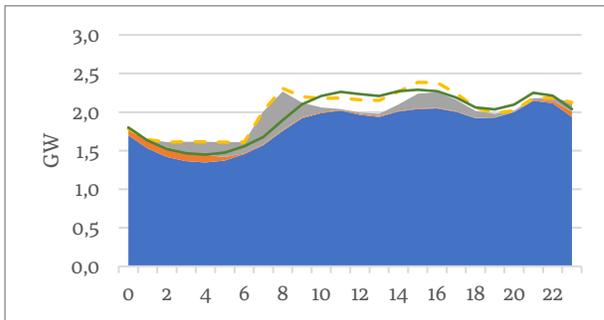
Zona Norte Chico, invierno.



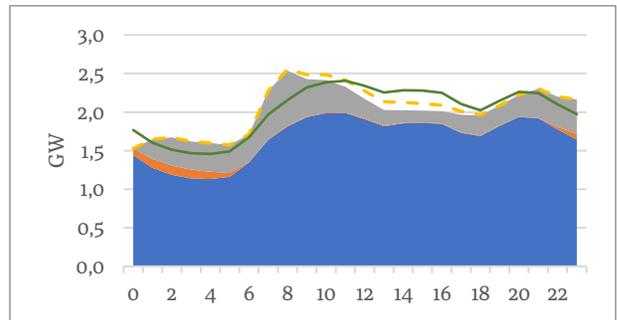
Zona Centro, verano.



Zona Centro, invierno.



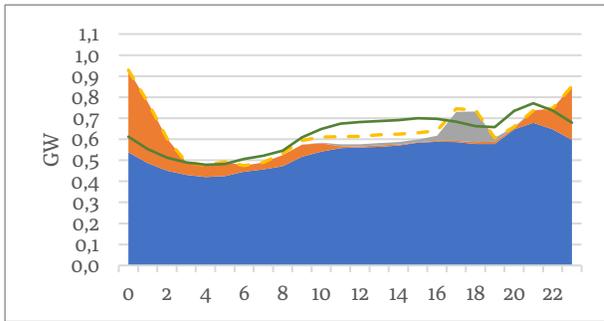
Zona Sur, verano.



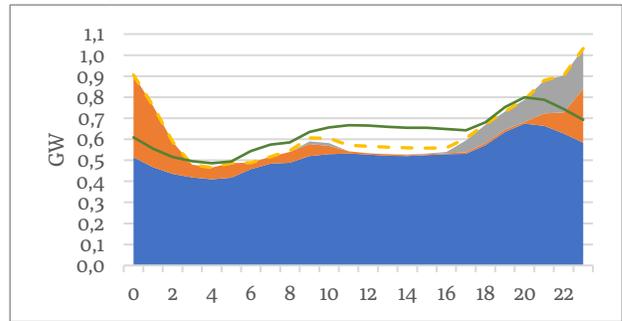
Zona Sur, invierno.

■ Demanda base neta ■ Electromovilidad ■ Climatización - - - Demanda sin GD — Método actual

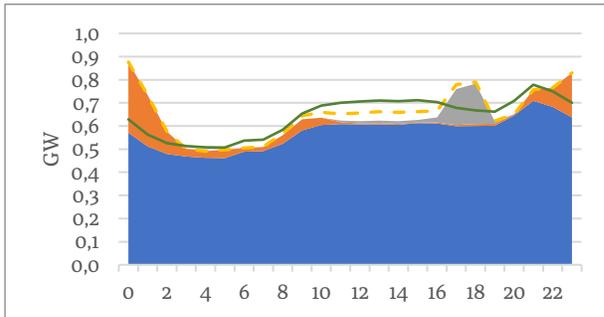
Escenario 5, año 2050.



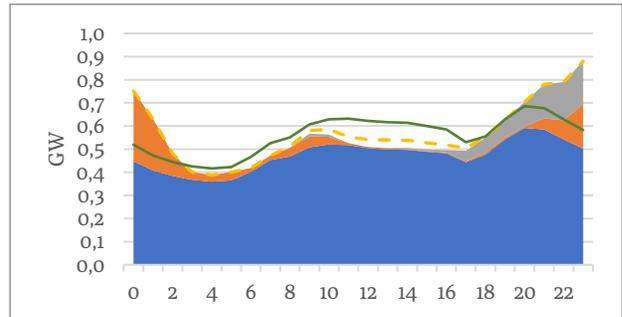
Zona Norte Grande, verano.



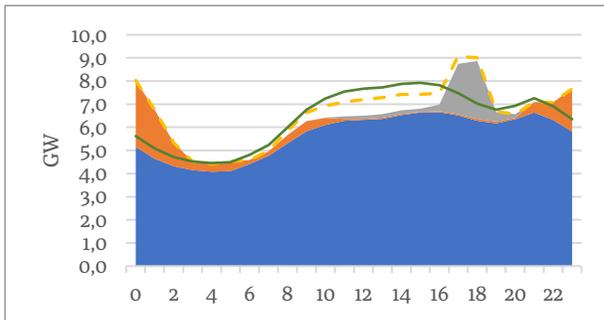
Zona Norte Grande, invierno.



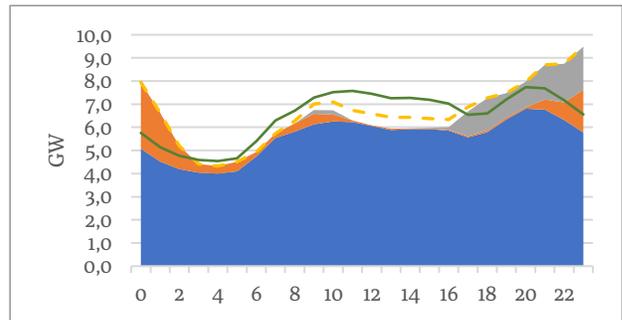
Zona Norte Chico, verano.



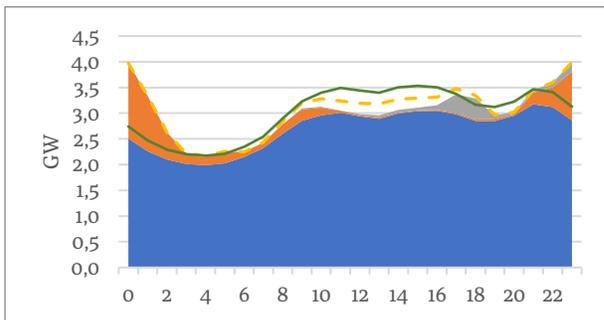
Zona Norte Chico, invierno.



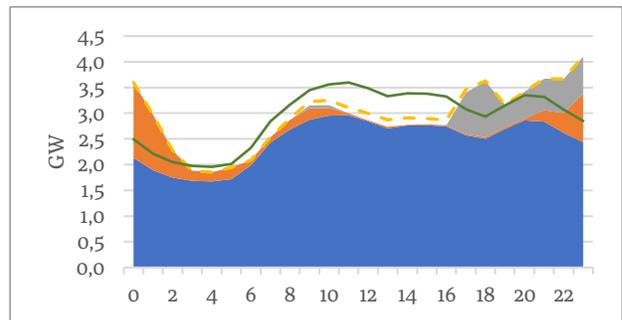
Zona Centro, verano.



Zona Centro, invierno.



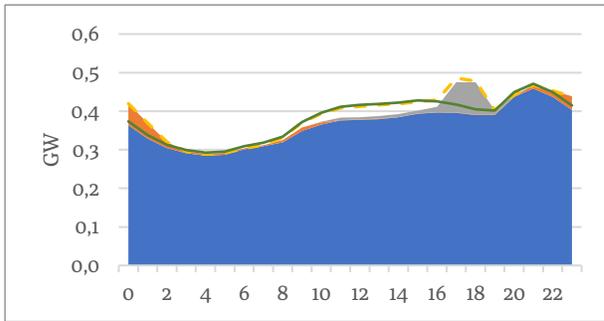
Zona Sur, verano.



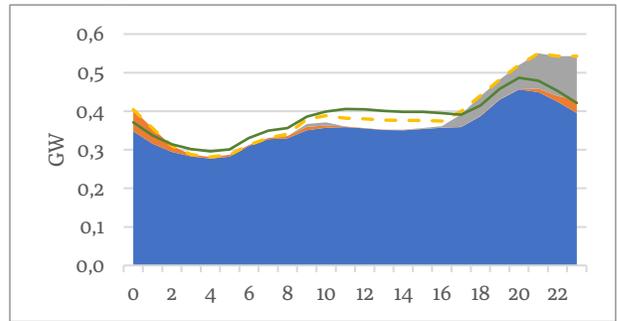
Zona Sur, invierno.

■ Demanda base neta ■ Electromovilidad ■ Climatización - - - Demanda sin GD — Método actual

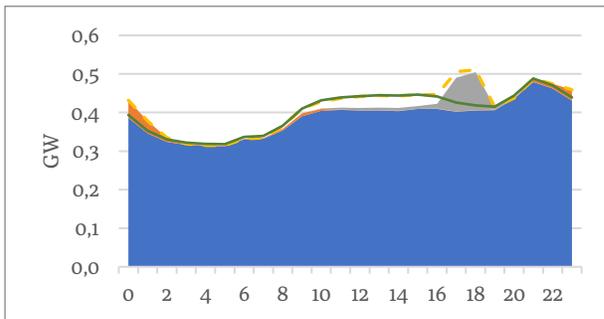
Escenario 5, año 2035.



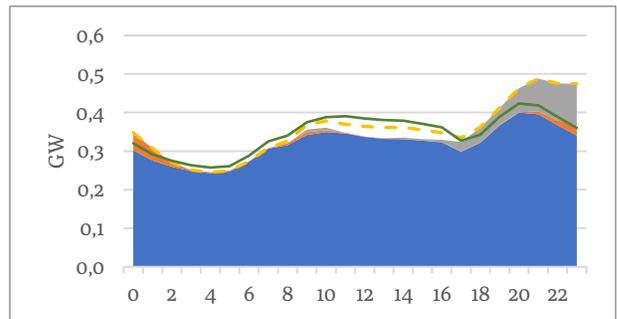
Zona Norte Grande, verano.



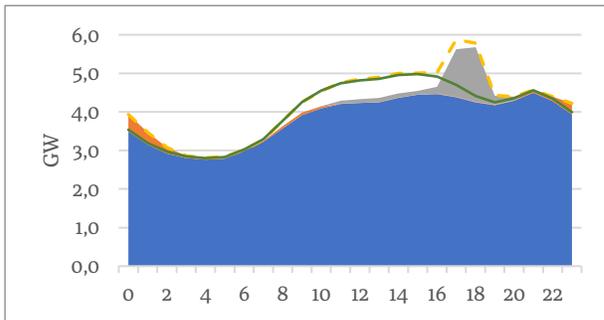
Zona Norte Grande, invierno.



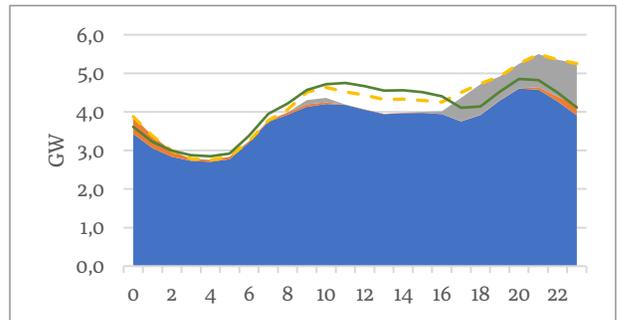
Zona Norte Chico, verano.



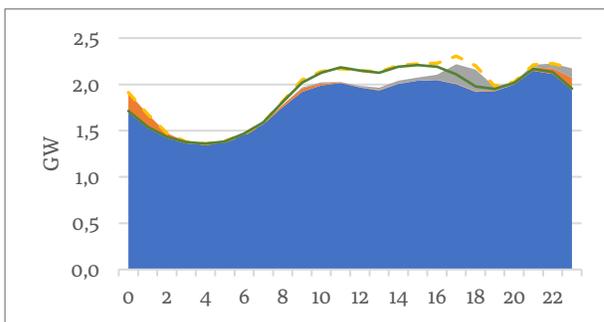
Zona Norte Chico, invierno.



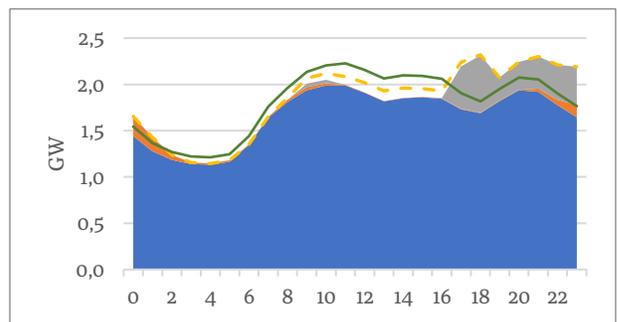
Zona Centro, verano.



Zona Centro, invierno.



Zona Sur, verano.



Zona Sur, invierno.

■ Demanda base neta ■ Electromovilidad ■ Climatización - - - Demanda sin GD — Método actual