



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

**IMPACTO DE ELECTRIFICACIÓN DE BUSES DEL TRANSPORTE  
PÚBLICO DE SANTIAGO SOBRE EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

**ANDRÉS NICOLÁS ZAPATA BARRIENTOS**

PROFESOR GUÍA:  
Alejandro Navarro Espinosa

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
Andrés Caba Rutte  
Miguel Díaz Verriera

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:  
Anid Fondecyt Iniciación 11180875

SANTIAGO DE CHILE  
2022

## IMPACTO DE ELECTRIFICACIÓN DE BUSES DEL TRANSPORTE PÚBLICO DE SANTIAGO SOBRE EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El cambio climático se ha convertido en una de las mayores preocupaciones y desafíos que la humanidad ha debido enfrentar en los últimos años, existiendo un interés global en impulsar políticas y tecnologías para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En Chile, si bien existen políticas que van en línea con la reducción de contaminantes, actualmente hay sectores del desarrollo económico en donde es posible tomar decisiones más drásticas con tal de reducir las emisiones. Particularmente esto sucede en el sector de transporte, ya que se producen alrededor de un 25% de las emisiones a nivel nacional.

Bajo este contexto, la electrificación del transporte surge como una alternativa para el reemplazo del uso de combustibles fósiles. En la actualidad es una tecnología poco atractiva desde el punto de vista económico, principalmente por el alto costo de las baterías, aunque se espera una reducción en los precios para los próximos años. Particularmente en el sector público se han implementado políticas que introducen vehículos a baterías en reemplazo de diésel. Sin embargo, la electrificación del transporte público posee una serie de desafíos que deben ser analizados. Desde el punto de vista eléctrico, podría elevar en forma importante los requerimientos de energía y potencia del Sistema Eléctrico Nacional, producir congestiones en líneas de transmisión, aumentar los costos de la energía y emisiones de gases de efecto invernadero; en el sistema de transporte, podría significar una reestructuración de los recorridos e itinerario de buses, con tal de satisfacer los requerimientos energéticos de las baterías.

Este trabajo analizará los efectos de la electrificación de buses del transporte público de Santiago, tanto desde la perspectiva eléctrica como del sistema de transporte. Para ello, en se desarrollará un modelo que gestione la carga de buses eléctricos para los operadores del sistema, minimizando compras de energía y potencia, y entregando curvas de demanda eléctrica. Posteriormente estas curvas se introducen en un modelo de despacho hidrotérmico para simular la operación del Sistema Eléctrico Nacional en el período 2021-2030, cuantificando las variaciones en costos marginales, costos de operación, generación y emisiones asociadas, respecto de un escenario base sin demanda de buses. Finalmente se obtiene el máximo nivel de adopción permitido, bajo el supuesto de mantener el programa de operación real de buses.

Los resultados muestran requerimientos de potencia por sobre los 130 [MW], y una energía promedio de 1,59 [GWh] por día, representando un 0,63% de la demanda punta del sistema de 2020. El costo marginal de la energía aumenta 0,6 [USD/MWh] en promedio, incrementando los costos de operación del sistema en 10,8 [MMUSD] anuales, mientras que alrededor de un 80% de la demanda buses eléctricos es cubierta por tecnologías a gas y carbón. Desde el punto de vista de transporte, es posible electrificar la flota sobre un 97%, mientras que las emisiones locales se desplazan a zonas de producción de energía con tecnologías térmicas, resultando en una reducción global de 1.43% según el programa de descarbonización actual.

*Dedicado a mi madre,  
sin su apoyo nada de esto hubiese sido posible.*

# Agradecimientos

Llegar hasta este punto exigió sacrificio, esfuerzo, disciplina y constancia. Un camino complicado, de altos y bajos, alegrías y tristezas, éxitos y fracasos. Un largo camino, que valió absolutamente la pena. Un camino que se hizo placentero gracias a quienes son y han sido parte importante de mi vida. En los siguientes párrafos me gustaría mencionarlos y agradecerles por los momentos que hemos compartido durante mi etapa universitaria.

En primer lugar me gustaría agradecer a mi familia, comenzando por Sandra, mi madre, por su apoyo incondicional durante este largo proceso. Por acompañarme en todo momento, por creer en mí, en especial cuando nadie más lo hacía, y sacrificarlo todo para poder sacar adelante la carrera; todo lo que soy y todo lo que tengo es gracias a ella. Agradezco también a mis primas Macarena y Silvana, por sus sabios consejos y estar siempre presentes; tío Javier por ser un motivador por muchos años, y abuela Aida por su cariño, afecto y preocupación.

Agradezco a todas las personas que conocí en la universidad y con las que sigo en contacto hasta el día de hoy. A las amistades que surgieron por jugar a la pelota en 850 o squash en 851; a los distintos grupos donde nos juntábamos a jugar juegos de mesa; a los chicos del DIM que conocí producto de la coordinación de ramos; compañeros de eléctrica que fueron importantes en mi desarrollo como persona. Al Eolian, por permitirme ser parte de un maravilloso equipo de trabajo, y a todas las amistades producto de la construcción del auto solar.

Mención especial a Benjamín, por mantener nuestra amistad desde el primer semestre de la carrera hasta ahora, por las cientos de conversaciones e ideas que compartimos camino al metro, por ser un amigo incondicional durante todos estos años, gracias.

Agradezco a los miembros de la comisión por su tiempo, al Fondecyt N° 11180875 por el apoyo, y a Systep por el uso de sus herramientas computacionales, claves para el desarrollo de esta memoria.

Finalmente agradecer a mi profesor guía, Alejandro Navarro, por el tiempo y compromisos dedicados en este trabajo, por los profundos conocimientos en mercados eléctricos que me ha enseñado, por la motivación que transmite y la buena disposición que tuvo durante todo el proceso. Le estoy infinitamente agradecido por creer en mí y abrirme puertas que me han posibilitado un tremendo crecimiento profesional en este último año.



# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Formulación del problema . . . . .	2
1.3. Objetivos . . . . .	4
1.3.1. Objetivo general . . . . .	4
1.3.2. Objetivos específicos . . . . .	4
1.4. Alcances . . . . .	5
<b>2. Marco Conceptual</b>	<b>6</b>
2.1. Sistema Eléctrico Nacional . . . . .	6
2.2. Balance Nacional de Energía . . . . .	8
2.3. Estado del arte en electromovilidad . . . . .	10
2.4. Red Metropolitana de Movilidad . . . . .	12
2.4.1. Electromovilidad en buses de Red . . . . .	13
2.5. Clasificación de buses . . . . .	15
2.6. Planificación del transporte público . . . . .	16
2.7. Formulación general del problema de despacho económico de carga . . . . .	18
2.7.1. Resolución del problema multinodal . . . . .	20
2.7.2. Inclusión de centrales de embalses . . . . .	20
2.7.3. Coordinación hidrotérmica: costo de oportunidad del agua . . . . .	21
2.8. Resolución del problema de despacho hidrotérmico . . . . .	22
2.8.1. Formulación del problema . . . . .	22
2.9. Estado del arte . . . . .	25
2.9.1. Revisión de literatura . . . . .	26
2.9.2. Memorias previas a este trabajo . . . . .	36
2.9.2.1. Electrificación del transporte público de Santiago . . . . .	36
2.9.2.2. Electrificación del transporte - Buses eléctricos y el sistema de distribución . . . . .	41
<b>3. Metodología</b>	<b>47</b>
3.1. Revisión de modelo base . . . . .	48
3.2. Desarrollo de modelo final . . . . .	50
3.2.1. Modelo de Gestión de Carga . . . . .	52
3.2.2. Modelo de operación del Sistema Eléctrico Nacional . . . . .	56
3.2.3. Porcentaje de electrificación del transporte público . . . . .	57
3.2.4. Emisiones de CO <sub>2</sub> . . . . .	59

<b>4. Elaboración del Modelo</b>	<b>60</b>
4.1. Herramientas computacionales . . . . .	60
4.1.1. Python . . . . .	60
4.1.2. Julia . . . . .	60
4.1.3. Gurobi . . . . .	60
4.1.4. QGIS . . . . .	61
4.1.5. OSE2000 . . . . .	61
4.2. Bases de Datos . . . . .	61
4.2.1. Diccionario Patentes . . . . .	61
4.2.2. Información de expediciones . . . . .	62
4.2.3. ShapeRutas de inicio y fin de recorridos . . . . .	62
4.2.4. Inventario de Terminales . . . . .	63
4.2.5. Asignación de recorridos a Terminales . . . . .	64
4.3. Modelo de Gestión de Carga . . . . .	65
4.3.1. Matriz de Estado de Flota . . . . .	66
4.3.2. Patentes con tiempo mínimo de carga . . . . .	71
4.3.3. Modelo de optimización para la Gestión de Carga . . . . .	72
4.3.3.1. Ecuaciones del modelo . . . . .	73
4.3.3.2. Descripción del modelo . . . . .	76
4.4. Modelo de despacho económico del Sistema Eléctrico Nacional . . . . .	79
4.4.1. Descripción de OSE2000 . . . . .	79
4.4.2. Proyección de la demanda . . . . .	80
4.4.3. Generación . . . . .	82
4.4.3.1. Centrales a Carbón . . . . .	84
4.4.4. Transmisión . . . . .	84
4.4.5. Bloques horarios . . . . .	85
4.4.6. Pre-procesamiento de los datos. . . . .	87
4.5. Análisis del sistema de transporte . . . . .	89
4.6. Análisis de emisiones CO <sub>2</sub> . . . . .	90
4.7. Casos de Estudio . . . . .	91
4.7.1. Gestión de Carga . . . . .	91
4.7.2. Impacto en Generación-Transmisión . . . . .	92
4.7.3. Emisiones de dióxido de carbono . . . . .	94
<b>5. Resultados y Análisis</b>	<b>96</b>
5.1. Día de mayor operación en set de datos. . . . .	96
5.2. Modelo de gestión de carga . . . . .	98
5.2.1. Perfiles de buses . . . . .	99
5.2.2. Perfil de terminales . . . . .	102
5.2.3. Perfil de Unidad de Negocio . . . . .	105
5.2.4. Electrificación en pasos . . . . .	106
5.2.4.1. Perfil de buses - carga por terminales . . . . .	106
5.2.4.2. Perfil de terminales . . . . .	108
5.2.4.3. Perfil de Unidades de Negocio . . . . .	110
5.2.4.4. Perfil de demanda acumulada . . . . .	112
5.2.5. Perfil general de demanda acumulada. . . . .	114
5.3. Expediciones con falla - Electrificación . . . . .	119

5.3.1.	Costos de operación . . . . .	124
5.4.	Análisis de Sistema Eléctrico Nacional . . . . .	124
5.4.1.	Escenarios de operación normal . . . . .	125
5.4.1.1.	Generación total . . . . .	125
5.4.1.2.	Generación de tecnologías con ligera variación en su despacho	127
5.4.1.3.	Generación de tecnologías con mayor variación en despacho .	130
5.4.1.4.	Costos Marginales . . . . .	132
5.4.1.5.	Costos de Operación . . . . .	134
5.4.2.	Escenarios con descarbonización en corto plazo . . . . .	134
5.4.2.1.	Generación total . . . . .	135
5.4.2.2.	Generación de tecnologías con ligera variación en su despacho	135
5.4.2.3.	Generación de tecnologías con mayor variación en despacho .	136
5.4.3.	Costos Marginales . . . . .	138
5.4.4.	Costos de operación . . . . .	139
5.5.	Emisiones de CO <sub>2</sub> . . . . .	140
5.5.1.	Procesamiento de datos de SNIFA . . . . .	140
5.5.1.1.	Carbón . . . . .	140
5.5.1.2.	Petróleo . . . . .	141
5.5.1.3.	Gas . . . . .	141
5.5.2.	Emisiones en ruta . . . . .	143
5.5.3.	Emisiones en generación . . . . .	144
5.5.4.	Desplazamiento de emisiones locales . . . . .	145
<b>6.</b>	<b>Conclusiones y trabajos futuros</b>	<b>146</b>
6.1.	Conclusiones . . . . .	146
6.2.	Trabajos futuros . . . . .	148
	<b>Bibliografía</b>	<b>150</b>
	<b>Anexo A. Curvas de demanda por terminal</b>	<b>155</b>
A.1.	Caso Base . . . . .	155
A.2.	Caso Variable 1 . . . . .	159
A.3.	Caso Variable 2 . . . . .	162
	<b>Anexo B. Curvas de demanda por Unidad de Negocios</b>	<b>166</b>
B.1.	Caso Base . . . . .	166
B.2.	Caso Variable 1 . . . . .	167
B.3.	Caso Variable 2 . . . . .	167
	<b>Anexo C. Buses en ruta por Unidad de Negocio</b>	<b>168</b>

# Índice de Tablas

2.1.	Unidades de Negocio de Red . . . . .	13
2.2.	Modelos de buses eléctricos de Red. . . . .	14
2.3.	Electroterminales de Red en Santiago . . . . .	15
2.4.	Métricas de carga del transformador en servicio. Elaborado a partir de [34]. . . . .	29
2.5.	Impacto de electrificación de buses en transformador de distribución. Elaborado a partir de [34]. . . . .	29
2.6.	Reducción de emisiones respecto a penetración de vehículos. Elaborado a partir de [28] . . . . .	36
3.1.	Relación entre tipo de bus -de acuerdo a Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, capacidad energética y rendimiento de bus . . . . .	54
4.1.	Campos y descripción de Diccionario Patentes. . . . .	62
4.2.	Campos utilizados en base de datos asociada a expediciones. . . . .	62
4.3.	Campos utilizados en base de datos ShapeRutas. . . . .	63
4.4.	Descripción de matriz de estado de flota. . . . .	66
4.5.	Elementos de Matriz de Estado de flota . . . . .	69
4.6.	Datos de operación de patente BJFT44 para los días 11 y 12 de abril de 2018. . . . .	70
4.7.	Resultados de asignación de parámetros, patente BJFT44. . . . .	71
4.8.	Capacidades utilizadas en modelo. . . . .	71
4.9.	Porcentaje mínimo de carga, de acuerdo a capacidad de bus. . . . .	72
4.10.	Parámetros de Gestión de Carga. . . . .	92
4.11.	Escenarios de simulación OSE2000. . . . .	92
4.12.	Fecha cierre de centrales a carbón . . . . .	93
4.13.	Cantidad de buses por norma, año 2018. . . . .	95
5.1.	Configuración de potencia de cargador para modelo de gestión de carga. . . . .	99
5.2.	Distancia máxima recorrida por paso de electrificación. . . . .	108
5.3.	Energía y potencia por escenario . . . . .	115
5.4.	Valores de potencia máxima suministrada por caso. . . . .	117
5.5.	Valores de energía suministrada por caso. . . . .	118
5.6.	Porcentajes de electrificación - Caso Base. . . . .	121
5.7.	Porcentajes de electrificación - Caso Variable 1. . . . .	123
5.8.	Porcentaje de electrificación - Caso Variable 2. . . . .	123
5.9.	Energía y potencia de falla . . . . .	124
5.10.	Costo de electricidad (energía y potencia) por caso. . . . .	124
5.11.	Generación de energía al 2025 . . . . .	126
5.12.	Factores de emisión utilizados en este trabajo. . . . .	143
5.13.	Emisiones en generación. . . . .	144
5.14.	Emisiones de CO <sub>2</sub> eliminadas. . . . .	145

# Índice de Ilustraciones

2.1.	Esquema general de un Sistema Eléctrico de Potencia [15]	7
2.2.	Capacidad instalada por tecnología (en %) del SEN [15]	7
2.3.	Demanda SEN 2020. Elaboración propia a partir de [4].	8
2.4.	Energía generada SEN, período enero-mayo 2021. Elaboración propia a partir de [4].	8
2.5.	Matriz energética primaria de Chile, año 2019. Elaboración propia a partir de [22].	9
2.6.	Consumo de energía secundaria en Chile, año 2019. Elaboración propia a partir de [22].	9
2.7.	Distribución recurso energético primario en sector transporte. Elaboración propia a partir de [22].	10
2.8.	Proyección de buses eléctricos en circulación en China. Elaboración propia a partir de [33].	10
2.9.	Estadística de buses eléctricos por país y continente (Europa).	11
2.10.	Proyección de buses eléctricos en circulación en China. Elaboración propia a partir de [47].	12
2.11.	Simbología de Unidades de Negocio	13
2.12.	Etapas de diseño de planificación de transporte público(elaborado a partir de [11]).	17
2.13.	Etapas de diseño de planificación de transporte público con buses eléctricos (elaborado a partir de [11]).	17
2.14.	Proceso de decisión para el despacho hidrotérmico[17]).	22
2.15.	Árbol de escenarios de caudales[17]).	23
2.16.	Costos inmediatos y futuros[17]).	24
2.17.	Funcionamiento de carga de buses en [34]	27
2.18.	Circuito regulador de voltaje, en base a LTC [34].	28
2.19.	SoC para una ruta, con distintas configuraciones de carga [34].	29
2.20.	Frecuencia de carga [34].	29
2.21.	Cambio de tap y variación de voltaje en carga tipo <i>flash</i> [34].	30
2.22.	Cambio de tap y variación de voltaje en carga tipo <b>overnight</b> [34].	30
2.23.	Capacidad de carga disponible de acuerdo a ESS(verde), DR (amarillo) y caso base (azul) [53].	31
2.24.	Reducción en uso de la red de acuerdo a ESS, para cargador de 300 [kW] [53].	31
2.25.	Potencia de carga en distintos puntos de la red. Considera el caso base (azul), y uso de RPC (amarillo) [53].	31
2.26.	Pérdidas en distintos puntos de la red.Considera el caso base (azul), y uso de RPC (amarillo) [53].	32
2.27.	Histograma de consumo de energía para recorridos [49].	32

2.28.	Capacidad requerida ideal para ruta de buses [49]. . . . .	33
2.29.	Eficiencia energética vs temperatura [45]. . . . .	33
2.30.	SoC promedio de bus en ruta, y distancia de cada loop [45]. . . . .	34
2.31.	Emisiones por tecnología, de acuerdo a la optimización de costos [58]. . . . .	35
2.32.	Emisiones de buses diesel (DB) y eléctricos (BEB), para uso de consumos auxiliares [46]. . . . .	35
2.33.	Emisiones para distintas penetraciones de vehículos eléctricos. . . . .	36
2.34.	Esquema general del modelo [5]. . . . .	37
2.35.	Metodología desarrollada en [5]. . . . .	38
2.36.	Gestión de carga y asignación de buses [5]. . . . .	40
2.37.	Perfil de carga global [5]. . . . .	40
2.38.	Perfil de carga individual [5]. . . . .	41
2.39.	Diagrama general de modelo [9] . . . . .	42
2.40.	Diagrama explicativo pre-procesamiento [9]. . . . .	46
2.41.	Primer evento de carga para patente CJFR96[9]. . . . .	46
3.1.	Comparación de energía consumida por buses. . . . .	48
3.2.	Perfil de carga de patente BJFD26 para cada proceso de gestión de carga (con y sin switching). . . . .	49
3.3.	Perfil de carga de terminal 3 para la Unidad de Negocio 3, para proceso de gestión de carga. . . . .	50
3.4.	Diagrama general de metodología. . . . .	51
3.5.	Metodología Gestión de Carga. . . . .	52
3.6.	Diagrama etapa de extracción de expediciones. . . . .	53
3.7.	Diagrama etapa de asignación de terminales a recorridos. . . . .	53
3.8.	Diagrama etapa de obtención perfil energía y potencia. . . . .	54
3.9.	Diagrama etapa de detección de expediciones con falla. . . . .	55
3.10.	Diagrama de resolución de expediciones con falla. . . . .	55
3.11.	Diagrama etapa de obtención perfil energía y potencia. . . . .	55
3.12.	Procesamiento de perfiles. . . . .	56
3.13.	Conversión de bloque horario a bloque de demanda. . . . .	56
3.14.	Asignación de demanda a barra. . . . .	57
3.15.	Simulación en OSE2000. . . . .	57
3.16.	Detección de fallas. . . . .	58
3.17.	Limpieza de fallas. . . . .	58
3.18.	Obtención de porcentajes de electrificación. . . . .	58
3.19.	Cálculo de emisiones CO2 generación. . . . .	59
3.20.	Cálculo de emisiones CO2 buses. . . . .	59
4.1.	Recorrido 210-ida, de acuerdo a información de ShapeRutas, para la Unidad de Negocio 2. . . . .	63
4.2.	Inventario de Terminales de Unidades de Negocio. . . . .	64
4.3.	Visualización de capa que contiene la red vial de Santiago. . . . .	65
4.4.	Visualización de capa que contiene la red vial de Santiago. . . . .	65
4.5.	Histograma de energía consumida por buses. . . . .	72
4.6.	Perfil de carga patente BJFD26, modelo antiguo y actual. . . . .	79
4.7.	Requerimientos de demanda, período 2021-2030. . . . .	81
4.8.	Requerimientos de demanda barra Alto Jahuel 110 [kV], período 2021-2030. . . . .	81
4.9.	Potencia instalada de centrales en SEN, período 2019-2030. . . . .	83

4.10.	Capacidad instalada por tecnología, año 2021. . . . .	83
4.11.	Potencia instalada de centrales a carbón, período 2019-2030. . . . .	84
4.12.	Distribución de horas por mes. Elaborado por Systep. . . . .	85
4.13.	Demanda ordenada por día y noche. Elaborado por Systep. . . . .	86
4.14.	Demanda ordenada por día y noche, dividida en bloques. Elaborado por Systep. . . . .	86
4.15.	Interpretación de bloque horario. Elaborado por Systep. . . . .	87
4.16.	Creación de perfiles acumulados por Unidad de Negocio. . . . .	88
4.17.	Creación de perfil general de demanda de buses eléctricos. . . . .	88
4.18.	Cambio en resolución temporal en perfil de demanda. . . . .	89
4.19.	Asociar valores de energía a bloque horario. . . . .	89
4.20.	Potencia de carbón eliminada anualmente, período 2021-2030. . . . .	94
4.21.	Potencia de carbón eliminada anualmente, período 2021-2030. . . . .	94
5.1.	Histograma de distancia diaria recorrida. . . . .	97
5.2.	Distancia diaria recorrida en diciembre 2018. . . . .	97
5.3.	Distancia y expediciones - semana 09 a 15 de abril de 2018. . . . .	98
5.4.	Perfil de carga patente BJFC96, Caso Base. . . . .	99
5.5.	Perfil de carga patente BJFC96, Caso Variable 1. . . . .	100
5.6.	Perfil de carga patente BJFC96, Caso Variable 2. . . . .	100
5.7.	Variable de decisión X acumulada por caso. . . . .	101
5.8.	Perfil de carga patente CJRV13, Caso Variable 2. . . . .	102
5.9.	Perfil de carga terminal 1 de UN1, Caso Base. . . . .	103
5.10.	Perfil de carga terminal 1 de UN1, Caso Variable 1. . . . .	103
5.11.	Perfil de carga terminal 1 de UN1, Caso Variable 2. . . . .	104
5.12.	Perfil de carga terminal 1 de UN1, comparación de casos . . . . .	104
5.13.	Perfil de carga promedio - terminal 1 de UN1 . . . . .	105
5.14.	Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Base. . . . .	105
5.15.	Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Variable 1. . . . .	106
5.16.	Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Variable 2.. . . . .	106
5.17.	Patente BBJZ70 - eventos de carga en terminales. . . . .	107
5.18.	Histogramas de electrificación por pasos. . . . .	108
5.19.	Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Base. . . . .	109
5.20.	Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Variable 1. . . . .	110
5.21.	Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Variable 2. . . . .	110
5.22.	Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Base. . . . .	111
5.23.	Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Variable 1. . . . .	111
5.24.	Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Variable 2. . . . .	112
5.25.	Electrificación por pasos, Caso Base. . . . .	113
5.26.	Electrificación al 100%, Caso Variable 1. . . . .	113
5.27.	Electrificación al 100%, Caso Variable 2. . . . .	114
5.28.	Perfil de demanda acumulada general. . . . .	115
5.29.	Promedio Estado de Carga (SOC) para buses en operación. . . . .	116
5.30.	Perfil de carga patente CJRF78, Caso Base. . . . .	119
5.31.	Perfil de carga patente ZN3963, Caso Base. . . . .	120
5.32.	Dispersión de fallas, Caso Base. . . . .	121
5.33.	Dispersión de fallas, Caso Variable 1. . . . .	122
5.34.	Dispersión de fallas, Caso Variable 2. . . . .	122
5.35.	Perfil de falla acumulada. . . . .	123

5.36.	Generación anual de energía - período 2021-2030. . . . .	126
5.37.	Generación de tecnologías base, período 2021-2030. . . . .	127
5.38.	Generación a petróleo, período 2021-2030. . . . .	128
5.39.	Aporte relativo de tecnologías a demanda de buses eléctricos. . . . .	129
5.40.	Centrales de embalse - variación Caso Normal respecto a <i>Benchmark</i> . . . . .	129
5.41.	Generación a carbón, período 2021-2030. . . . .	130
5.42.	Generación a gas, período 2021-2030. . . . .	131
5.43.	Aporte porcentual de centrales a gas y carbón a demanda de buses eléctricos. . . . .	131
5.44.	Aporte de cada tecnología a demanda de buses eléctricos. . . . .	132
5.45.	Costo marginal promedio del sistema. . . . .	133
5.46.	Costos marginales barra Alto Jahuel 220. . . . .	133
5.47.	Costos de operación del sistema 2021-2030. . . . .	134
5.48.	Generación de energía bruta anual 2021-2030, descarbonización acelerada. . . . .	135
5.49.	Generación centrales de base, escenarios de descarbonización. . . . .	136
5.50.	Generación hidráulica anual 2021-2031, escenarios de descarbonización. . . . .	137
5.51.	Generación a carbón, escenarios de descarbonización. . . . .	137
5.52.	Generación a petróleo - escenarios de descarbonización. . . . .	138
5.53.	Costos marginales del sistema - escenarios de descarbonización. . . . .	139
5.54.	Costos marginales barra Alto Jahuel 220 - escenarios de descarbonización. . . . .	139
5.55.	Costos de operación del sistema - escenarios de descarbonización. . . . .	140
5.56.	Histograma factor de emisión centrales a carbón. . . . .	141
5.57.	Histograma factor de emisión centrales a petróleo. . . . .	141
5.58.	Histograma factores de emisión centrales a gas. . . . .	142
5.59.	Histograma factor de emisión centrales a gas - Caso Bajo. . . . .	142
5.60.	Histograma factor de emisión centrales a gas - Caso Alto. . . . .	143
A.1.	Terminales UN1 - Caso Base. . . . .	155
A.2.	Terminales UN2 - Caso Base. . . . .	156
A.3.	Terminales UN3 - Caso Base. . . . .	156
A.4.	Terminales UN4 - Caso Base. . . . .	157
A.5.	Terminales UN5 - Caso Base. . . . .	157
A.6.	Terminales UN6 - Caso Base. . . . .	158
A.7.	Terminales UN7 - Caso Base. . . . .	158
A.8.	Terminales UN2 - Caso Variable 1. . . . .	159
A.9.	Terminales UN2 - Caso Variable 1. . . . .	159
A.10.	Terminales UN3 - Caso Variable 1. . . . .	160
A.11.	Terminales UN4 - Caso Variable 1. . . . .	160
A.12.	Terminales UN5 - Caso Variable 1. . . . .	161
A.13.	Terminales UN6 - Caso Variable 1. . . . .	161
A.14.	Terminales UN7 - Caso Variable 1. . . . .	162
A.15.	Terminales UN2 - Caso Variable 2. . . . .	162
A.16.	Terminales UN2 - Caso Variable 2. . . . .	163
A.17.	Terminales UN3 - Caso Variable 2. . . . .	163
A.18.	Terminales UN4 - Caso Variable 2. . . . .	164
A.19.	Terminales UN5 - Caso Variable 2. . . . .	164
A.20.	Terminales UN6 - Caso Variable 2. . . . .	165
A.21.	Terminales UN7 - Caso Variable 2. . . . .	165
B.1.	Unidades de Negocio - Caso Base. . . . .	166



B.2.	Unidades de Negocio - Caso Variable 1. . . . .	167
B.3.	Unidades de Negocio - Caso Variable 2. . . . .	167
C.1.	Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 1. . . . .	168
C.2.	Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 2. . . . .	169
C.3.	Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 3. . . . .	169
C.4.	Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 4. . . . .	170
C.5.	Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 5. . . . .	170
C.6.	Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 6. . . . .	171
C.7.	Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 7. . . . .	171

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

El cambio climático se ha convertido en uno de los mayores desafíos que el ser humano ha debido enfrentar. El aumento sostenido de la temperatura avalado por datos históricos no es casualidad; el impacto asociado -dentro de los cuales destacan derretimiento de glaciares, aumento del nivel del mar, colapso de ecosistemas, cambios climatológicos como una consecuencia directa del calentamiento global debido a la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) ha llevado a realizar tratados internacionales para limitar el aumento de temperatura a nivel global [42], como lo es el Acuerdo de Paris [41], donde una gran cantidad de países se comprometieron a combatir el cambio climático para un futuro sostenible en un ambicioso plan a largo plazo, y entrando en vigencia el 2020, coincidiendo con el término del Protocolo de Kioto [24].

Chile ha tenido un lento avance en ese sentido. En lo que respecta a las políticas públicas, hay compromisos del gobierno para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a corto y plazo. Es así como en la cartera de medio ambiente presenta el Plan de Acción Nacional de Cambio Climático 2017-2022 (PANCC-II) [25], que define e integra líneas de acción que buscan adaptar, mitigar, implementar y gestionar medidas orientadas hacia una economía baja en carbón. En el ámbito energético, a nivel de generación existen iniciativas que proponen una reducción de uso de combustibles fósiles en el largo plazo como lo es la política energética “Energía 2050”, que busca impulsar una utilización del 70% de energías renovables para abastecer al país [21], o el plan de actual de descarbonización que tiene como objetivo una matriz energética sin carbón al 2040, y carbono neutral hacia el 2050. No obstante, en el corto plazo hay grandes volúmenes de energía producidos mediante combustibles fósiles: el último informe de la CNE sobre el balance energético anual [20], reveló que en 2018 el 53.5% de la generación eléctrica bruta nacional (76.175 [GWh] totales) se obtienen mediante gas, carbón y petróleo. De éstos, un 36% se destina a transporte, representando un impacto no menor en el medioambiente debido a las emisiones de GEI.

Bajo este contexto, en 2017 se define la “Estrategia Nacional de Movilidad”[18], iniciativa que establece ejes y acciones prioritarias para el fomento de la electromovilidad, y propone como objetivo lograr que el 40% de vehículos particulares y 100% de vehículos de transporte público sean eléctricos al 2050. Asimismo, en 2018 se lanza el programa “Ruta Energética 2018-2022”[19], bogando por un transporte eficiente y posicionando la electromovilidad como

un eje fundamental para un desarrollo sustentable.

Los números concernientes a la electromovilidad a nivel nacional son bastante bajos respecto al parque vehicular particular, pero alentadores en cuanto al transporte público urbano. A fines de 2019, hay 714 vehículos eléctricos de uso particular en circulación, lo cual representa un 0.05% del total [23], mientras que a abril de 2021 en el transporte público de Santiago existe una electrificación al 11.1% respecto de la flota completa de buses, considerando las 744 patentes actuales para un universo de 6700 máquinas que se reparten entre las 6 Unidades de Negocio actuales. [3].

En síntesis, si se toma en cuenta los altos índices de GEI en la atmósfera, el aumento en la temperatura a nivel global, las políticas públicas relacionadas a mitigar estos efectos a nivel nacional y la gran contaminación producida por el sector transporte, hay una gran oportunidad de reducción de contaminación en lo que respecta a movilidad, ya sea pública o privada, y que va de la mano con una fuerte inversión y políticas que fomenten la búsqueda y potenciación de alternativas que beneficien al medioambiente, en donde se pueda demostrar que existen opciones viables y eficientes que reemplacen el uso de combustibles fósiles, y un retorno de la inversión en el largo plazo que demuestre que existen incentivos para realizar los cambios necesarios en pos de un futuro sustentable.

La presente memoria posee tres ejes principales, relacionados con los antecedentes expuestos anteriormente y como un ejercicio informativo e ilustrativo de acuerdo a las políticas de reducción de GEI actuales. Desde la perspectiva eléctrica, se busca analizar la respuesta del Sistema Eléctrico Nacional frente a la electrificación de los buses del transporte público de Santiago, realizando un modelo de carga de buses a baterías por parte de las empresas que se reparten los recorridos urbanos (denominadas Unidades de Negocio[26] y tratadas de esa forma en este documento), para luego cuantificar la generación a nivel nacional en comparación al escenario actual, i.e., con una flota parcialmente electrificada. El segundo eje analiza los efectos en el sistema de transporte frente al cambio de buses diésel por eléctricos a baterías, cuantificando el porcentaje de expediciones que pueden realizar sus recorridos respectivos en forma exitosa en base supuesto de mantener el programa de operación actual e itinerarios reales de buses del año 2018. Finalmente se analiza la variación de dióxido de carbono ( $CO_2$ ) a nivel de generación, producto del aumento en la demanda energética debido a la operación y carga de buses eléctricos respecto de un escenario de referencia, sin los cambios producidos como consecuencia del ejercicio expuesto en este documento.

## 1.2. Formulación del problema

En términos técnicos, los buses adquiridos por las distintas Unidades de Negocio poseen una gran capacidad de almacenamiento energético (sobre 270 kWh), otorgando una autonomía de hasta 250 km [10], rendimiento que varía fuertemente de acuerdo a las condiciones topológicas, características de conducción, cantidad de pasajeros y uso de aire acondicionado [59][44]. Estos vehículos se pueden cargar en distintos pero reducidos puntos de la capital -dependiendo de la Unidad de Negocio-, con tecnologías que llegan a potencias máximas de 80 [kW] y 150[kW], con tiempos asociados entre 2 y 4 horas.

Asimismo, de acuerdo al estado del arte y literatura asociada al transporte eléctrico, existen tres formas de carga: *overnight*, buses eléctricos con baterías de gran capacidad (las más altas en el mercado) y cargadores de potencias medias, que preferentemente se conectan a la red durante la madrugada, una vez finalizada su operación diaria (intervalo 11pm-6am de día siguiente). El segundo método se conoce como *fast charging* o carga rápida, la cual prioriza potencias de carga muy altas para buses de baja capacidad energética (del orden de 100 [kWh]) y llegando incluso a 600 [kW], permitiendo la carga de la batería en cuestión de minutos (implementado en transporte público de Suiza [2], Estados Unidos [44], China [32], entre otros países). Finalmente la tercera alternativa se denomina *opportunity charging*, e involucra estaciones de carga que extraigan las baterías descargadas del bus y las cambien por unas completamente cargadas.

En Santiago, dadas las características de los buses adquiridos por las distintas Unidades de Negocios, la forma de carga utilizada es *overnight*, pues se aprovechan las horas nocturnas en que los buses están detenidos en los terminales o depósitos de buses, dado que el grueso en la operación del transporte público de Santiago se produce entre las 6:00 y 00:00.

En cuanto a la perspectiva del transporte público, las Unidades de Negocio se rigen por un programa de operación que impone la autoridad, donde define y regula las condiciones y características que estas empresas deben prestar. Entre otros elementos y como resultado de la planificación por parte del regulador, semestralmente se define trazado, paradas, capacidad (plazas por hora) y frecuencia de buses por bloque horario, por lo que es deber de estas empresas cumplir con los parámetros definidos, de acuerdo al contrato de concesión establecido. En consecuencia, se define un itinerario de salidas y llegadas para cada uno de los recorridos del transporte público, y sobre los cuales es posible hacer un seguimiento en ruta mediante información entregada por GPS de cada máquina, propia de cada Unidad de Negocio.

En la práctica, la electrificación de los buses del transporte público implica una planificación en detalle entre la autoridad y los privados que poseen los recorridos, pues, en términos generales se debe analizar la factibilidad del cumplimiento de las rutas de acuerdo a las capacidades de los buses, y hacer modificaciones en caso de ser necesario. En ese sentido, este documento se desarrolla sobre el supuesto de mantener el programa de operación actual y utilizando de forma invariante los datos sobre el itinerario de cada Unidad de Negocio, sin entrar en detalle sobre modificaciones de recorridos y/o salida de buses, y entregando índices de electrificación sobre esta base.

Siguiendo con la línea actual de carga en electroterminales repartidos por las distintas comunas de Santiago, un escenario interesante de analizar sería el caso en que todos los buses del transporte público de Santiago fueran eléctricos a baterías, ¿cómo sería el perfil de carga a nivel regional?, ¿cuáles serían los impactos en el Sistema Eléctrico Nacional? ¿hay infraestructura suficiente como para cubrir la demanda asociada?, y finalmente, en base al contexto de la reducción de gases de efecto invernadero: ¿cuál sería la huella de carbón asociada a la generación de la energía para poder suministrar de energía a los buses?, ¿es menos contaminantes esta alternativa de electrificación?. Por último y no menos importante, está la perspectiva de la operación de buses actual, pues ¿es posible establecer un sistema 100% eléctrico si se mantiene el programa de operación y rutas actuales?

De acuerdo a lo anterior, esta memoria busca responder a las preguntas planteadas,

cuantificando el impacto de la electrificación de buses del transporte público de Santiago sobre el Sistema Eléctrico Nacional. Para ello, en primera instancia se determinan los puntos geográficos de posicionamiento de cargadores así como también las características de los buses eléctricos de acuerdo al estado del arte. Posteriormente se resuelve un problema de optimización a través de programación lineal entera-mixta, en el cual se minimizan compras de energía y potencia por parte de las Unidades de Negocio, de acuerdo a restricciones económicas y regulatorias, propias del mercado eléctrico chileno (el cual se detallará en el Marco Teórico), y técnicas según la carga/descarga de buses de acuerdo a su consumo en ruta, para obtener perfiles de carga de buses eléctricos para cada terminal definido previamente, utilizando una variable entera que decide si un bus se debe cargar en un instante de tiempo. Estas curvas se ingresan a un modelo de despacho económico del sistema eléctrico (OSE2000), en el cual se calcula la operación en el largo plazo, para así obtener generación por central, costos marginales y costo de operación, y se compara con un escenario base (*Benchmark*), el cual no posee electrificación completa de la flota de buses. Estos resultados permiten obtener las emisiones de  $CO_2$  por central, pues se tienen los datos de factores de emisión por unidad generadora. Finalmente se entregan porcentajes de electrificación de la flota de buses de acuerdo a la tasa de expediciones completadas exitosamente respecto de las totales.

### 1.3. Objetivos

A continuación, se describen los objetivos de la presente memoria; en primera instancia se define el objetivo general, y luego de manera específica:

#### 1.3.1. Objetivo general

El objetivo fundamental del presente trabajo es analizar el impacto de la adopción completa de buses eléctricos con carga *overnight* en el transporte público de Santiago, tanto en el Sistema Eléctrico Nacional como en el sistema de transporte.

#### 1.3.2. Objetivos específicos

- Modelar la carga de buses eléctricos del sistema de transporte público, de acuerdo a criterios técnicos y económicos.
- Determinar el perfil de demanda eléctrica para buses, terminales, Unidades de Negocio y Región Metropolitana.
- Cuantificar los cambios en generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, producto del aumento en la demanda eléctrica, como consecuencia de la electrificación de los buses.
- Obtener el máximo nivel de adopción para la electrificación, manteniendo el programa de operación real de buses.
- Estimar la huella de carbono asociada a la adopción de esta tecnología en los buses del transporte público de Santiago.

## 1.4. Alcances

Este trabajo se sustenta en las memorias -tanto modelo como aspectos de la metodología- tituladas "Electrificación del Transporte - Buses eléctricos y el Sistema de Distribución" [9] y "Electrificación del Transporte Público de Santiago" [5] desarrollada por los ingenieros Andrés Braga y Juan Pedro Arnés, respectivamente. En ese sentido, este trabajo pretende ser una culminación al análisis de la incorporación progresiva de buses eléctricos al transporte público de Santiago y sus efectos en el sistema eléctrico chileno, evaluando el impacto a nivel nacional en el sistema de generación y transmisión.

Los resultados que arrojan las distintas simulaciones se confeccionaron de acuerdo a una serie de supuestos, imprescindibles para definir el problema apropiadamente y obtener una representación lo más próxima a la realidad. Estos supuestos son los siguientes:

- Para el estado de carga, se utilizan especificaciones técnicas de buses eléctricos existentes en el mercado y ya implementados en varias Unidades de Negocio en el sistema de transporte público de Santiago, a través de máquinas de la marca BYD.
- El comportamiento energético de los buses en ruta dependerá solo de la distancia recorrida por expedición, dejando de lado variables como cantidad de pasajeros durante la expedición, la topología del terreno y el consumo de aire acondicionado.
- Los buses se pueden cargar en todos los terminales, sin límite de cargadores en cada estación de carga. Este supuesto entrega flexibilidad al modelo para la decisión de carga, pues limitar la cantidad de cargadores puede significar que algunos buses no se carguen, aumentando las expediciones con falla. Se busca la minimización de compras de energía y potencia a partir de ciertas restricciones, y entregar la cantidad de cargadores *a posteriori*.
- Para efectos de evaluar el sistema de generación-transmisión, los perfiles de carga de terminales de cada Unidad de Negocio se juntan en un único perfil de demanda acumulada, el cual se utilizará como consumo en una barra creada específicamente para estos fines, la cual se conectará a la barra Alto Jahuel, principal punto de inyección de energía en la Región Metropolitana. Esta barra tendrá parámetros eléctricos suficientes para no producir congestión a nivel local.

Por otra parte, el modelo elaborado fue posible implementarlo sobre los datos reales de la operación diaria de Red Metropolitana de Movilidad, obtenidos mediante el sistema ADATRAP [1], a través de un convenio de colaboración entre el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, y la Universidad de Chile, específicamente la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Este modelo está compuesto por una serie de etapas secuenciales, involucrando distintos problemas de optimización, en forma lineal y entera mixta. Dada la complejidad y cantidad de variables existentes en el problema, se remite el uso de datos a un horizonte de tiempo de dos días -uno de estos corresponde a la mayor operación de buses del año-, para el 2018.

# Capítulo 2

## Marco Conceptual

A continuación se presentan los conceptos básicos y fundamentales sobre la electromovilidad, transporte público en la Región Metropolitana y sistema eléctrico chileno; necesarios para contextualizar la problemática enfrentada, desde las distintas perspectivas y la posterior revisión del estado del arte.

### 2.1. Sistema Eléctrico Nacional

Un sistema eléctrico de potencia, cuya definición es “conjunto de actividades que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad”[57], se reconoce como la base del mercado eléctrico chileno. Desde 1982 y mediante el Decreto con Fuerza de Ley N°1 (Ley General de Servicios Eléctricos), se establece que el mercado eléctrico posee actividades de generación, transmisión y distribución, las cuales son desarrolladas por empresas privadas. A continuación se detalla cada uno de ellas:

- **Generación:** Instalaciones y equipos eléctricos cuya función es proporcionar energía eléctrica desde materias primas considerando distintas tecnologías (térmicas, hídricas, solares, eólicas, entre otras). Las empresas deben coordinar su operación a través del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).
- **Transmisión:** Segmento del mercado eléctrico enfocado en conectar las fuentes de generación de energía eléctrica con los centros de demanda a nivel nacional. En Chile, se considera parte de esta actividad todas las líneas y/o subestaciones con un voltaje mayor o igual a 23 [kV]. Específicamente, se definen los niveles de alta tensión discretos (en kV): 23-100, 110, 154, 220, 345 y 500.
- **Distribución:** Actividad destinada a proveer energía desde las subestaciones primarias hacia los usuarios finales, a través de empresas que operan mediante zonas de concesión limitadas geográficamente. Dadas sus características de monopolio, sus tarifas están reguladas por la autoridad.

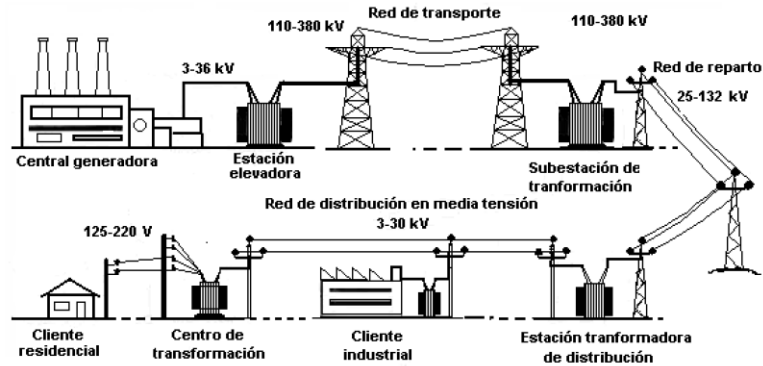


Figura 2.1: Esquema general de un Sistema Eléctrico de Potencia [15]

En Chile, el 98% de la población nacional y 99,7% de la demanda se encuentra en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Se extiende desde Arica hasta la isla grande de Chiloé, abarcando una distancia de 3.100 kilómetros y una superficie de 551.554 km<sup>2</sup>, correspondiente al 68% de Chile continental. La coordinación de la operación del SEN es llevada a cabo por un organismo independiente y sin fines de lucro, conocido como Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

A mayo de 2021, la matriz de generación eléctrica del SEN posee una capacidad instalada de 28.036 [MW], caracterizado por ser un sistema hidrotérmico con un importante aporte de energías renovables no convencionales (ERNC). En concreto, 48,07% corresponde a centrales térmicas -carbón, gas, petróleo y otros (petcoke, cogeneración y biomasa), 24,36% hidráulica (unidades de embalse, pasada y mini hidro), 27,41% de solar y eólica, mientras que el 0,16% restante se genera mediante geotermia (ver figura 2.5).

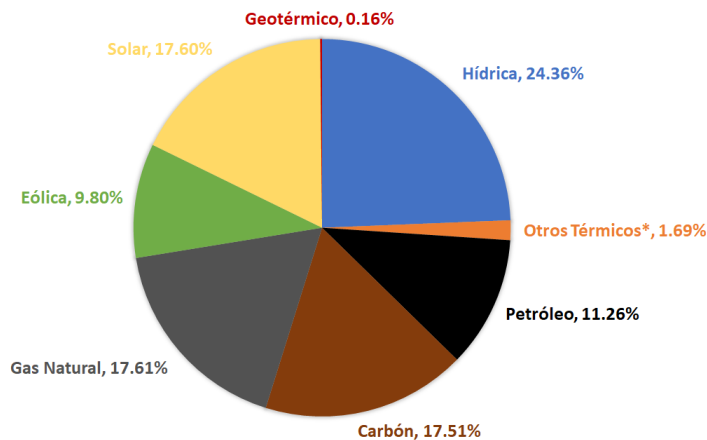


Figura 2.2: Capacidad instalada por tecnología (en %) del SEN [15]

En cuanto a la demanda del SEN, los datos de Energía Abierta para el 2020 entregan una demanda entre un mínimo de 6.836 [MW] y un máximo de 10.896 [MW]. En términos de capacidad del sistema, la infraestructura actual de generación es 257% mayor respecto de la demanda máxima del 2020.



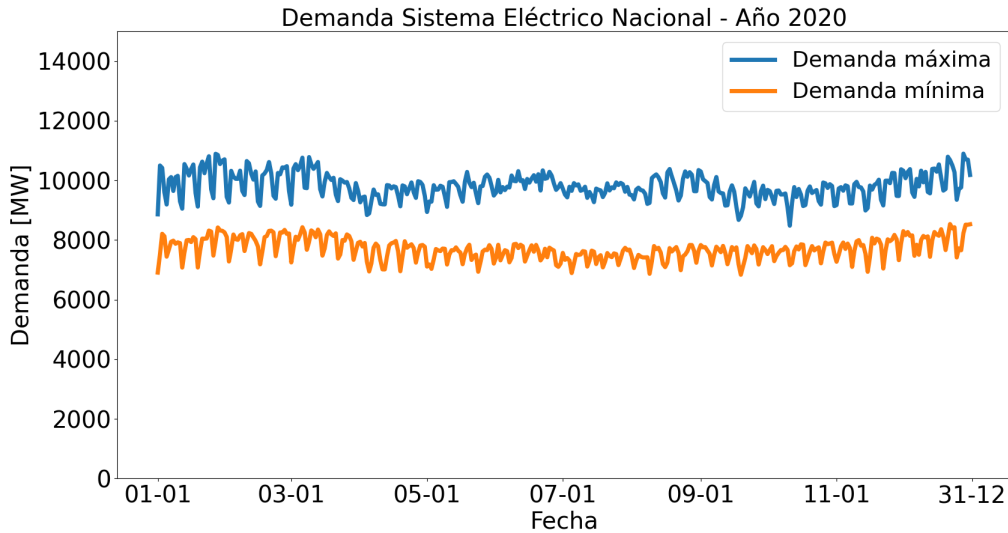


Figura 2.3: Demanda SEN 2020. Elaboración propia a partir de [4].

Si bien la capacidad instalada es más que el doble de la demanda anual en el SEN, la generación anual no presenta los mismos comportamientos de la participación relativa de cada tipo de tecnología. En el período enero-mayo 2021 se generó un total de 33.314 [GWh], de los cuales un 58.18% se produjeron por carbón, gas y petróleo, 19,22% por recursos hídricos, 19,02 % mediante centrales solares y térmicas, y el restante 0,38% por geotermia.

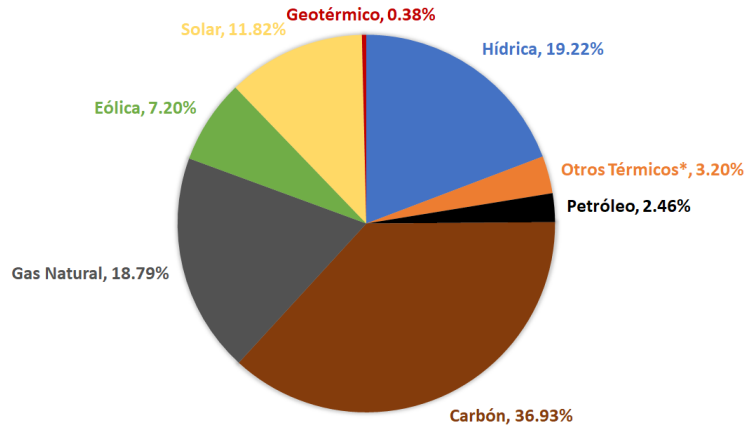


Figura 2.4: Energía generada SEN, período enero-mayo 2021. Elaboración propia a partir de [4].

## 2.2. Balance Nacional de Energía

El Balance Nacional de Energía [22](BNE) es la contabilización del flujo anual de energía disponible y consumida en Chile. Este documento identifica la producción, importación, exportación, pérdidas y/o variaciones de stock, y el uso que se da a cada energético disponible en el mercado chileno. Se busca contabilizar la oferta de energía disponible y cuantificarla de

acuerdo a los principales sectores de la economía nacional. Según la última versión disponible (2019), la matriz energética primaria en Chile <sup>1</sup> posee una producción basada en combustibles fósiles. De las 345.467 teracalorías sin sufrir alguna transformación física, 67,56% corresponde a petróleo, gas y carbón, mientras que solo un 2,82% pertenece a renovables no convencionales.

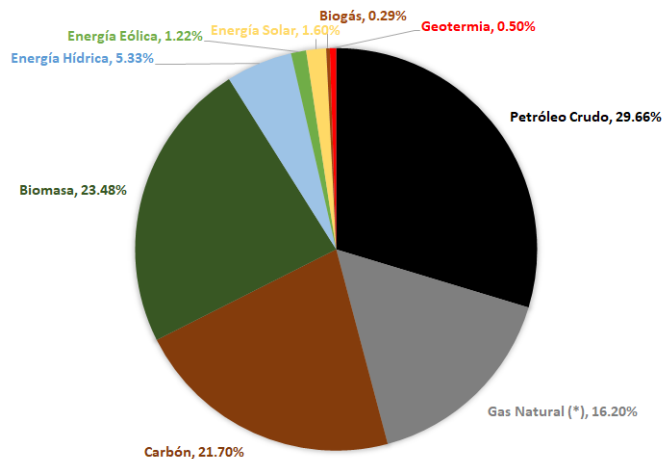


Figura 2.5: Matriz energética primaria de Chile, año 2019. Elaboración propia a partir de [22].

Asimismo, la matriz energética secundaria se define como los productos energéticos que se obtienen mediante la transformación de fuentes de origen primario o de otras fuentes secundarias. De acuerdo al BNE 2019, se generaron 301.629 teracalorías repartidas en los distintos sectores que muestra la figura 2.6, de las cuales un 36,58% pertenecen al sector de transporte.

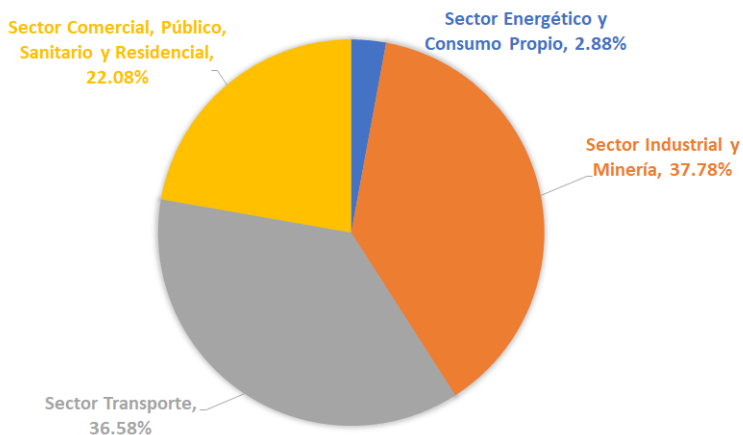


Figura 2.6: Consumo de energía secundaria en Chile, año 2019. Elaboración propia a partir de [22].

Profundizando en sector transporte, el mismo informe presenta el desglose de tipo de combustible, graficado en la figura 2.10. El 98,77% de la energía requerida para este segmento

<sup>1</sup> Se entiende por energía primaria a las fuentes de energía en su estado natural, es decir que no han sufrido ningún tipo de transformación física o química mediante la intervención humana.

corresponde a derivados de petróleo, presentando una oportunidad para la reducción de gases de efecto invernadero a nivel nacional mediante este sector a través de un cambio tecnológico que podría llevarse a cabo con la electrificación del transporte.

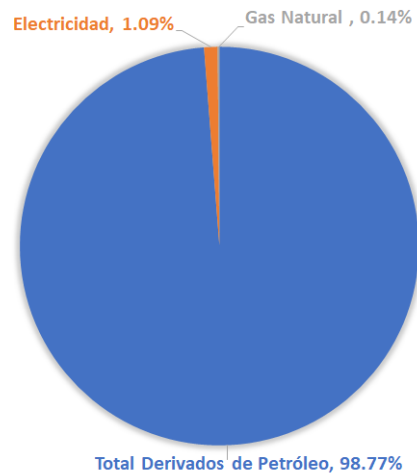


Figura 2.7: Distribución recurso energético primario en sector transporte. Elaboración propia a partir de [22].

### 2.3. Estado del arte en electromovilidad

A nivel mundial, China es el líder y ejemplo en despliegue de buses eléctricos para el transporte público, ya que posee más de 421.000 máquinas eléctricas en circulación, estimándose una reducción de 270.000 barriles de diésel diarios durante el 2019, por concepto de electrificación del transporte público [8]. Estimaciones indican que para el 2025 China tendrá cerca de 1,4 millones de buses eléctricos en circulación.

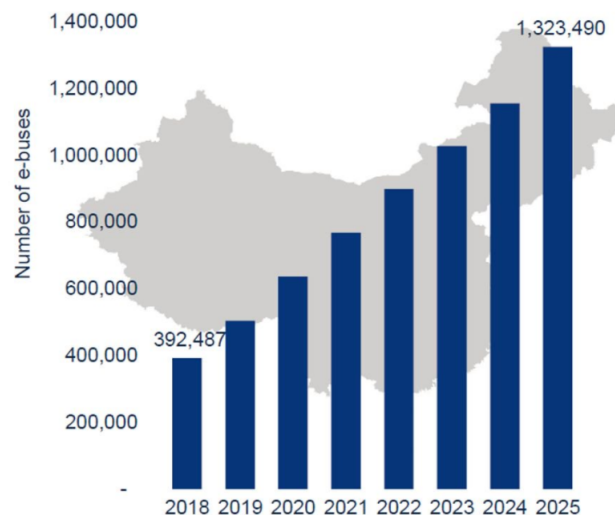


Figura 2.8: Proyección de buses eléctricos en circulación en China. Elaboración propia a partir de [33].

La gran cantidad de buses eléctricos en China se deben a los subsidios que provee el

estado. Por ejemplo, el sistema de transporte público de Shenzhen recibe 64.000 euros por cada máquina comprada. En 2017, la ciudad tenía una flota de 16.359 vehículos eléctricos, el 100% de la flota.

En Europa se adoptaron reglas en 2019 para que al menos un cuarto de los buses adquiridos hasta el 2025 sean de tecnologías limpias, aumentando el porcentaje a un tercio en 2030. De igual forma, 40 ciudades (incluyendo Paris, Londres, Barcelona, Roma, entre otras) firmaron la declaración C40[14] en la cual se comprometen a tener una flota de buses de cero emisiones al 2025. De acuerdo a datos del European Alternative Fuels Observatory[39], Holanda es el país que posee la mayor cantidad de buses eléctricos, con 1.206 unidades al 2020 (ver figura 2.9), mientras que los buses adquiridos por la Unión Europea han sufrido un explosivo crecimiento en los últimos años, pasando de 38 unidades registradas en 2015 a 1.647 en 2020, para un total de 5.311 buses eléctricos a baterías en circulación. La meta es alcanzar el 40% de la flota en 2025.

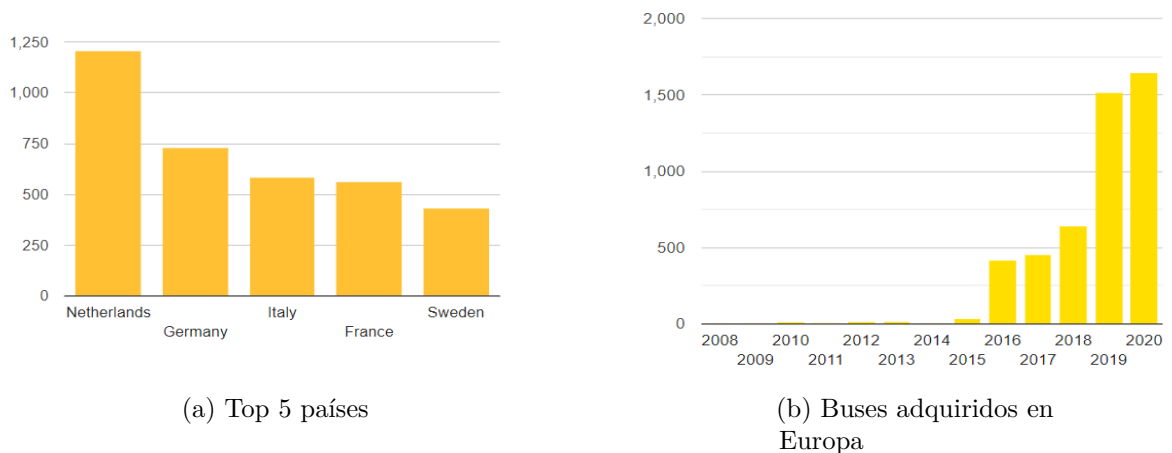


Figura 2.9: Estadística de buses eléctricos por país y continente (Europa).

En Latinoamérica existe un incipiente crecimiento en lo que respecta a electromovilidad en buses del transporte público. En Colombia, a marzo de 2021 la flota de buses es de 604 buses eléctricos[30] (Bogotá con 483; Medellín, 69 y Cali, 36), y está pendiente la entrega de 1.002 buses de la marca BYD producto de una licitación para Bogotá[51]; Argentina posee 107 unidades eléctricas a marzo de 2021 (28 en Mendoza, 45 en Córdoba, 32 en Rosario y 2 en Buenos Aires); México con 362 y Brasil con 350, por mencionar algunos. Actualmente existe una plataforma web llamada E-Bus Radar[47], que permite ver la cantidad de buses eléctricos por país en América Latina, así como las emisiones de CO<sub>2</sub> que se dejan de emitir anualmente. De acuerdo a esta fuente a marzo de 2021, existe un total de 2.306 buses eléctricos en Latinoamérica.

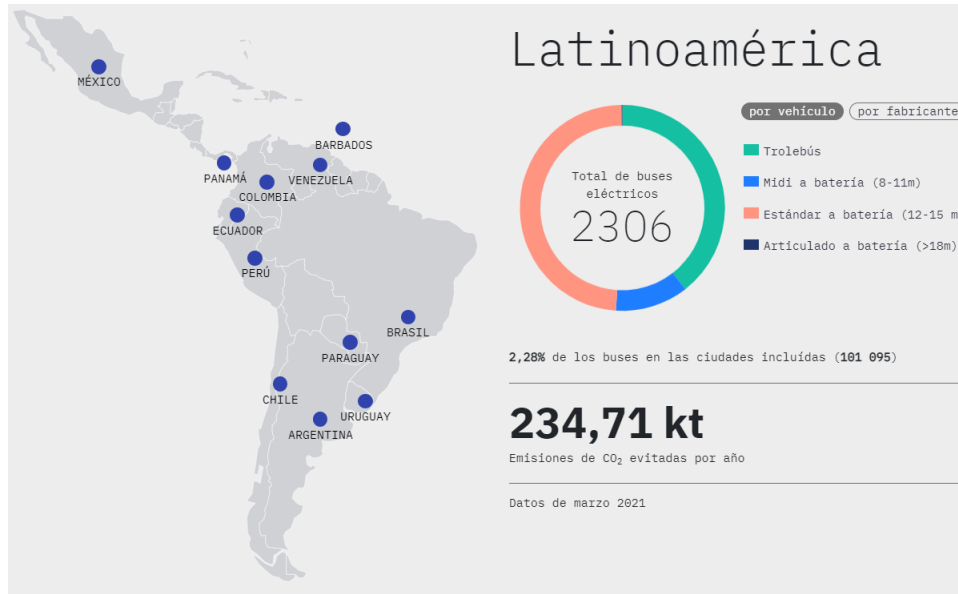


Figura 2.10: Proyección de buses eléctricos en circulación en China. Elaboración propia a partir de [47].

Chile fue el primer país del continente en importar buses eléctricos para el transporte público, comenzando con la incorporación de 100 buses para la ciudad de Santiago, a fines de 2018. De igual forma, se inauguró el primer electroterminal de toda América Latina, contando con un total de 65 cargadores y 11 estacionamientos solares con paneles fotovoltaicos que permiten contribuir al consumo de la operación de los buses y al electroterminal[29]. En la actualidad, la flota de buses eléctricos en Santiago asciende a 766 unidades, convirtiéndola en la más grande a nivel global fuera de China. Además, existe una planificación a largo plazo (Estrategia Nacional de Electromovilidad) cuyas metas son que a 2040 el 100% del transporte público sea eléctrico y a 2050 se llegue a un 40% de los vehículos particulares, a los que se suman otras políticas públicas en la misma línea; se avanza en la creación de una red de 1.200 puntos de carga desde Arica a Punta Arenas, y se creó un centro especializado para el desarrollo de la electromovilidad en el país, entre otros hitos.

## 2.4. Red Metropolitana de Movilidad

Es el estándar del sistema de transporte público que opera en el área metropolitana de Santiago (hasta el 2019 llamado Transantiago). Integra tarifariamente los buses urbanos, el Metro y MetroTren Nos, mediante estaciones intermodales y con una única forma de pago: la tarjeta Bip!. Este sistema abarca una superficie de 2.542 [km<sup>2</sup>], sobre las 32 comunas de la provincia de Santiago, y además en las comunas de San Bernardo y Puente Alto, ubicadas en las provincias de Maipo y Cordillera, respectivamente.

La operación de Red Metropolitana de Movilidad -abreviado como Red- en las comunas mencionadas anteriormente y para el caso de los buses, se lleva a cabo mediante un sistema de concesión, en donde la autoridad pertinente (Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones) le otorga el derecho a utilizar los buses urbanos a ciertas empresas, denominadas Unidades de

Negocio. Actualmente son 6 las Unidades de Negocio que operan en el uso de buses; previo a esto, hasta el 2019 la Unidad de Negocio N° 1 tenía los recorridos 100, pero por término de contrato se repartieron entre las seis empresas restantes, como lo muestra la tabla 2.1 (información recopilada de [27]):

Tabla 2.1: Unidades de Negocio de Red

Empresa	Unidad de Negocios	Servicios	Cantidad de buses
Subus Chile S.A.	2	200, G	1.396
Buses Vule S.A.	3	300, I, H, D13, 111, 113,113c,113e, 119,121,125,126	1.456
Express de Santiago Uno S.A.	4	400, D, 101,101c, 103, 106,107,107c,107cy, 108, 117,117c	1.500
Buses Metropolitana S.A.	5	500, J, 109,109N, 110, 110c,115,115y,118, 408,408e, 424	1.156
Redbus Urbano S.A.	6	B, C, 105, 116, 120, 410, 410e, 410y	794
Servicio de Transporte de Personas S.A.	7	F, 102, 104, 112N,	713



Figura 2.11: Simbología de Unidades de Negocio

Otras características son las siguientes:

- 382 recorridos
- 7.015 buses
- 11.261 paradas
- 2.384 [km] de rutas

#### 2.4.1. Electromovilidad en buses de Red

Respecto a los buses eléctricos del sistema capitalino, a marzo de 2021 se cuentan con 776 vehículos en servicio, repartidas entre cuatro distintas Unidades de Negocio:

- Buses Vule: 78 buses
- STP: 241 buses
- Redbus Urbano: 25 buses
- Metbus: 432 buses
- Subus: 1 bus

Estos buses se reparten principalmente en tres marcas: BYD, Yutong, Foton, Zhongtong y King Long, como lo muestra la tabla 2.2 [16] :

Tabla 2.2: Modelos de buses eléctricos de Red.

Clase	Marca	Modelo	Potencia [kW]	Capacidad Baterías [kWh]	Consumo [kWh/km]	Autonomía [km]
A1	BYD	K7	180	156,6	1,13	138,6
B2	BYD	K9 FE	300	276,5	1,57	176,1
A1	FOTON	EBus U8,5 QC	130	129	1,24	104,0
B2	FOTON	eBus U12 QC	350	151,55	1,67	90,9
B2	KING LONG	XMQ 6127G PLUS	280	374,65	1,74	215,0
B2	YUTONG	ZK6128BEVG	215	324,4	1,48	219,7
B2	ZHONGTONG	LCK6122EVG	350	351,237	1,58	222,3

Por otro lado, los electroterminales destinados a carga de buses eléctricos son los siguientes:

Tabla 2.3: Electroterminales de Red en Santiago

Empresa	Terminal	Cantidad de Buses	Cantidad de Cargadores	Potencia Total [kW]
Metbus	Los Espinos (Peñalolen)	432	65 de 80 [kW]	5.813 [MW]
	Santa Ana (Maipú)		37 de 80 [kW]	2.96 [MW]
	Cinco Pte (Maipú)		37 de 80 [kW]	2.96 [MW]
	Las Palmas (Pudahuel)		13 de 80 [kW]	1.04 [MW]
	Los Pinos (Maipú)		10 de 80 [kW]	0.8 [MW]
Vule	Rinconada (Maipú)	78	37 de 150 [kW]	5.55 [MW]
Redbus	El Salto (Huechuraba)	25	15 de 150 [kW]	2.25 [MW]
	Nueva Bilbao (Huechuraba)		8 de 150 [kW]	1.2 [MW]
STP	El Conquistador (Maipú)	241	55 de 150 [kW]	8.25 [MW]
	Juanita (Puente Alto)		13 de 150 [kW]	1.95 [MW]

## 2.5. Clasificación de buses

Los buses del transporte público se clasifican por peso y longitud, de acuerdo al Decreto Supremo 122/191. En el caso del peso, se tienen las siguientes características:

- Bus liviano (Tipo L): bus con no más de 26 asientos, incluido el del conductor, y con un peso bruto vehicular inferior a 10 ton.
- Bus mediano (Tipo M): bus con más de 26 asientos, incluido el del conductor, y peso bruto vehicular igual o superior a 10 ton pero inferior a 14 ton.
- Bus pesado (Tipo P): bus con más de 26 asientos, incluido el del conductor, y peso bruto vehicular igual o superior a 14 ton.

En el caso de la longitud, se divide en:

- Bus clase A: bus de una longitud igual o superior a 8 metros e inferior a 11 metros. A su vez, los buses Clase A se clasificarán de la siguiente manera:
  - Bus Clase A1: bus perteneciente a la Clase A, cuya longitud es inferior a 9 metros.
  - Bus Clase A2: bus perteneciente a la Clase A, cuya longitud es igual o superior a 9 metros.



- Bus Clase B: bus de una longitud igual o superior a 11 metros e inferior a 14 metros. A su vez, los buses Clase B, se clasificarán de la siguiente manera:
  - Bus Clase B1: bus perteneciente a la Clase B, cuya longitud es igual o superior a 11 metros e inferior a 12 metros.
  - Bus Clase B2: bus perteneciente a la Clase B, cuya longitud es igual o superior a 12 metros e inferior a 14 metros.
- Bus Clase C: bus de una longitud igual o superior a 14 metros e inferior a 18 metros. A su vez, los buses Clase C se clasificarán de la siguiente manera:
  - Bus Clase C1: bus perteneciente a la Clase C, cuya longitud es igual o superior a 14 metros e inferior a 16,5 metros.
  - Bus Clase C2: bus perteneciente a la Clase C, cuya longitud es igual o superior a 16,5 metros e inferior a 18 metros, sin perjuicio que las bases de licitación que se elaboren de conformidad a lo dispuesto en el artículo 3° de la ley N° 18.696 establezcan una norma especial diversa.
- Bus Clase D: bus de dos pisos, entendiéndose por tal a aquel en que los espacios destinados a los pasajeros están dispuestos en dos niveles superpuestos y cuya longitud sea igual o superior a 10 metros e inferior a 13 metros

## 2.6. Planificación del transporte público

Es necesario definir conceptos relacionados al transporte público y que serán requeridos para el mejor entendimiento del problema y los modelos asociados. Se tiene lo siguiente:

- **Expedición:** traslado, entre un punto de origen y uno de destino, realizado por un bus del sistema de transporte público.
- **Viaje:** traslado, entre un punto de origen y uno de destino, realizado por un usuario del sistema de transporte público.
- **Recorrido:** circuito único, caracterizado por un punto de origen y uno de destino, por el cual un bus realiza su expedición. Es fijo y depende de cada Unidad de Negocio.
- **Frecuencia de buses:** cantidad de veces por unidad de tiempo (generalmente en horas o minutos) en las que un bus circula por un punto particular. Usualmente se mide en los paraderos de recorridos.

De acuerdo a la literatura concerniente al tema, la planificación del transporte público en forma clásica se realiza en cuatro etapas de manera secuencial [12][13][31].

1. **Network Route Design (NRD):** en primera instancia se diseñan los recorridos y paradas, estimados en base a las demandas de viaje e información geográfica sobre infraestructura existente, volúmenes de tráfico vehicular, población, entre otros.
2. **Timetable Development (TD):** en esta etapa se definen los horarios de salida y frecuencias, en base a NRD e información sobre demanda (afluencia de público).

3. **Vehicle Scheduling (VS):** este paso consiste en la confección del itinerario de vehículos, basado en horarios creados en el paso anterior, junto con los costos de la operación y las restricciones de vehículos (limitaciones de programación). Generalmente hay una iteración entre VS y TD.
4. **Crew Scheduling (CS):** aquí se definen los conductores que realizarán los recorridos. Para esto, se necesita el itinerario de vehículos entregado como output de la etapa anterior, junto con las regulaciones existentes en la legislación local (horas de trabajo, licencias de conducción, entre otros).

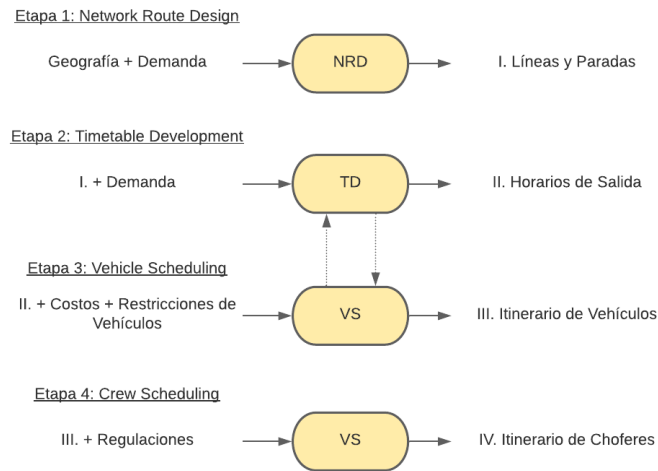


Figura 2.12: Etapas de diseño de planificación de transporte público (elaborado a partir de [11]).

Mientras que si se quiere realizar un diseño de planificación de transporte público considerando buses eléctricos, la literatura sugiere la siguiente forma (en rojo, figura 2.13):

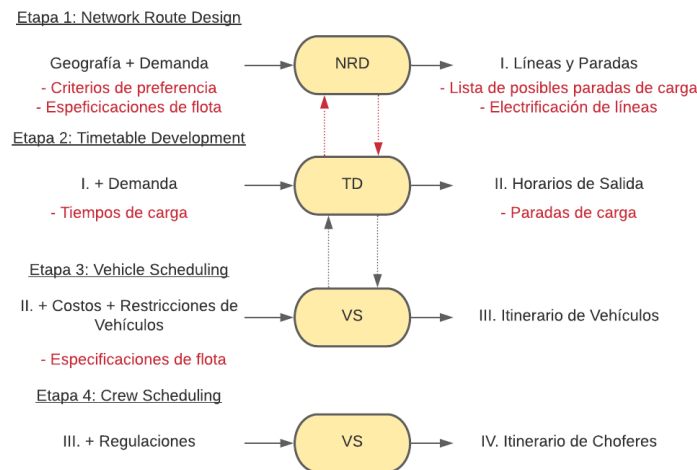


Figura 2.13: Etapas de diseño de planificación de transporte público con buses eléctricos (elaborado a partir de [11]).

Uno de los objetivos por los cuales se sustenta este trabajo es cuantificar el porcentaje de electrificación de los buses del transporte público de Santiago de acuerdo al programa de operación e itinerarios actuales, i.e., sin incorporar buses adicionales ni modificar las rutas para adaptarlas a la carga de las baterías. Debido a lo anterior, este trabajo se enfocará principalmente en la etapa de *Vehicle Scheduling*, en la cual se busca replicar la operación del sistema de transporte en base a buses eléctricos a baterías bajo una gestión de carga que minimice las compras de energía y potencia.

## 2.7. Formulación general del problema de despacho económico de carga

La operación del mercado eléctrico nacional en su funcionamiento a tiempo real corresponde a un problema de minimización de costos, sujeto a restricciones asociadas al funcionamiento y operación del mismo a través de sus principales segmentos, como líneas de transmisión, centrales, consumos y normativa aplicable al sector: convenios de riego, normativa ambiental, estándares de seguridad y calidad de servicio, etc. La resolución general de este tipo de problemas involucra una función objetivo como la minimización de costos de operación, que consiste en la sumatoria de los costos de cada unidad de generación, representada por  $C.Op(P_i)$  como los costos de la unidad generadora para suministrar una potencia  $P_i$ , y que dependen de su potencia generada:

$$F.O. = \min\left\{\sum_{i=1}^n C.Op(P_i)\right\} \quad (2.1)$$

el cual está sujeto a las siguientes restricciones:

- i. Balance de potencia: la potencia de las unidades de generación ( $P_i$ ) debe satisfacer la demanda (D) y pérdidas del sistema (L) en todo instante de tiempo:

$$D + L(P_i) = \sum_{i=1}^n P_i \quad (2.2)$$

- ii. Restricciones de desigualdad: asociadas a potencias mínimas y máximas de centrales, límites de transmisión en líneas, niveles mínimos de las cotas de los embalses, y cualquier otro similar. Se formulan de la siguiente manera:

$$h_l(P_i) \leq 0 \quad (2.3)$$

- iii. Condiciones de igualdad: restricciones menos comunes, asociadas normalmente a condiciones de borde y/o puntuales, tales como cotas finales de embalses, estados operativos de centrales al inicio/final del horizonte, entre otros.

$$N_j(P_i) = 0 \quad (2.4)$$

La resolución de este problema consiste en la aplicación de la teoría matemática de optimización de problemas con restricciones, conocida como *Multiplicadores de Lagrange*, en donde se reescribe el problema anterior, pasando de un problema con  $\mathbf{n}$  variables y  $\mathbf{m}$  restricciones, a uno sin restricciones y con  $\mathbf{n} + \mathbf{m}$  variables, denominada **Función**

**Lagrangeana** (o simplemente *Lagrangeano*). Las restricciones del problema se ponderan por un término escalar, denominado *Multiplicador de Lagrange*. De acuerdo al párrafo anterior, a la función objetivo 2.1 se le ponderan las correspondientes restricciones por los escalares  $\lambda$ ,  $\mu_k$  y  $\gamma_j$ , respectivamente:

$$F.O^* = \text{Min}\left\{\sum_{i=1}^n C.Op(P_i) + \lambda(D + L(P_i) - \sum_{i=1}^n P_i) + \sum \mu_k[h_k(P_i) + v_k^2] + \sum \gamma_j N_j(P_j)\right\} \quad (2.5)$$

Es importante destacar que para las restricciones de desigualdad se adiciona una variable denominada *holgura complementaria* ( $v_k^2$ ) cuya función es asegurar que la expresión  $[h_k(P_i) + v_k^2]$  sea cero en caso que la restricción no se encuentre activa. Se procede a determinar los valores de las variables que minimizan el valor de 2.18; la condición de optimalidad se obtiene cuando cada una de las derivadas parciales de la función objetivo respecto a las variables y multiplicadores, es igual a cero:

$$\frac{\partial F.O^*}{\partial P_i} = \frac{C.Op(P_i)}{\partial P_i} + \lambda\left(\frac{\partial L(P_i)}{\partial P_i} - 1\right) + \sum \mu_k \frac{\partial h_k(P_i)}{\partial P_i} + \sum \gamma_j \frac{\partial N_j(P_i)}{\partial P_i} = 0 \quad (2.6)$$

$$\frac{\partial F.O^*}{\partial \lambda} = D + L(P_i) - \sum_{i=1}^n P_i = 0 \quad (2.7)$$

$$\frac{\partial F.O^*}{\partial \mu_k} = h_k(P_i) + v_k^2 = 0 \quad (2.8)$$

$$\frac{\partial F.O^*}{\partial v_k} = 2\mu_k v_k = 0 \quad (2.9)$$

$$\frac{\partial F.O^*}{\partial \gamma_j} = N_j(P_i) = 0 \quad (2.10)$$

Estas ecuaciones darán cuenta de la optimalidad del problema cuya solución se obtiene en los puntos óptimos de operación  $P_i$  de cada unidad de generación, solucionando el despacho económico de carga en los sistemas eléctricos de potencia. Además, se destaca que de las ecuaciones anteriores, se tienen igualdades asociadas a la condición de optimalidad para cada una de las restricciones del problema general, en donde la correspondiente a la restricción de demanda va acompañada por el *Multiplicador de Lagrange* asociado por la letra  $\lambda$ , conocido como **costo marginal**:

$$\frac{\partial F.O^*}{\partial D} = \lambda \quad (2.11)$$

El costo marginal se define como la variación de costos en la función objetivo frente al cambio en la potencia. En otras palabras, cuánto costaría entregar un MW adicional de demanda, o cuánto se ahorraría por disminuir un MW. La obtención de esta expresión se presenta a continuación:

$$\lambda = \left[\frac{\partial C.Op(P_i)}{\partial P_i} + \sum \mu_k \frac{\partial h_k(P_i)}{\partial P_i} + \sum \gamma_j \frac{\partial N_j(P_i)}{\partial P_i}\right] \frac{1}{\left(1 - \frac{\partial L(P_i)}{\partial P_i}\right)} \quad (2.12)$$

El costo marginal depende del costo incremental de las centrales en operación, multiplicadores asociados a las restricciones de desigualdad, como lo son los flujos máximos por líneas de transmisión y potencias mínimas/máximas de generación por unidad, y finalmente se verá afectado por un factor asociado a las pérdidas en las líneas, denominado *factor de*

penalización.

### 2.7.1. Resolución del problema multinodal

Resolver el despacho económico de carga considerando el Sistema de Transmisión implica una mayor complejidad en el planteamiento y resolución del problema, pues se deben incluir restricciones de balance de potencia por cada nodo (barra o subestación) del sistema. Esto se plantea a través de las siguientes ecuaciones:

$$D + L((P_{1,2,\dots,n-1})) = \sum_{i=1}^n P_i \quad (2.13)$$

$$P_i \leq P_i^{m\acute{a}x} \quad (2.14)$$

$$P_i^{m\acute{i}n} \leq P_i \quad (2.15)$$

$$T_j \leq T_j^{m\acute{a}x} \quad (2.16)$$

$$T_j^{m\acute{i}n} \leq T_j \quad (2.17)$$

De igual forma se modifica la *Función Lagrangeana*:

$$\begin{aligned} F.O^* = \text{Min} \{ & \sum_{i=1}^n C.Op(P_i) + \lambda(D + L(P_{1,2,\dots,n-1}) - P_i) + \sum \mu_i(P_i - P_i^{m\acute{a}x} + \vartheta^2) \\ & + \sum \mu_i[h_k(P_i) + v_k^2] + \sum \gamma_j N_j(P_j) + \sum \gamma_j N_j(P_j) \} \quad (2.18) \end{aligned}$$

### 2.7.2. Inclusión de centrales de embalses

La resolución anterior involucra solamente centrales térmicas, pues el insumo de generación es un recurso con disponibilidad total, no estando limitada ni siendo de carácter altamente volátil, como el caso de la energía solar, eólica o hidráulica de pasada, en cuyo caso el recurso energético primario no es controlable y no posee costo, pero su modelación es sencilla. Sin embargo, existen centrales de generación renovable que poseen capacidad de almacenamiento de su recurso energético primario que deben gestionarlo para optimizar la operación del sistema o maximizar sus utilidades, dependiendo de la naturaleza del mercado en el que estén operando.

La modelación de este tipo de centrales -como son las de embalse, baterías, bombeo hidráulico y solares de concentración de potencia - debe tomar en consideración la capacidad de almacenar energía con el propósito de utilizarla de mejor manera a lo largo del tiempo (etapas), tal que se genere cuando existan las mejores condiciones de precios de compra. Para estos efectos, se considera una restricción que dé cuenta del estado de almacenamiento de este tipo de centrales, denominada *restricción de inventario* y corresponde a un balance de entrada/salida más una variable que representa el estado de almacenamiento de la central. Esto se presenta en la siguiente ecuación:

$$V_{fin} = V_{ini} + V_{afl} - V_{gen} \quad (2.19)$$

en donde se considera el volumen final del embalse ( $V_{fin}$ ) como la diferencia entre el volumen inicial ( $V_{ini}$ ), volumen generado ( $V_{gen}$ ) y el respectivo volumen del afluente ( $V_{afl}$ ), propio del

sistema hídrico natural por medio del cual se alimenta el embalse. Reescribiendo la ecuación 2.19 considerando los caudales ( $q_{afl}, q_{gen}$ ) y la duración de la etapa de análisis ( $\Delta t$ ) se tiene lo siguiente:

$$V_{fin} = V_{ini} + q_{afl} \cdot \Delta t - q_{gen} \cdot t \quad (2.20)$$

Evidentemente esto modifica la *Función Lagrangeana* que contiene la *restricción de inventario* que da cuenta de las centrales de embalse, al que se le asocia el *Multiplicador de Lagrange*  $\Omega$ . La siguiente ecuación representa la función objetivo en su forma general más la *restricción de inventario*:

$$F.O^* = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) + \lambda(D - \sum_{i=1}^n P_i) + \Omega[V_{fin} - V_{ini} - q_{afl} \cdot \Delta t + q_{gen} \cdot \Delta t] \quad (2.21)$$

Por otro lado, se sabe que la potencia generada de las centrales de embalse guarda relación con el caudal ( $q_{gen}$ ) y el rendimiento ( $\eta$ ) de la unidad:

$$P_{gen} = q_{gen} \cdot \eta \iff q_{gen} = \frac{P_{gen}}{\eta} \quad (2.22)$$

Reescribiendo la *Función Lagrangeana*:

$$F = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) + \lambda \cdot (D - \sum_{i=1}^n P_i) + \Omega \cdot [\Delta V + (\frac{P_{gen}}{\eta} - q_{afl}) \cdot \Delta t] \quad (2.23)$$

En donde al aplicar las condiciones de optimalidad, se puede obtener el costo marginal del sistema:

$$\frac{\partial F}{\partial P_{gen}} = -\lambda + \frac{\Omega}{\eta} = 0 \iff \lambda = \frac{\Omega}{\eta} \quad (2.24)$$

De acuerdo a lo anterior, el valor del costo marginal del sistema se asocia al multiplicador de la restricción de inventario  $\Omega$ , con esto se afirma que las centrales gestionables operan en el punto de alta demanda del sistema. Este resultado es de gran importancia en la coordinación del sistema eléctrico chileno, pues se asocia a cada central de embalse un "equivalente térmico", es decir, se asigna un costo incremental a las centrales con capacidad de gestión de su energía disponible, de tal modo que el momento en que deban producir energía quedará determinado por el cruce de la curva de demanda con dicho costo incremental.

### 2.7.3. Coordinación hidrotérmica: costo de oportunidad del agua

De acuerdo al apartado anterior, el multiplicador de Lagrange  $\Omega$  - ecuación 2.20 - dependerá principalmente del caudal afluente y volúmenes inicial y final. Se tendrán las siguientes condiciones para resolver el problema de despacho económico considerando embalses:

- i. El volumen inicial es un dato conocido, ya que se trata de la condición inicial del embalse.
- ii. El volumen final se supone conocido, representa la cantidad de agua como determinada al final del período de evaluación a la que se busca llegar.
- iii. El caudal afluente posee naturaleza estocástica, ya que no es posible determinar con certeza el comportamiento hidrológico. Con esto, se debe considerar la incertidumbre

asociada de este valor para cada una de las etapas.

La técnica de resolución de este problema más conocida es el algoritmo de **Programación Dinámica Dual Estocástica** (SDDP)[35] , utilizada actualmente por el Coordinador Eléctrico Nacional para la operación del SEN. A grandes rasgos el algoritmo ejecuta simulaciones del despacho económico considerando posibles afluentes en cada etapa, determinando cotas óptimas finales de los embalses, tal que se minimice el costo de operación presente y futuro del sistema.

## 2.8. Resolución del problema de despacho hidrotérmico

El objetivo de la operación óptima de un sistema con generación hidrotérmica es determinar el itinerario de operación de cada unidad generadora tal que se minimice el costo de operación esperado en el tiempo, compuesto por el costo de combustible de las unidades térmicas más un costo de falla (penalización por no suministrar a la demanda). Este problema se puede representar como un árbol de decisiones.

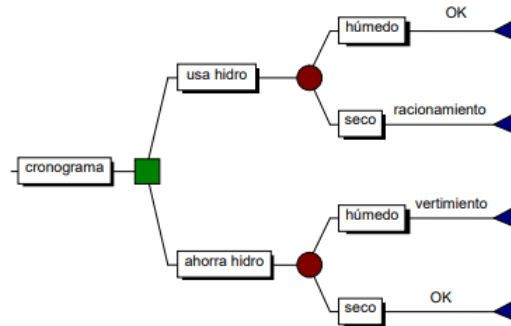


Figura 2.14: Proceso de decisión para el despacho hidrotérmico[17]).

A modo de ejemplo (figura 2.14), el operador tiene la opción de usar la energía hoy y así evitar costos complementarios por uso de unidades térmicas, o almacenar el agua y utilizarla en el siguiente período. Si se utiliza hoy y en el futuro los caudales son altos, la operación es eficiente. En cambio, si ocurre una sequía en el futuro, se deben utilizar unidades térmicas, encareciendo los costos de operación. Por otro lado, si hoy se decide almacenar agua y en el futuro los caudales son altos, será necesario verter agua, desperdiciando energía. Si ocurre una sequía en el futuro, el almacenamiento se usará para evitar una generación más cara.

### 2.8.1. Formulación del problema

Se realiza la formulación del problema para un ejemplo simple (figura 2.15) que consiste en una planta y un árbol de caudales con tres etapas:

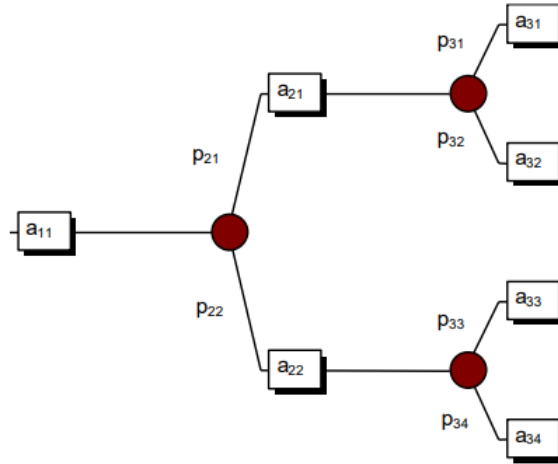


Figura 2.15: Árbol de escenarios de caudales[17]).

donde:

t: etapa

s: escenario

$a_{t,s}$ : caudal en la etapa t, escenario s. En  $[m^3]$

$p_{t,s}$ : probabilidad condicionada del escenario s de caudal en la etapa t. En [p.u.].

El problema de despacho estocástico se formula como:

$$\begin{aligned} \min \quad & c_1(u_{11}) + p_{21}[c_2(u_{21}) + p_{31}c_3(u_{31}) + p_{32}c_3(u_{32})] \\ & + p_{22}[c_2(u_{22}) + p_{33}c_3(u_{33}) + p_{34}c_3(u_{34})] \end{aligned}$$

sujeto a:

- Restricciones de balance hídrico

$$v_{21} = v_{11} - u_{11} - s_{11} + a_{11}$$

...

$$v_{44} = v_{32} - u_{34} - s_{34} + a_{34}$$

donde:

$u_{t,s}$ : decisión operativa de central hidroeléctrica en etapa t, escenario s

$c_t(u_{t,s})$ : costo de generación térmica para complementar generación bajo decisión hidroeléctrica

$v_{t+1,s}$ : nivel de almacenamiento de embalse al final de la etapa t, escenario s

$s_{t,s}$ : volumen de agua vertida en etapa t, escenario s

- Restricciones de almacenamiento y flujos

$$v_{t+1,s} \geq \bar{v}; \quad u_{t,s} \geq \bar{u} \quad \forall t, \forall s$$



La función de costos térmicos  $c_t(u_{t,s})$  se representa mediante el siguiente problema de programación lineal:

$$c_t(u_{t,s}) = \min \sum_{j=1}^J c_t(j) \times g_t(j)$$

- Restricciones de suministro de demanda

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) = d_t - \rho \times u_{t,s} \forall t = 1, \dots, T$$

- Restricciones de capacidad de generación térmica

$$g_t(j) \geq \bar{g}(j) \quad \forall j = 1, \dots, J, \forall t = 1, \dots, T$$

donde:

j: índice de plantas térmicas

J: conjunto de plantas térmicas

$c_t(j)$ : costo operativo de planta j, en \$/MWh

$g_t(j)$ : producción de energía de planta j en etapa t, en MWh

$\bar{g}(j)$ : capacidad de producción de energía de planta j en MWh

$d_t$ : demanda en etapa t, en MWh

$\rho$ : coeficiente de producción de energía de planta hidroeléctrica

Este problema se puede descomponer en varios subproblemas de una etapa, cuyo objetivo es minimizar la suma de costos de operación inmediatos y futuros (figura 2.16).

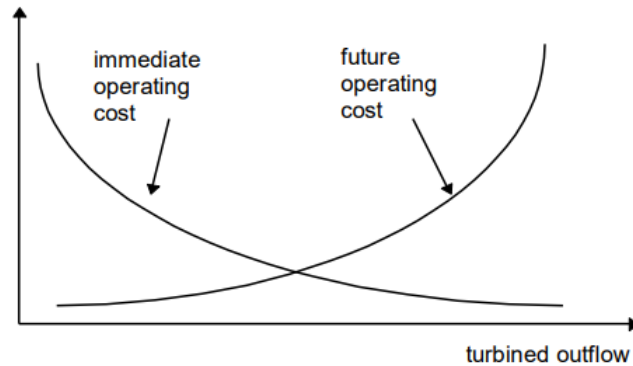


Figura 2.16: Costos inmediatos y futuros[17]).

La función de costos inmediatos  $c_t(u_t)$  corresponde a los costos de generación térmica, mientras que la función de costos futuros refleja los costos esperados de generación térmica desde la etapa  $t + 1$  al final del período de planificación.

La formulación general del problema multietapa se plantea como un problema de progra-

mación dinámica estocástica, caracterizado por la siguiente ecuación recursiva:

$$\alpha(v_{t-1}, a_{t-1}) = E\{\min[z_t(e_t) + \alpha_{t+1}(v_t, a_t)]\}$$

s.a.

$$\begin{aligned} v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] &= v_{t-1}(i) + a_t(i) \\ 0 &\geq v_t(i) \geq \bar{v}_t(i) \\ 0 &\geq u_t(i) \geq \bar{u}_t(i) \\ e_t(i) &= \rho(i)u_t(i) \end{aligned}$$

donde  $i$  es el índice de las centrales hidroeléctricas, y  $z_t(e_t)$  representa el costo operativo asociado a la generación hidroeléctrica  $e_t$ , esto es:

$$z_t(e_t) = \min\left(\sum_{j=1}^J c(j)g_t(j) + c_\delta \delta_t\right)$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^J g_t(j) + \sum_{i=1}^I e_t(j) + \delta_t &= d_t \\ 0 &\leq g_t(j) \leq \bar{g}_t(j) \end{aligned}$$

donde:

- $s_{t,s}$ : volumen de agua vertida en etapa  $t$ , escenario  $s$ .
- $a_{t,s}$ : caudal en la etapa  $t$ , escenario  $s$ .
- $u_{t,s}$ : decisión operativa de central hidroeléctrica en etapa  $t$ , escenario  $s$ .
- $d_t$ : demanda en etapa  $t$ , en MWh.
- $\rho$ : coeficiente de producción de energía de planta hidroeléctrica.

Para la resolución de este problema, se utiliza la técnica de programación dinámica estocástica dual (SDDP), el cual consiste en un proceso iterativo de construcción por aproximación de la función de costos futuros, cuya precisión depende de dos parámetros: el tamaño de la muestra de estados ( $L$ ) y el número de escenarios ( $N$ ).

## 2.9. Estado del arte

De acuerdo a los objetivos y alcances de esta memoria, la revisión bibliográfica se dividió en dos tópicos. El primero busca exponer elementos útiles del estado del arte en electrificación de buses de carga rápida y su impacto en las redes de distribución, tanto en recopilaciones de datos empíricos como de simulaciones experimentales. El segundo, es una descripción, detalles y resumen de las memorias que anteceden este trabajo: "Electrificación del Transporte Público

de Santiago" de Juan Pedro Arnés [5] y "Electrificación del Transporte - Buses eléctricos y el Sistema de Distribución" de Andrés Braga [9].

### 2.9.1. Revisión de literatura

Las revisiones sobre la literatura asociada a la implementación de buses eléctricos de baterías (BEV, *battery electric vehicle*) y su impacto en redes de distribución llevan a documentación de vehículos en rutas experimentales, junto a la instalación de cargadores de carga rápida (*fast charge*) en paraderos, con lo que se puede cuantificar el impacto en redes MT de acuerdo al perfil de tensión en el punto de carga, transformador y/o subestación asociada. Es así como en [34] se presenta un ejercicio de modelamiento de electrificación del transporte público para una flota de 11 buses y 9 rutas en un pequeño pueblo en Estados Unidos, de acuerdo a los tres tipos de tecnología existente:

- ***Fash Electric Bus***, baja capacidad de almacenamiento de energía y gran potencia de carga (500 [kW]). El bus en cuestión carga en el orden de segundos-minutos.
- ***Overnight Electric Bus***, gran capacidad de almacenamiento de energía (del orden de 200-300 [kWh]) y potencia de carga relativamente baja (no más allá de 200 [kW]). Buses con esta tecnología cargan en orden de horas y en la madrugada, cuando su operación en ruta aún no comienza.
- ***Opportunity Electric Bus***, es una mezcla de ambas configuraciones anteriores, pero se caracteriza por realizar cambios de baterías en estaciones de carga y/o terminales. Esto trae como consecuencia un desgaste físico y mecánico de la batería mayor al de las otras dos configuraciones anteriores.

Se prueban los tres tipos de buses por separado, asociando una prioridad de carga a medida que llegan a la estación terminal, de acuerdo a la energía disponible y la requerida para el siguiente viaje (ver figura 2.17).

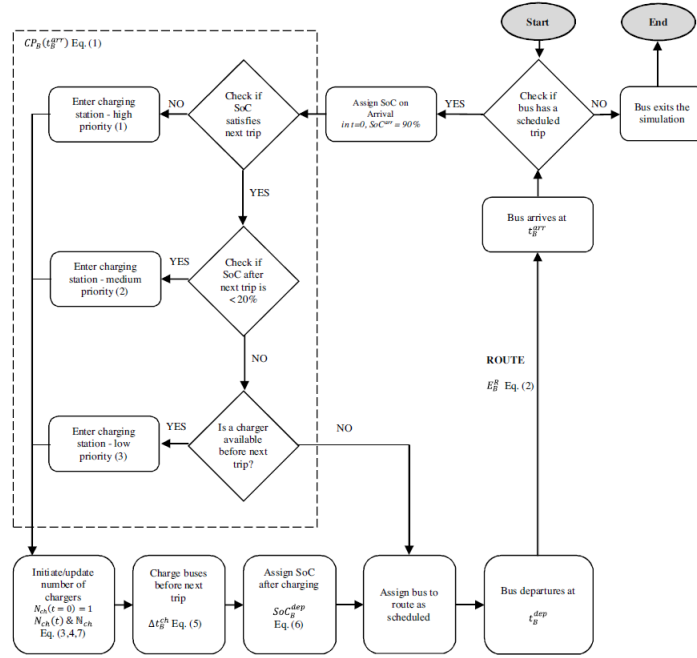


Figura 2.17: Funcionamiento de carga de buses en [34]

$$SoC_B^{dep} = SoC_B^{arr} + \left( \frac{\eta_{ch} \times P_{max}^{Ch} \times (\Delta t_B^{ch}) / 60}{E_B^{Bat}} \times x \right) \quad (2.25)$$

donde  $P_{max}^{Ch}$  es la potencia máxima de carga en [kW] y  $\eta_{Ch}$  es la eficiencia del cargador, que se asume en 90%. Con esto, se puede calcular la potencia total para efectos de cálculo de demanda en carga de buses eléctricos, en función del tiempo  $t$  y para los buses cargando en ese tiempo,  $B^{Ch}(t)$ :

$$P_{ch}(t) = \sum P_{max}^{ch}(B, t) \quad \forall B \in B^{Ch}(t) \quad (2.26)$$

El impacto en la red de distribución, específicamente en los transformadores asociados, se cuantifica como la pérdida de vida útil dada por el sobrecalentamiento de éstos frente a un exceso de carga. Para ello, es necesario medir la temperatura en el punto más caliente, el cual está dado por la siguiente fórmula [46][43]:

$$\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_o + \Delta\theta_h \quad (2.27)$$

Con este punto se puede obtener el factor de aceleración de envejecimiento  $F_{AA}$  (por sus siglas en inglés, *aging acceleration factor*):

$$F_{AA} = e^{\left[ \frac{1500}{110+273} - \frac{1500}{\theta_h+273} \right]} \quad (2.28)$$

y con esto el envejecimiento en el tiempo,  $F_{eqA}$ :

$$F_{eqA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA,n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (2.29)$$

Finalmente la pérdida de vida útil de un transformador se define como:

$$\% \text{Loss of life} = \frac{F_{eqA} \times x \times 100}{\text{normal transformer life}} \quad (2.30)$$

calculadas en horas o años de acuerdo a su esperanza normal de vida (25 años).

La segunda parte de este trabajo analiza el impacto de los buses eléctricos en la red de distribución, principalmente debido a la intermitencia en el aumento de la demanda producto de los buses eléctricos. Es por ello que se instala un transformador con cambio de tap (LTC, *Load Tap Changers*) en la cabecera de la red, de tal forma que regule los cambios de tensión producto de la incidencia en los requerimientos de demanda de los buses frente a sus distintas formas de carga. El circuito implementado en la cabecera se muestra en la figura 2.18.

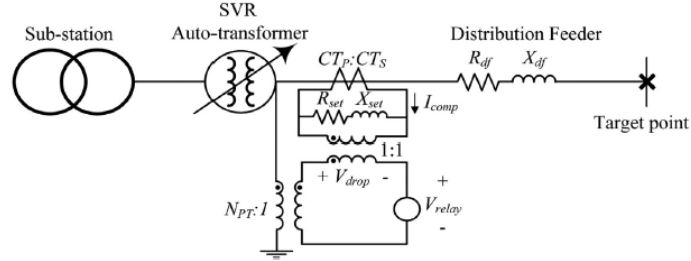


Figura 2.18: Circuito regulador de voltaje, en base a LTC [34].

En este caso el voltaje se mantiene dentro de un rango dado por el valor  $V_{TP}$  y los límites superior e inferior  $V_{TP}^{LB}$  y  $V_{TP}^{UB}$ , respectivamente:

$$V_{TP}^{LB} \leq V_{TP} \leq V_{TP}^{UB} \quad (2.31)$$

Mientras que el tap realiza las siguientes variaciones para mantenerse dentro del rango de voltaje apropiado:

$$\Delta Tap(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } \frac{V_{TP}^{LB}}{N_{PT}} \leq V_{relay} \leq \frac{V_{TP}^{UB}}{N_{PT}} \\ \text{round}\left(\frac{V_{TP}^* - V_{relay}}{0.75}\right) & \text{si } V_{relay} \leq \frac{V_{TP}^{LB}}{N_{PT}} \\ -1 \times \text{round}\left(\frac{V_{relay} - V_{TP}^*}{0.75}\right) & \text{si } V_{relay} \geq \frac{V_{TP}^{UB}}{N_{PT}} \end{cases} \quad (2.32)$$

Con  $V_{relay} = V_{reg} - I_{comp}(R_{set} + jX_{set})$  el voltaje del circuito de la figura 2.18, ubicado entre la subestación y el punto de medición, donde los parámetros  $R_{set}$  y  $X_{set}$  simulan los conductores de la red de distribución.  $V_{TP}^*$  voltaje que se quiere mantener. Se simula la electrificación en Belleville, Ontario, Canadá, para 9 rutas distintas del transporte público de la ciudad y cada una con una configuración de carga distinta. Los resultados se muestra en la figura 2.19, donde el estado de carga de los buses varía dependiendo del tipo de carga. Así, para una carga rápida, las variaciones de SoC son menores y los eventos de carga se producen con mayor frecuencia que las otras dos configuraciones. Para los buses *overnight*, se requieren pocos eventos de carga al día pero su duración es mayor, y a una menor potencia.

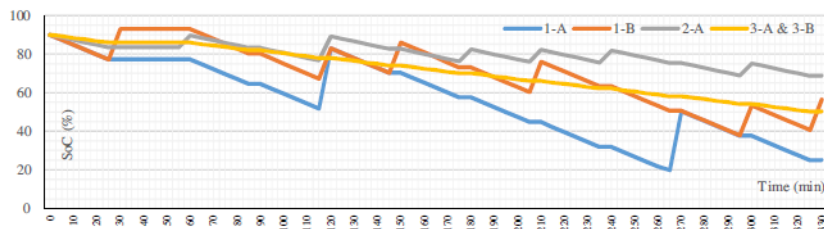


Figura 2.19: SoC para una ruta, con distintas configuraciones de carga [34].

En la práctica y tal como se mencionó anteriormente, los buses tipo *flash charging* requieren de una mayor frecuencia de carga, a diferencia de los otros dos (figura 2.20)

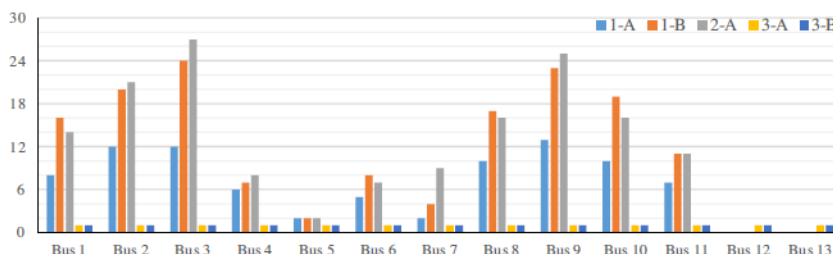


Figura 2.20: Frecuencia de carga [34].

Respecto al impacto en redes de distribución, los distintos tipos de carga no impactaron en gran medida la pérdida de vida del transformador, pero sí en las pérdidas diarias de energía: a mayor potencia de carga (1-A,1-B), hay mayores pérdidas (tablas 2.4 y 2.5).

Tabla 2.4: Métricas de carga del transformador en servicio. Elaborado a partir de [34].

Configuración de bus	1-A	1-B	2-A	2-B	3-B
Capacidad de transformador [kVA]	1.500	1.200	1.250	250	400
Demanda promedio [kVA]	173,612	164,93	197,92	144,17	145,84
Factor de carga	0,116	0,132	0,1583	0,6	0,36

Tabla 2.5: Impacto de electrificación de buses en transformador de distribución. Elaborado a partir de [34].

Configuración de bus	Caso base	1-A	1-B	2-A	2-B	3-B
Pérdida de vida [%]	2,46	2,56	2,55	2,563	2,522	2,527
Cambios de tap diarios	7	98	50	55	8	8
Pérdidas diarias [MWh]	1,51	1,96	1,8856	1,9353	1,5462	1,674

Otro resultado interesante es que el uso de tecnología de carga rápida produce problemas de voltaje a nivel local. De acuerdo a las figuras 2.21 y 2.22, a mayor potencia de carga

disminuye el voltaje en mayor medida, lo que obliga a realizar más cambios de tap que a bajas potencias.

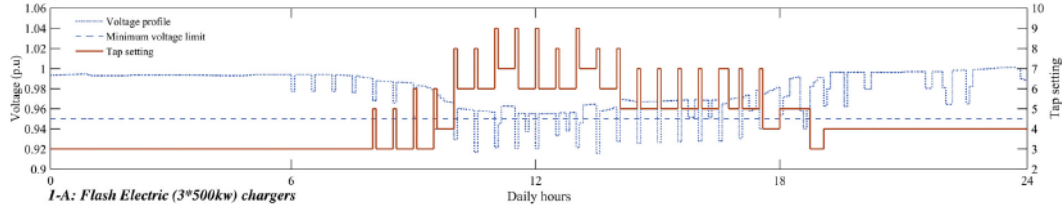


Figura 2.21: Cambio de tap y variación de voltaje en carga tipo *flash* [34].

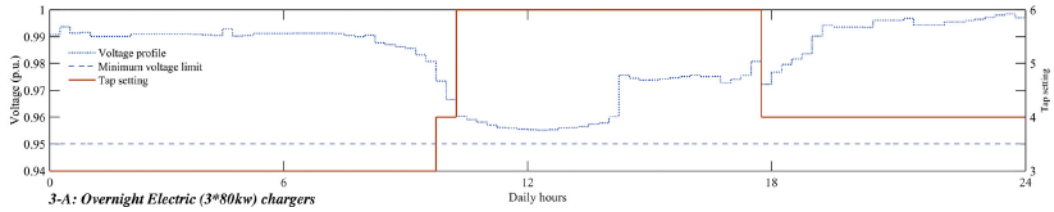


Figura 2.22: Cambio de tap y variación de voltaje en carga tipo **overnight** [34].

Otro paper relacionado al impacto de carga rápida en el sistema de distribución, en donde analizan la red de media tensión en Gotenburgo, Suecia, para la electrificación de una ruta en particular [53] y considerando como alternativas a la regulación de voltaje el control de la demanda (DR, *Demand Response*) y sistema de baterías en la estación de carga (ESS, *Energy Storage System*). La modelación de la red se hace mediante flujos de potencia (OPF, *Optimal Power Flow*) [55] a través de GAMS (*General Algebraic Modeling System*) [50]. El uso de DR considera una gestión de lavadoras, secadoras y lavavajillas, calentador doméstico de agua, calentador de espacios y la conexión del vehículo eléctrico; para el caso de ESS se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_{Grid} = \begin{cases} P_{ch} - \frac{E_{ESS}}{T_C} & \text{si } E_{ESS} < E_{bus} \times \left(1 - \frac{T_C}{T_B}\right) \\ \frac{E_{bus}}{T_B} & \text{si } E_{ESS} > E_{bus} \times \left(1 - \frac{T_C}{T_B}\right) \end{cases} \quad (2.33)$$

en donde  $P_{ch}$  es la potencia de carga,  $E_{ESS}$  es la capacidad disponible del ESS,  $E_{bus}$  es la energía requerida por el bus,  $T_C$  el tiempo de carga y  $T_B$  el tiempo entre buses. Los resultados de este paper muestran que una gestión de la demanda produce un aumento en la máxima potencia de carga de los buses eléctricos, como lo muestra la figura 2.23. (figura 2.24):

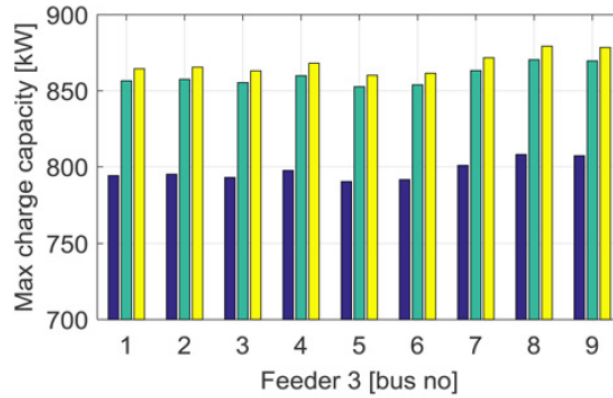


Figura 2.23: Capacidad de carga disponible de acuerdo a ESS(verde), DR (amarillo) y caso base (azul) [53].

Por otro lado, a mayor utilización de ESS es menor la potencia que se extrae de la red.

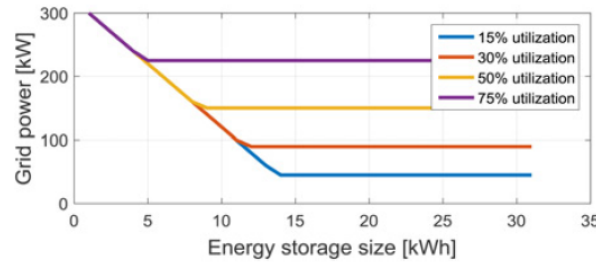


Figura 2.24: Reducción en uso de la red de acuerdo a ESS, para cargador de 300 [kW] [53].

Estas alternativas se presentan para ejemplificar el uso de estrategias de carga para regular los niveles de voltaje, así como verificar que el uso de cargas a altas potencias produce efectos negativos en el sistema de Distribución. Los mismos autores del paper anterior realizan el estudio [54] considerando el modelo OPF presentado en [53], pero en este caso añaden el uso de RPC (compensación de reactivos en frecuencia) en el cargador, para controlar localmente el voltaje. Los resultados muestran una mejora en la capacidad de carga, para la red de 10[kV] de Gotenburgo, Suecia (figura 2.25).

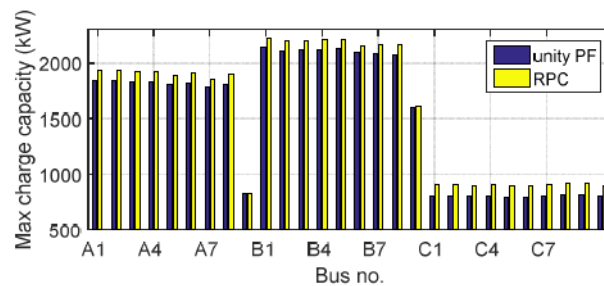


Figura 2.25: Potencia de carga en distintos puntos de la red. Considera el caso base (azul), y uso de RPC (amarillo) [53].



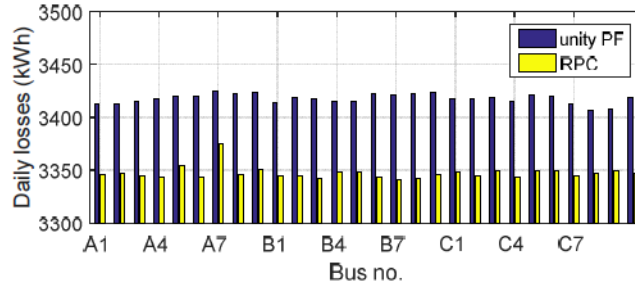


Figura 2.26: Pérdidas en distintos puntos de la red. Considera el caso base (azul), y uso de RPC (amarillo) [53].

Por otro lado, si se quiere agregar un mayor nivel de exactitud al comportamiento de las baterías en ruta, se deben considerar los factores que influyen en ella. En [49] se analiza el efecto del peso de los buses y sus consumos auxiliares (soporte de dirección, compresor y aire acondicionado) en forma adicional a la tracción misma del bus, aplicado al transporte público en la ciudad de Muenster, Alemania. El primer factor se modela de acuerdo a la fórmula propuesta por Sinhuber [52],  $0.072 [kWh/km] \cdot t$ , donde  $t$  es el peso del bus en toneladas, mientras que los consumos auxiliares se modelan a través de una carga constante, de acuerdo a datos extraídos de distintas fuentes. Se instalan cargadores en cada uno de los 44 terminales de fin de recorrido, distribuidos alrededor de la ciudad y modelados como una potencia de carga predefinida que depende del bus, mientras que la batería la restringen a un uso entre el 20% y 90% respecto de la capacidad total, para maximizar su vida útil.

Los resultados del modelo arrojan que para los 76 recorridos del sistema de transporte público, se requiere un consumo de 1.79 [kWh/km] que considera solamente tracción, aumentando a 2.016 [kWh/km] de acuerdo al peso del bus, lo que representa un incremento de un 12% aproximadamente. En el caso de consumos auxiliares y la influencia del peso de los pasajeros produce un aumento de 26% en promedio (figura 2.27).

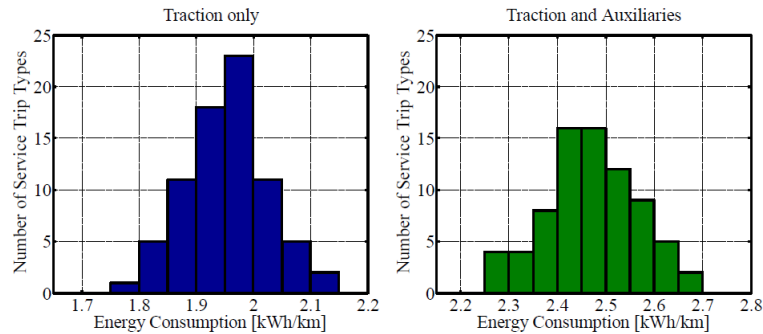


Figura 2.27: Histograma de consumo de energía para recorridos [49].

Posteriormente se aplica el itinerario de buses para los distintos recorridos del sistema, contabilizando un total de 1588 expediciones, y se sensibiliza sobre la capacidad de la batería, adaptada de acuerdo a los requerimientos energéticos de la parte anterior. La electrificación completa de la red queda supeditada a las limitaciones físicas de las baterías, pues se produce un punto de inflexión en el cual las capacidades actuales de bancos de baterías no pueden suplir el largo de la ruta, como se muestra en la figura 2.28:

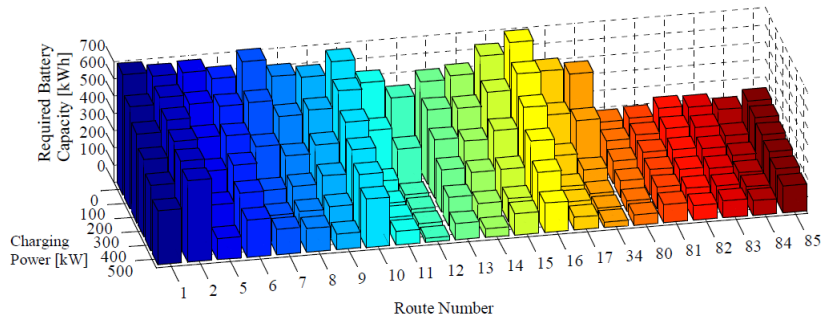


Figura 2.28: Capacidad requerida ideal para ruta de buses [49].

En [45] se analizan los datos reales de una ruta electrificada en San Gabriel y Pomora Valley, en Los Ángeles, California, para un bus de la marca Proterra, cuya batería es de 88 [kWh] de capacidad y recibe una potencia de carga de 500 [kW], conectándose mediante pantógrafo<sup>2</sup> en la mitad de la ruta de servicio y dividiéndola en dos tramos: *North Loop* y *South Loop*. Los resultados muestran un consumo energético dependiente de la temperatura, pues el bus utiliza aire acondicionado (figura 2.29), y también de la pendiente del terreno, pues el loop norte posee una mayor inclinación que el sur (figura 2.30).

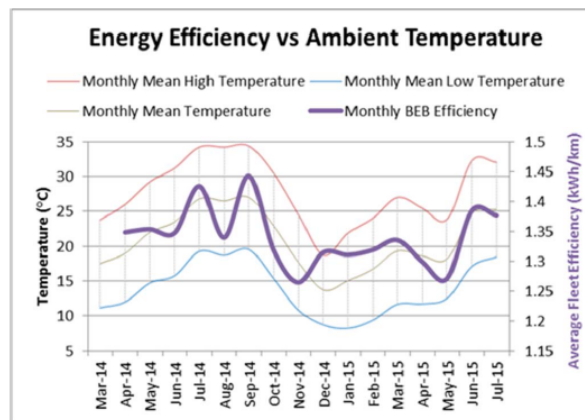


Figura 2.29: Eficiencia energética vs temperatura [45].

<sup>2</sup> Dispositivo mecánico desplegable ubicado en el techo del bus, cuya función es acoplarse al cargador para iniciar la carga.

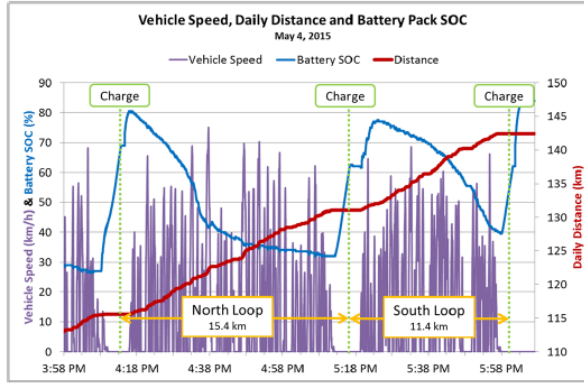


Figura 2.30: SoC promedio de bus en ruta, y distancia de cada loop [45].

Los efectos de la topografía también son relevantes para el consumo energético del bus. En [48] consideran las fórmulas de pendiente de acuerdo a un BRT (*Bus Rapid Transit*, corredores exclusivos de buses) aplicado en Génova, Suiza, mediante el proyecto TOSA [40][56]:

$$\Delta E_d(m) = -2.845 - 53.715 \times m \quad (2.34)$$

donde los valores numéricos se obtuvieron de acuerdo a extrapolación de la altura del terreno. Esto produce un cambio en el SoC dado por las condiciones topológicas:

$$\Delta SOC(L, m) = L \times \Delta E_d(m) \quad (2.35)$$

con L la distancia entre dos paraderos.

En lo que respecta las emisiones de GEI debido a la electrificación del transporte público, se analizaron varios papers relacionados. En [58] realizan la electrificación del transporte en Stockholm, Suecia, para distintas fuentes de energía -electricidad certificada verde, con 95% hidro y 5% eólica, distintos tipos de biocombustibles y electricidad convencional-, y luego de realizar la minimización de costos de inversión y operación/mantenimiento de buses (en donde se minimizan los costos), se destaca la procedencia de la energía como fuente directa en emisiones  $CO_2$ , en [kTon] equivalente (figura 2.31). En este caso, se utiliza la siguiente fórmula:

$$P_{Grid} = \begin{cases} \sum_{l=1}^L \sum_{tech=1}^{TECH} (EF_{tech} \times Cons_{tech} \times L_l \times TC_l \times TUS_{tech}) + \\ \sum_{l=1}^L \sum_{tech=1}^{TECH} N_{battery\ change} \times (EB_{tech} \times Cap_{tech} \times \frac{1}{SEB_{tech}} \times \frac{1}{Life_{battery}} \times N_l^{vehicle}) \end{cases} \quad (2.36)$$

En donde  $EF_{tech}$ ,  $Cons_{tech}$ ,  $Cap_{tech}$ ,  $EB_{tech}$  y  $SEB_{tech}$  es la eficiencia, consumo por kilómetro, la máxima potencia almacenada por cada tecnología, el factor de emisión por cada tecnología y la energía específica de la batería, respectivamente;  $L_l$  es la distancia recorrida,  $N_l^{vehicle}$  es la cantidad de buses para una ruta l, y  $N_{battery\ change}$  es el cambio de baterías de acuerdo a la vida útil del vehículo.

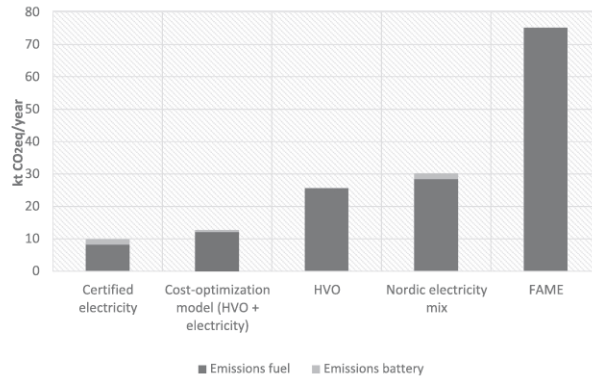


Figura 2.31: Emisiones por tecnología, de acuerdo a la optimización de costos [58].

Un trabajo relacionado es [46], donde calculan las emisiones estimadas para todo el ciclo del combustible. Este se denomina *well-to-wheels*, y consiste en el proceso que abarca desde la extracción de las materias primas, hasta el uso del combustible en ruedas (ya sea en forma de electricidad o diesel, entre otras alternativas). A su vez, el ciclo lo dividen en dos etapas: *well-to-tank* (WTT), desde el "pozo" hasta las reservas (sistema de distribución o gasolineras), y *tank-to-wheels* (TTW), desde las reservas hasta el uso en ruta. Los resultados luego de implementar las simulaciones sobre una ciudad en China muestran que a pesar que las emisiones en ruta (TTW) de los vehículos eléctricos pueden ser nulas, el uso de las materias primas para su generación es fundamental para determinar las emisiones totales, llegando incluso a superar al caso diesel (figura 2.32) y aumentando con el uso de consumos auxiliares del bus.

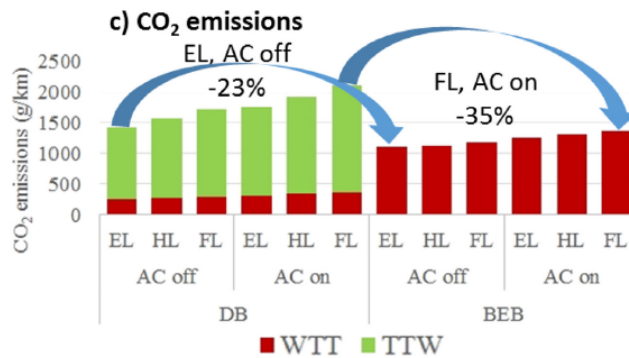


Figura 2.32: Emisiones de buses diesel (DB) y eléctricos (BEB), para uso de consumos auxiliares [46].

A nivel nacional, existen trabajos relacionados a emisiones  $CO_2$  de vehículos en general. En la memoria "La flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional: análisis de tecnologías existentes y contribución de los vehículos eléctricos" de Miguel Díaz [28], realiza un apartado en donde calcula las emisiones de  $CO_2$  equivalente para la electrificación de vehículos particulares, el despacho económico en generación y los costos asociados para distintos niveles de adopción, así como también gestionando la carga de vehículos a nivel nacional mediante un sistema centralizado de toma de decisiones. Los resultados arrojaron un aumento de emisiones de hasta un 19% respecto al caso base (despacho sin vehículos eléctricos), mientras que de

acuerdo a sus simulaciones, la conclusión de fondo es que de acuerdo al mix energético del SEN para el año 2018 el tener un 100% de vehículos eléctricos contamina más que mantener el parque vehicular con tecnologías a combustibles fósiles (figura 2.33 y tabla 2.6).

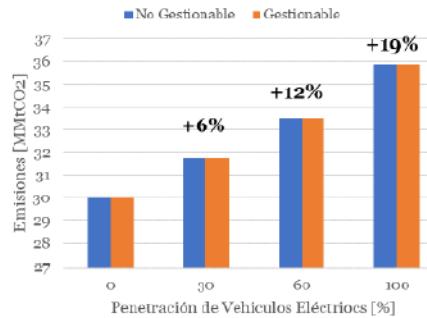


Figura 2.33: Emisiones para distintas penetraciones de vehículos eléctricos.

Tabla 2.6: Reducción de emisiones respecto a penetración de vehículos. Elaborado a partir de [28]

Penetración [%]	Reducción de emisiones [MM TonCO <sub>2</sub> ]
0	0
30	0.7
60	1.3
100	2.2

Otro trabajo relacionado es "Distribución espacial y temporal de emisiones contaminantes producidas por buses del transporte público de Santiago", escrita por Alberto Aroyo [6], y en la cual se calculan las emisiones de Gases de Efecto Invernadero para los buses de Transantiago a través del software COPERT 4, el cual considera el largo de los buses, norma de emisión, tipo de combustible, velocidad promedio en ruta, tamaño de la flota, entre otros parámetros. Como resultado, obtiene las emisiones de  $CO$ ,  $MP$ ,  $NO_x$ ,  $HC$  y  $CO_2$  y realiza un análisis posterior por rutas.

## 2.9.2. Memorias previas a este trabajo

Como se mencionó en los alcances de esta memoria, este trabajo se considera una culminación a un análisis general sobre la electrificación del transporte público en Santiago, y su impacto en el Sistema Eléctrico Nacional (incluyendo transmisión y generación). En ese sentido, es necesario revisar los dos trabajos previos de esta trilogía.

### 2.9.2.1. Electrificación del transporte público de Santiago

Trabajo desarrollado por Juan Pedro Arnés, tiene como principal objetivo determinar el perfil de demanda eléctrica producto de la electrificación de buses del transporte público de Santiago, de acuerdo a datos reales de la operación de buses de 2018. Para ello, utilizando

datos del posicionamiento en GPS de las rutas y buses del ex-Transantiago, además del programa de operación, patentes en uso y precios de energía y potencia vigentes para el 2019, se realiza un modelo para determinar el perfil de demanda acumulado a nivel metropolitano, costo operacional y expediciones que no puedan completar su recorrido. Al igual que esta memoria, el trabajo de Arnés se sustenta en el supuesto de mantener el programa de operación e itinerario de cada Unidad de Negocio, obteniendo los porcentajes de electrificación del sistema de acuerdo a las expediciones completadas sin problemas. El modelo sigue el esquema general presentado en la figura 2.34:

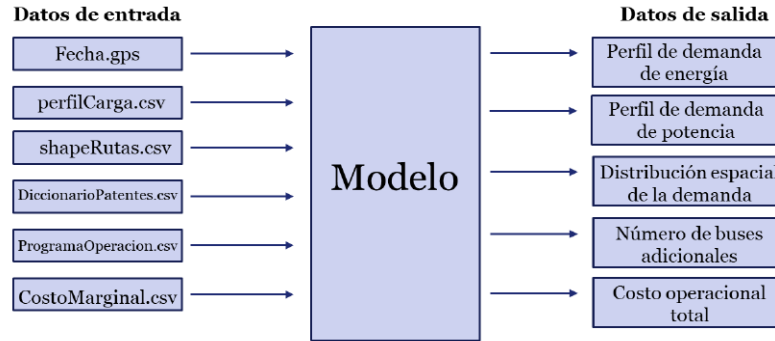


Figura 2.34: Esquema general del modelo [5].

La metodología considera los siguientes pasos:

- Extraer itinerario de expediciones, de acuerdo al horizonte de simulación. Este último es parámetro del modelo. Los datos utilizados corresponden a la operación real de buses del sistema de transporte público de Santiago, para el año 2018 y dispuestos por el Departamento de Ingeniería Civil de la Universidad de Chile.
- Calcular el consumo de energía por bus. Para ello se realiza una conversión de buses diésel, según la clasificación del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, a buses eléctricos. Así, cada patente tiene asignada una capacidad del banco de baterías y, por lo tanto, un rendimiento en ruta (en [kWh/km]). La energía consumida por cada bus sigue la siguiente ecuación:

$$E_{consumida} = \eta_{bus} \cdot d_{recorrido} \quad (2.37)$$

donde:

- $E_{consumida}$ : Energía consumida por bus en ruta, en [kWh].
  - $\eta_{bus}$ : Rendimiento de bus, en [kWh/km].
  - $d_{recorrido}$ : Distancia de recorrido, en [km].
- Realizar la gestión óptima de carga. Se minimizan las compras de energía y potencia por parte de las Unidades de Negocio (cliente libre), de acuerdo a restricciones económicas, regulatorias y técnicas. Se describirá el modelo en forma posterior.
  - Determinar los buses con falla, i.e., patentes que no terminan su recorrido asignado debido a la falta de energía.

- Si no hay buses con falla, se obtiene el perfil de demanda acumulado y por terminal.
- Si hay buses con falla, se procede a resolver un problema de VSP (*Vehicle Scheduling Problem*), el cual consiste en la reasignación de expediciones con falla. Esta toma de carga la pueden hacer buses eléctricos con energía y tiempo disponible, y/o buses diésel. Se modifica el itinerario de expediciones como consecuencia de la reasignación del recorrido con falla.

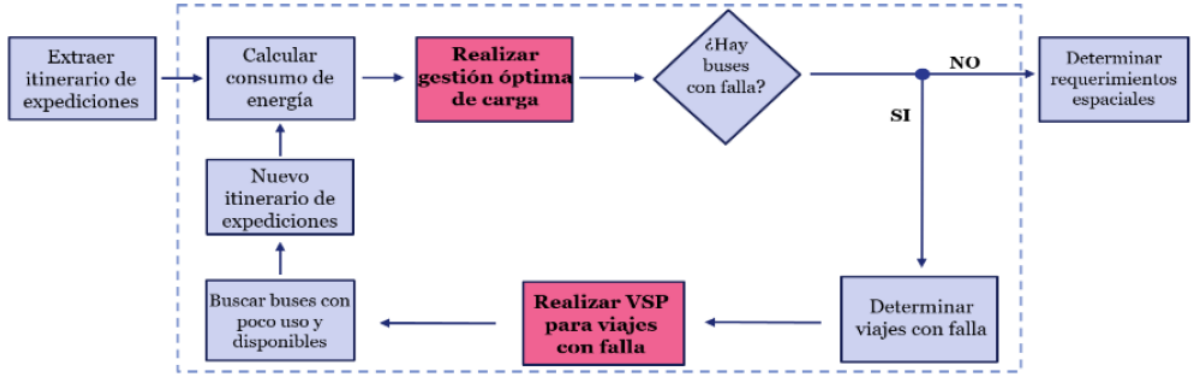


Figura 2.35: Metodología desarrollada en [5].

El modelo de gestión óptima de carga resuelve un problema de minimización de compras de energía y potencia, el cual tiene como función objetivo la ecuación 2.38:

$$\min\left(\sum_b \sum_t C_{mg,t} \cdot P_{ch_{b,t}} \cdot \Delta t\right) \cdot A + C_p^T \cdot P_{punta} + C_p^D \cdot P_{punta} + C_s^D \cdot P_{suministrada} + \sum_b \sum_t C_f \cdot P_{falla_{b,t}} \cdot \Delta t \quad (2.38)$$

sujeto a las restricciones:

$$0 \leq P_{ch_{b,t}} \leq P_{max} \cdot Estacionado_{b,t} \quad (2.39)$$

$$SOC_{b,t=t_{ini}} = SOC_{max_b} \quad (2.40)$$

$$SOC_{b,t=t_{ini}} = SOC_{b,t=t_{fin}} \quad (2.41)$$

$$0 \leq SOC_{b,t} \leq SOC_{max_b} \quad (2.42)$$

$$SOC_{b,t} = SOC_{b,t-1} - Consumo_{b,t} - P_{ch_{b,t}} \cdot \Delta t + P_{falla_{b,t}} \cdot \Delta t \quad (2.43)$$

$$0 \leq \sum_b P_{ch_{b,t}} \leq P_{suministrada} \quad (2.44)$$

$$0 \leq \sum_b P_{ch_{b,t}} \leq P_{punta} \quad (2.45)$$

cuyos índices son:

- b: bus.
- t: tiempo.

de igual forma, tiene como variables de decisión las siguientes:

- $P_{ch_{b,t}}$ : Potencia de carga de bus b en tiempo t, en [kW]

- $P_{falla_{b,t}}$ : Potencia de falla de bus b en tiempo t, en [kW]
- $SOC_{b,t}$ : estado de carga de batería de bus b en tiempo t, en [kWh]
- $P_{suministrada}$  : Potencia máxima suministrada, en [kW]
- $P_{punta}$ : Potencia máxima suministrada en horas de punta, en [kW]

Respecto a los costos se tienen los siguientes elementos:

- $C_p^T$  : Costo de potencia máxima suministrada en horas punta por el sistema de generación-transmisión, en [USD/kW-mes]
- $C_s^D$  : Costo de potencia máxima suministrada por distribución, en [USD/kW-mes]
- $C_p^D$  : Costo de la potencia máxima suministrada en horas de punta por el sistema de distribución, en [USD/kW-mes]
- $C_{falla}$  :Costo de falla, en [USD/kW-mes]

Finalmente, otros parámetros del modelo son:

- A: Factor para llevar compras de energía a cobro mensual, en línea con las compras de potencia.
- $\Delta t$ : Discretización de tiempo.
- $P_{max}$ : Potencia máxima de carga, en [kWh].
- $Consumo_{b,t}$ : Consumo energético en ruta, realizado por bus b en tiempo t.
- $Estacionado_{b,t}$ : Binario que indica si bus está en ruta (0) o estacionado (1).

Se asocia una potencia de falla al modelo ( $P_{falla_{b,t}}$ ), pues al no modificar el programa de operación ni itinerarios de los buses del transporte público, al asignar un equivalente de bus eléctrico con cierta capacidad de energía que depende de las características físicas de la patente a diesel en operación, se puede dar el caso que algunas expediciones se queden sin energía en ruta, lo cual implica en utilizar esta potencia de falla para cargar el bus en ruta, en forma virtual. En otras palabras, los recorridos que necesiten una potencia de falla no nula representan instancias donde no se puede cumplir con el itinerario sin cambiar el programa de operación de los buses (por ejemplo, a través del cambio de frecuencia o con la incorporación de nuevos buses). Debido a ello, se deben asignar los buses destinados a cubrir las expediciones con falla (VSP, *Vehicle Scheduling Problem*), y volver a correr el modelo de optimización. Como resultado, se tiene la figura 2.36:



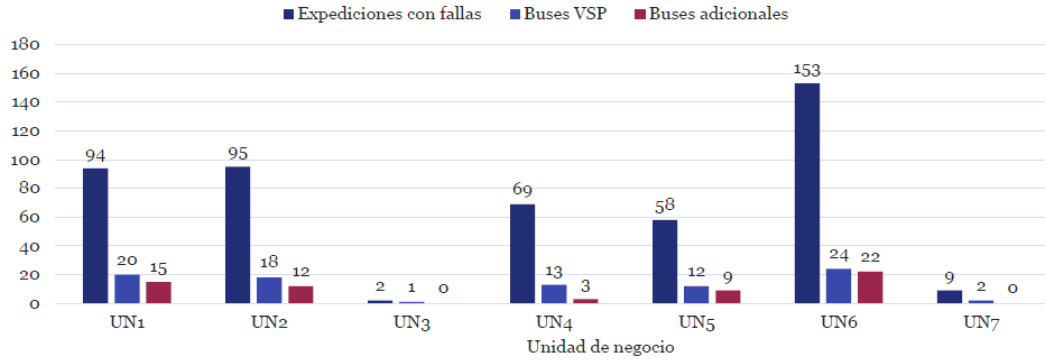


Figura 2.36: Gestión de carga y asignación de buses [5].

Con esto es posible obtener el perfil de carga a nivel de flota:

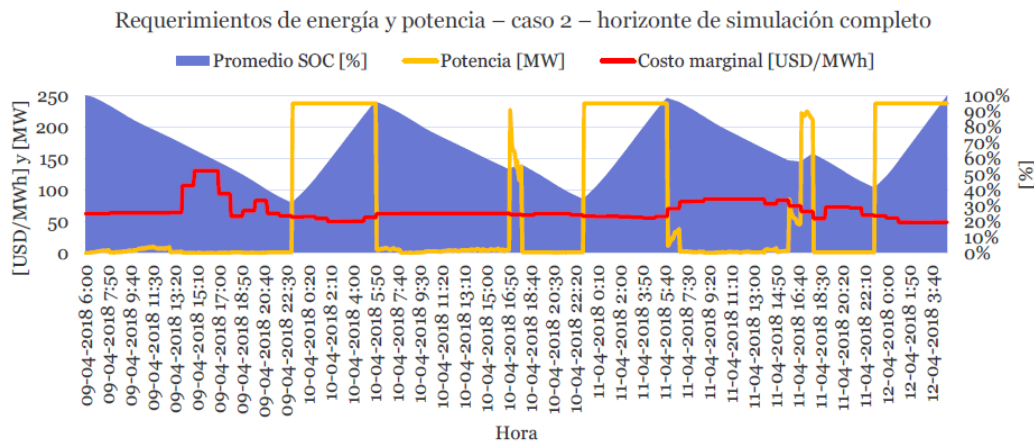


Figura 2.37: Perfil de carga global [5].

Este modelo, a pesar de obtener buenos resultados a nivel de la flota completa, para todas las Unidades de Negocio, presentaba la dificultad que al momento de obtener el comportamiento de carga de los buses, las curvas presentan una activación y desactivación del evento de carga en intervalos muy pequeños de tiempo. Este problema denomina *switching*, y se produce debido a que el modelo optimiza compras de energía y potencia, y con el afán de minimizar los costos, le es indiferente el bus que se está cargando, produciendo la discontinuidad en la carga. En la figura 2.38 se muestra el perfil de carga de la patente BJFC97, para un día de operación y que contiene eventos de carga de baja duración y alta frecuencia.

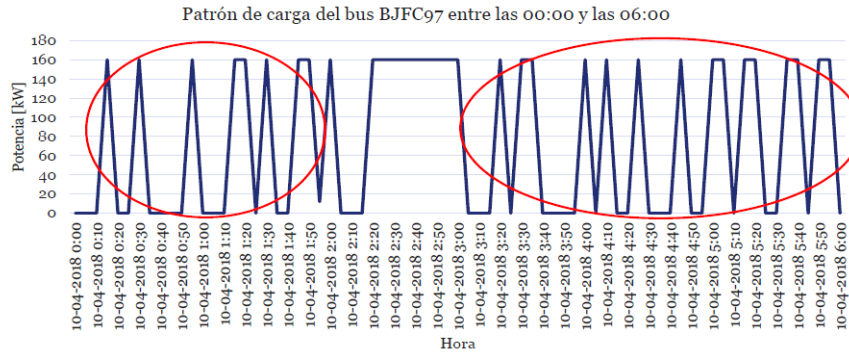


Figura 2.38: Perfil de carga individual [5].

### 2.9.2.2. Electrificación del transporte - Buses eléctricos y el sistema de distribución

Trabajo desarrollado por Andrés Braga [9], tiene como objetivo principal determinar el perfil de demanda eléctrica producto de la electrificación de buses del sistema de transporte público de Santiago, y cuantificar el impacto en el sistema de distribución, a nivel de Media Tensión (MT). Esta memoria toma como punto de partida el trabajo realizado por Juan Pedro Arnés, detectando las principales falencias y enfocado a hacer un modelamiento de carga de buses eléctricos en forma más detallada, basándose en el modelo anterior. Se trabaja sobre los siguientes puntos:

- **Desagregación del modelo de Gestión de Carga:** realizar una operación de optimización a nivel local y para cada Unidad de Negocio, pues en la memoria de Juan Pedro se realiza una optimización para la flota completa, sin considerar la ubicación de terminales ni Unidades de Negocio.
- **Problema de switching en Perfiles de Carga:** eliminar las conexiones y desconexiones en intervalos cortos de tiempo, como se explicó anteriormente.
- **Dimensionar alimentadores MT dedidados:** una vez arreglados los problemas anteriores, se procede a calcular los costos de implementar alimentadores dedicados que conecten las subestaciones más cercanas y con capacidad disponible a los terminales de carga, para cada Unidad de Negocio. Se busca analizar los costos de ampliación requeridos en los sistemas de distribución para suministrar a las estaciones de carga de buses eléctricos.

El diagrama general de trabajo de esta memoria se muestra en la figura 2.39. Tomando como base del trabajo el modelo de optimización de Arnés, se confecciona un nuevo modelo de gestión de carga para cada uno de los terminales de las Unidades de Negocio. Para lograr esto, Braga recopila información real sobre la ubicación de terminales de buses de las empresas de buses de transporte público en la Región Metropolitana, y los asocia a cada partida y llegada de los recorridos del programa de operación, bajo el supuesto que es únicamente en los terminales donde estarán instalados los cargadores, procesamiento de datos previo a la gestión de carga; esta etapa será descrita en detalle en la metodología de esta memoria, pues se utiliza como punto de partida para establecer los puntos de carga de los buses.

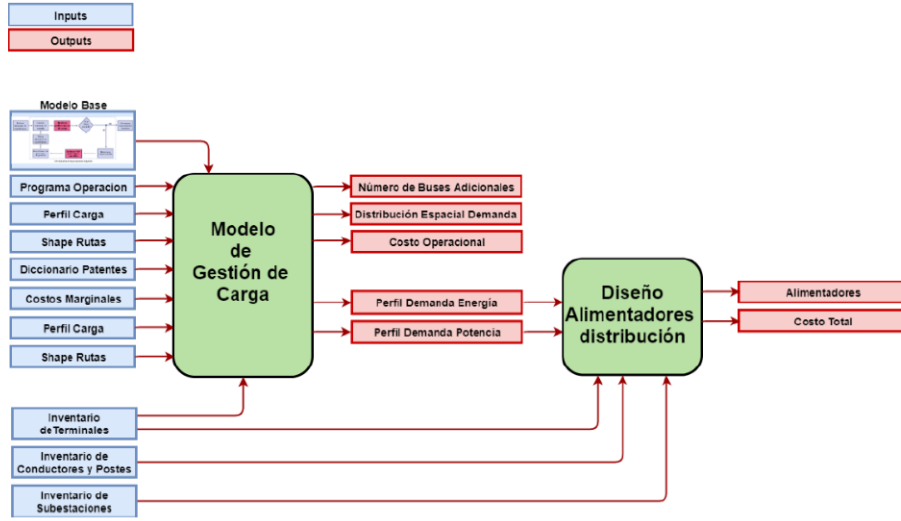


Figura 2.39: Diagrama general de modelo [9]

Para obtener las curvas de demanda en cada uno de los terminales, se realizan dos etapas de optimización. El primero sigue la misma estructura del modelo de Juan Pedro Arnés y se agrega una nueva dimensión correspondiente a cada terminal de las Unidades de Negocio, pues se requieren hacer compras de energía y potencia para cada terminal en forma independiente, de acuerdo a la legislación nacional; el segundo modelo elimina el problema de switching; ambos modelos se detallarán a continuación. Finalmente, con las curvas de demanda elaboradas e información sobre las subestaciones primarias de la Región Metropolitana, obtiene la capacidad disponible en cada uno de los transformadores asociados, y así dimensionar la infraestructura de red MT necesaria para suministrar los buses del transporte público de Santiago; no se entrará en detalles sobre esta etapa, pues no es de utilidad para propósitos de esta memoria.

En cuanto al modelo de gestión de carga, el primer modelo sigue la misma estructura de la optimización de Arnés, adicionando una nueva dimensión correspondiente a los terminales de las Unidades de Negocio. Se presenta en 2.46 la función objetivo, que se compone de compras de energía y potencia -punta y suministrada-, además de una potencia de falla (idéntica al modelo revisado anteriormente):

$$\begin{aligned}
 \min \quad & [(\sum_d \sum_t C_e \cdot P_{ter_{a,t}} \cdot \Delta t) \cdot A + \sum_d C_p^T \cdot P_{punta_d} + \sum_d C_p^D \cdot P_{punta_d} \\
 & + \sum_d C_s^D \cdot P_{suministrada_d} + \sum_b \sum_t C_f \cdot P_{fall_{b,t}}] \quad (2.46)
 \end{aligned}$$

sujeto a las restricciones:

$$0 \leq Pch_{ter_{b,t}} \leq P_{max} \cdot Terminal_{b,t,d} \quad \forall b, t, d \quad (2.47)$$

$$Pch_{b,t} = \sum_d Pch_{ter_{b,t,d}} \quad \forall b, t \quad (2.48)$$

$$Pch_{b,t} = \sum_b Pch_{ter_{b,t,d}} \quad \forall d, t \quad (2.49)$$

$$SOC_{b,t=t_{ini}} = SOC_{max_b} \quad \forall b \quad (2.50)$$

$$SOC_{b,t=t_{ini}} = SOC_{b,t=t_{fin}} \quad \forall b \quad (2.51)$$

$$0 \leq SOC_{b,t} \leq SOC_{max_b} \quad \forall b, t \quad (2.52)$$

$$SOC_{b,t} = SOC_{b,t-1} - Consumo_b + Pch_{b,t} \cdot \Delta t + Pfalla_{b,t} \cdot \Delta t \quad \forall b, t \quad (2.53)$$

$$0 \leq P_{ter_{b,t}} \leq Psuministrada_b \quad \forall t, d \quad (2.54)$$

$$0 \leq P_{ter_{b,t}} \leq Ppunta_b \quad \forall t \in T_{punta} \quad (2.55)$$

## • Índices

- b: bus que participa en el itinerario para el horizonte de simulación.
- t: tiempo.
- d: terminal de la Unidad de Negocio.

## • Parámetros

- A: factor que multiplica las compras de energía para su equivalente mensual.
- $Terminal_{b,t,d}$ : binario que indica si bus b se encuentra en el terminal d, en tiempo t.
- $Consumo_{b,t}$ : consumo en ruta de bus b en tiempo t.
- $SOC_{max_b}$ : capacidad energética de bus b.
- $P_{max}$ : potencia máxima del cargador, en [kW].
- $P_e$ : precio de la energía, en [\$/kWh]
- $C_P^T$ : costo de potencia máxima suministrada en horas de punta por el sistema de generación-transmisión, en [USD/kW · mes]
- $C_f$ : costo de falla, en [USD/kWh]
- $\Delta t$ : Intervalo de discretización de tiempo, en [h].

## • Variables de decisión

- $Pch_{ter_{b,t,d}}$ : Variable auxiliar de potencia de carga del b-ésimo bus en el d-ésimo terminal en un instante de tiempo, en [kW].
- $Pch_{b,t}$ : Potencia de carga de bus b en tiempo t, en [kW].
- $Pfalla_{b,t}$ : Potencia de falla de bus b en tiempo t, en [kW].
- $SOC_{b,t}$ : Estado de carga de bus b en tiempo t, en [kWh].
- $P_{suministrada_d}$ : Potencia máxima suministrada en el terminal d, en [kW].
- $P_{punta_d}$ : Potencia máxima suministrada en horas de punta en del terminal d, en [kW].

Con los requerimientos de energía y potencia establecidos, la segunda etapa se realiza para eliminar el *switching*, la cual consiste en un pre-procesamiento de los perfiles resultantes de la etapa anterior, y la optimización como tal. Considera los siguientes pasos:

1. Obtener el perfil de carga de la etapa anterior, para cada bus.
2. Obtener eventos de carga de cada bus, i.e., intervalos donde el bus está estacionado y se efectuó una carga. Se enumeran los eventos a través del parámetro **IdCarga**.
3. Se determina el tiempo en que el bus llega y se retira del terminal, dados por **Tiempo Inicial** y **Tiempo Final**, respectivamente. No necesariamente son los tiempos de inicio y final de cada carga.
4. Para cada evento de carga se determina el estado de carga inicial y final, dados por **SOCinicial** y **SOCfinal**. Adicionalmente se crea el parámetro **Cantidad Energía**, correspondiente a la resta entre el SOC final e inicial.
5. Para cada evento de carga se determina el campo **Tiempo Mínimo**, que corresponde a la cantidad de intervalos mínimos para cargar la energía del evento a una potencia de 150 [kW]. Se calcula como:

$$TiempoMínimo = \left\lceil \frac{CantidadEnergía}{150 \cdot \frac{5}{60}} \right\rceil + 1 \quad (2.56)$$

donde  $\lceil \cdot \rceil$  es el operador parte entera.

6. Para cada evento de carga, se determina el **Terminal** donde ocurrió el evento.

Una vez terminado el pre-procesamiento de los perfiles pertenecientes al primer modelo de optimización de carga, y con el objetivo de entregar continuidad al proceso de carga de los buses, se introduce el segundo modelo de optimización. Se trata de un problema lineal entero mixto (MILP por sus siglas en inglés, *mixed-integer linear programming*) minimizando compras de energía y potencia por parte de las Unidades de Negocio, pero que se asegura que cada uno de los eventos de carga ocurra de manera continua. Para ello, utiliza variables binarias que deciden sobre el instante de tiempo en el cual se llevará a cabo la carga. La función objetivo se muestra en la ecuación 2.57; no se incorpora la potencia de falla debido a que ya se solucionó el problema de buses en ruta sin energía, asegurando la factibilidad del problema:

$$\min \left[ \left( \sum_b \sum_t P_e \cdot Pch_{d,t} \cdot \Delta t \right) \cdot A + \sum_d C_p^T \cdot P_{punta_d} + \sum_d C_p^D \cdot P_{punta_d} + \sum_d C_s^D \cdot P_{suministrada_d} \right] \quad (2.57)$$

sujeto a las restricciones:

$$Pch_{b,t} = P_{max} \cdot X_{b,t} \quad \forall b, t \quad (2.58)$$

$$X_{b,t} = X_{b,t-1} + E_{b,t} - A_{b,t} \quad \forall b, t \quad (2.59)$$

$$\sum_{T_{inicial_{b,i}}}^{T_{final_{b,i}}} X_{b,t} = TiempoMin_{b,t} \quad \forall b, t \in \{T_{inicial_{b,i}}, \dots, T_{final_{b,i}}\} \quad (2.60)$$

$$\sum_{T_{inicial_i}}^{T_{final_i}} E_{b,t} \leq 1 \quad \forall b, t \in \{T_{inicial_{b,i}}, \dots, T_{final_{b,i}}\} \quad (2.61)$$

$$0 \leq \sum_b Pch_{b,t} \leq Psuministrada \quad \forall t \quad (2.62)$$

$$0 \leq \sum_b Pch_{b,t} \leq Ppunta \quad \forall t \in T_{punta} \quad (2.63)$$

$$X_{b,t}, E_{b,t}, A_{b,t} \in \{0, 1\} \quad \forall b, t \quad (2.64)$$

- **Índices**

- b: índice para cada bus contenido en **Buses**.
- t: índice para cada instante de tiempo contenido en **Hora**.
- i: índice para cada evento de carga contenido en **IdsCarga**.

- **Parámetros**

- A: factor que multiplica las compras de energía.
- $P_{max}$ : Potencia máxima de carga, en [kW].
- $Cmgt$ : Costo marginal para un instante de tiempo, en [USD/kWh]
- $C_P^T$ : Costo de la potencia máxima suministrada en horas de punta por el sistema de generación-transmisión, en [USD/kW · mes]

- **Variables de decisión**

- $X_{b,t}$ : Variable de estado de carga del b-ésimo bus en el instante de tiempo t, de tipo binario. Su valor es **1** si el bus se está cargando, y **0** si no.
- $E_{b,t}$ : Variable que indica el comienzo de carga para un bus en el instante de tiempo t, de tipo binario. Su valor es **1** si el bus se ha comenzado a cargar, y **0** en cualquier otro caso.
- $A_{b,t}$ : Variable que indica el término de carga para un bus en el instante de tiempo t, de tipo binario. Su valor es **1** si el bus se ha de cargar de cargar, y **0** en cualquier otro caso.
- $P_{suministrada}$ : Potencia máxima suministrada, en [kW].
- $P_{punta}$ : Potencia máxima suministrada, en [kW].

A modo de ejemplo, la figura 2.41 muestra un diagrama explicativo con el pre-procesamiento de los perfiles. La imagen de la izquierda contiene los eventos de carga (curva color azul) para la patente CJFR96, como resultado de la optimización de la etapa anterior. Se aprecian dos períodos donde el bus se encuentra estacionado, en distintos terminales (5 y 1 para primer y segundo intervalo, respectivamente), y dentro de cada uno hay eventos de carga con switching (áreas color verde y morada). Al realizar el pre-procesamiento de los perfiles, se obtiene la información correspondiente al terminal, hora de inicio y final en la cual el bus estuvo en el terminal, y la energía cargada durante su tiempo estacionado.

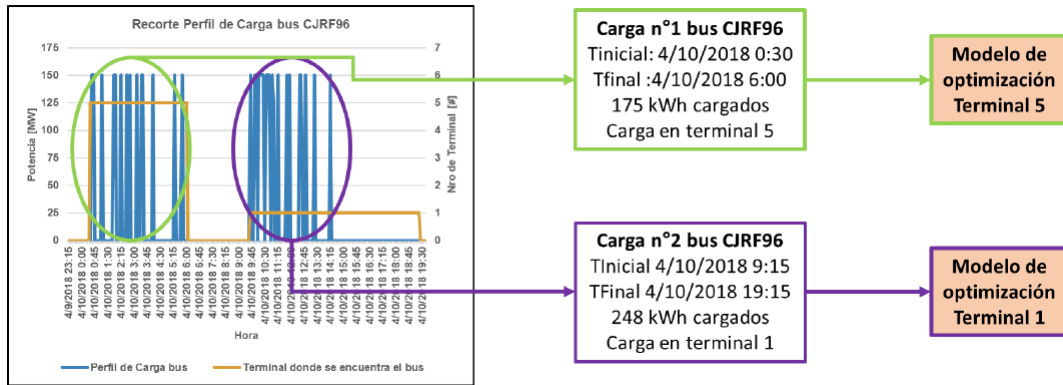


Figura 2.40: Diagrama explicativo pre-procesamiento [9].

Esta información se utiliza para el modelo de continuidad de carga. En la figura 2.41 se muestra el resultado del segundo proceso de optimización para la carga en el terminal 5, donde se pasa de una carga distribuida en distintos eventos entre las 0:45 y 6:00 del 4 de abril de 2018 (figura 2.41), a un único evento de carga dado por la curva azul, la cual comienza a las 3:10 y termina a las 4:15. En color azul se presentan las variables de decisión utilizadas en el modelo: en violeta la variable E, representando el inicio del evento de carga; en amarillo la variable A para el final de carga, y finalmente la variable A en color rojo, que indica si el bus se está cargando en un instante t. Se replica el proceso para cada uno de los buses de las Unidades de Negocio.



Figura 2.41: Primer evento de carga para patente CJFR96[9].

# Capítulo 3

## Metodología

Los objetivos planteados al inicio de este trabajo - ver sección 1.3 - implican un análisis sobre la electrificación de los buses del transporte público de Santiago, entregando resultados en forma local -i.e., a nivel de Región Metropolitana-, asociados a las curvas de demanda como consecuencia de un modelo de gestión de carga, emisiones en ruta debido a la operación de los buses diésel. A nivel global (entendiéndose como territorio abarcado por el Sistema Eléctrico Nacional), se obtiene la generación producto de la inclusión de los perfiles de demanda en el consumo eléctrico de Santiago, y las emisiones de  $CO_2$  asociadas a las centrales térmicas.

La primera etapa involucra un modelo de gestión de carga de los buses diésel convertidos a eléctricos a baterías (BEV, *battery electric vehicle*), según las características de buses utilizados en la actualidad por Red, manteniendo el programa de operación del año 2018. Los puntos de carga de buses eléctricos estarán ubicados en los terminales de cada empresa, creando una relación bus-terminal cada vez que no exista una expedición en curso, produciéndose el posible evento de carga en ese lugar. El modelo de gestión de carga se define como un problema de optimización que involucra el uso de variables continuas y binarias (conocido en la literatura como MILP, *Mix Integer Linear Problem*) para la minimización de una función que representa las compras de energía y potencia de cada Unidad de Negocio en los puntos de carga, bajo restricciones asociadas al modelamiento de las baterías de los buses, consumo energético en ruta y compras de potencia.

El modelo de gestión de carga es consecuencia de la revisión de los dos trabajos previos -revisados en la sección 2.9.2 - y considerados como punto de partida para establecer la función objetivo y restricciones descritas en el párrafo anterior. Particularmente se hace énfasis en la memoria de Andrés Braga, y para efectos de esta memoria se emplean las ecuaciones planteadas en ese trabajo para la gestión de carga, reconociéndolo como **modelo base**. Se detectan y detallan las falencias sobre éste, para posteriormente confeccionar un modelo propio que corrige estos problemas, con el objetivo de obtener curvas de demanda por punto de carga.

Las curvas de demanda resultantes del modelo de gestión de carga se utilizan para (1) el análisis del sistema de generación-transmisión eléctrico a través de un software que modela la operación del Sistema Eléctrico Nacional -procedimiento descrito en la sección 3.2.2-, (2) el análisis sistema de transporte a través del porcentaje de electrificación de la flota de acuerdo al supuesto de mantener el programa de operación actual - sección 3.2.3-, y (3) cálculo de emisiones  $CO_2$  a nivel local (producto de la operación de buses en ruta), y a nivel nacional



(como operación del SEN), detallado en la sección ).

La metodología utilizada se resume en la figura 3.1, la cual representa el orden secuencial del trabajo de este trabajo. Tomando como referencia el modelo base, se detallan sus limitaciones y posibles puntos a reforzar y/o reformular para así adaptarlo a los objetivos propuestos en este documento. Una vez establecidas las aristas sobre las cuales trabajar, se desarrolla un modelo de gestión de carga de buses, el cual busca representar la carga eficiente y minimizando las compras de energía y potencia de las Unidades de Negocio. Así, el resultado serán las curvas de demanda para cada ubicación de terminales de buses, y servirán como punto de partida para el análisis del sistema de generación-transmisión y emisiones de CO<sub>2</sub>.

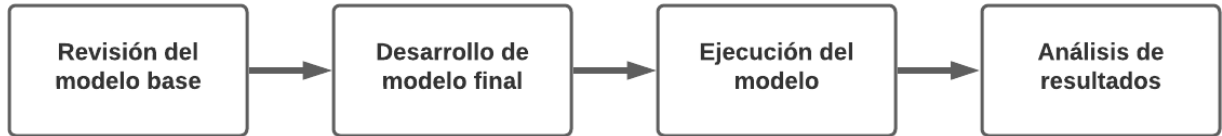


Figura 3.1: Comparación de energía consumida por buses.

### 3.1. Revisión de modelo base

Conforme a lo descrito inicio de este capítulo, el modelo base consiste en las ecuaciones para la gestión de carga correspondientes al trabajo de Andrés Braga - revisadas en la sección 2.9.2.2- en la cual resuelve un problema de programación entera mixta (MILP), minimizando compras de energía y potencia, simulando un contrato de compra de energía y potencia entre una Unidad de Negocio -cliente libre- y suministrador, con restricciones que modelan el funcionamiento de las baterías, compras de potencia en hora punta, potencia máxima por cargador y relación entre potencia de carga de buses y terminales. El resultado consiste en los perfiles de carga de buses, terminales, Unidades de Negocio, permitiendo confeccionar el perfil de demanda agregada. Se identifican los siguientes puntos clave para una representación adecuada de las curvas demanda de los terminales de las distintas Unidades de Negocio, y en los cuales en primera instancia se focaliza el trabajo para su mejora:

- **Optimización en dos etapas:** Como se detalló en la sección 2.9.2.2, la obtención de los perfiles se produce luego de dos etapas de optimización. En la primera, la solución entrega perfiles de buses que no necesariamente siguen una carga continua, creando así conexiones y desconexiones del cargador en cortos intervalos de tiempo (denominado *switching*, figura 3.2), con tal de minimizar las compras de energía y potencia. En la segunda, se soluciona este problema predefiniendo los tiempos de carga con tal de alcanzar el estado de carga deseado al final del período. El presente trabajo busca crear un único modelo de gestión de carga y que solucione el problema de *switching*.
- **Problema de SOC final luego de arreglar switching:** Resolver la gestión de carga en dos etapas, donde en la segunda se define el tiempo -o la cantidad de intervalos mínimos- por evento de carga como parámetro del modelo, produce el efecto no deseado de un estado de carga (SOC, *State of Charge*) que no necesariamente es igual al SOC

final del primer modelo:

$$SOC_{b,t=t_{final}} \neq SOC_{max_b} \quad \forall b \in Buses \quad (3.1)$$

Esto ocurre para todas las Unidades de Negocio, tal como se representa en la figura 3.2: luego de la gestión de carga con el problema de switching, se cumple la restricción sobre el SOC, que debe ser menor o igual a la capacidad máxima del bus. Posteriormente al tratar la continuidad en la carga, se produce la condición de 3.1., donde la línea negra sobre cada figura indica la capacidad del bus para la patente seleccionada.

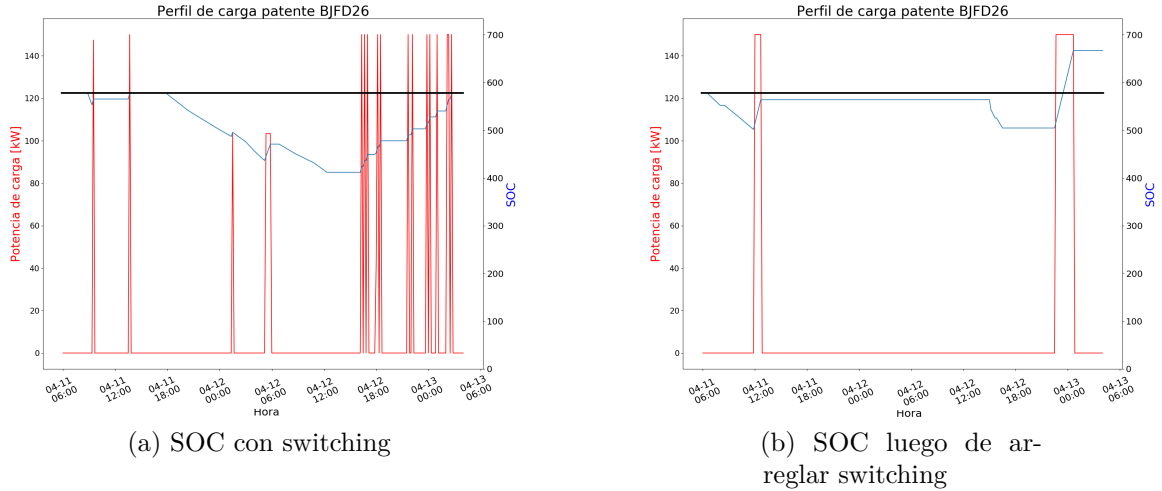


Figura 3.2: Perfil de carga de patente BJFD26 para cada proceso de gestión de carga (con y sin switching).

- **Costos asociados a potencia en horario peak:** La solución de la segunda etapa del modelo base, si bien elimina el *switching*, produce eventos de carga en hora punta -18 y 22 horas- en algunos terminales, contrario a los resultados de la primera etapa (ver figura 3.3) y modificando las compras de potencia.

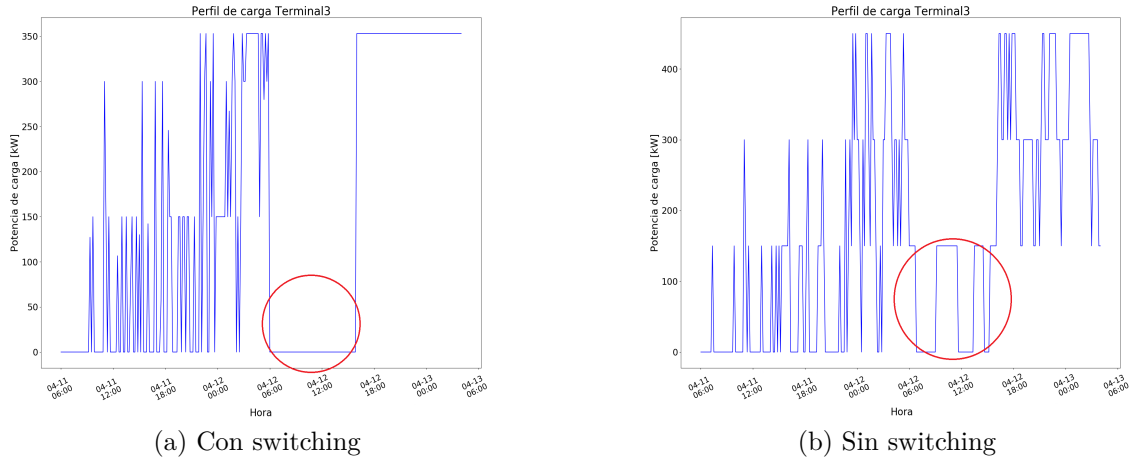


Figura 3.3: Perfil de carga de terminal 3 para la Unidad de Negocio 3, para proceso de gestión de carga.

Adicionalmente, del trabajo de Braga se recopilan los datos de entrada necesarios para la confección del modelo actual, del cual se extraen los siguientes elementos:

- Datos de operación real de RED, del año 2018 (conocida en ese entonces como Transantiago), información dispuesta por el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI). Contiene el siguiente detalle:
  - Coordenadas GPS de buses en recorrido en forma de pulsos, y distancia recorrida respecto del punto de origen, para Unidad de Negocio y en forma diaria.
  - Detalle de las expediciones: Unidad de Negocio, patente, hora de inicio y término, recorrido asociado, secuencia de paradas, estimación de pasajeros de subida y bajada, entre otros.
  - Trazado de cada recorrido de RED del año 2018, en coordenadas UTM.
- Información sobre la distancia de cada uno de los recorridos de RED, dispuesto en el Directorio de Transporte Público Metropolitano (DTPM), a través del Programa de Operación disponible en su sitio web.
- Inventario de terminales de cada Unidad de Negocio, junto con su respectiva ubicación geográfica.
- Distancia entre inicio/final de recorridos y terminales de cada Unidad de Negocio.

## 3.2. Desarrollo de modelo final

Ya identificados los puntos principales a tratar en el modelo base, se procede a desglosar cada una de las etapas que se desarrollarán en este trabajo, indicando las funciones e *inputs/outputs* correspondientes. El trabajo se puede categorizar de forma clara en cuatro etapas distintas, las cuales requieren de secuencialidad en orden a obtener los resultados:

- El primer modelo corresponde a la Gestión de Carga de buses, en donde se toma el modelo base junto a los puntos deficientes identificados y sus datos de entrada, buscando la mejor solución posible a la eliminación de switching en una sola etapa, costos incurridos en compras de energía y potencia.
- Una vez obtenidas las curvas de demanda de energía y potencia de la operación completa de buses en el horizonte de simulación, se procesan para ingresar esos datos de demanda a un software de despacho hidrotérmico de gran tamaño y que representa a todo el Sistema Eléctrico Nacional, a través de una barra asociada (la cual varía de acuerdo a cada escenario descrito). Así, se realiza el despacho económico de carga utilizando la demanda de electrificación completa de buses de RED, entregando como archivos de salida la generación por central, costos marginales por barra, costo de operación del sistema y flujos por líneas. Adicionalmente se podrán obtener las emisiones de dióxido de carbono frente a este aumento de la demanda.
- El resultado de la Gestión de Carga permite identificar las expediciones en las cuales el bus asignado no tiene energía suficiente para completarla. Con esto se calculará el porcentaje de electrificación del transporte público manteniendo el programa de operación.
- La generación térmica proveniente del despacho económico de carga se utiliza para calcular las emisiones de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) del sistema de generación-transmisión. Se comparará con el escenario de referencia -sin demanda eléctrica- y que incluye las emisiones en ruta de los buses diésel.

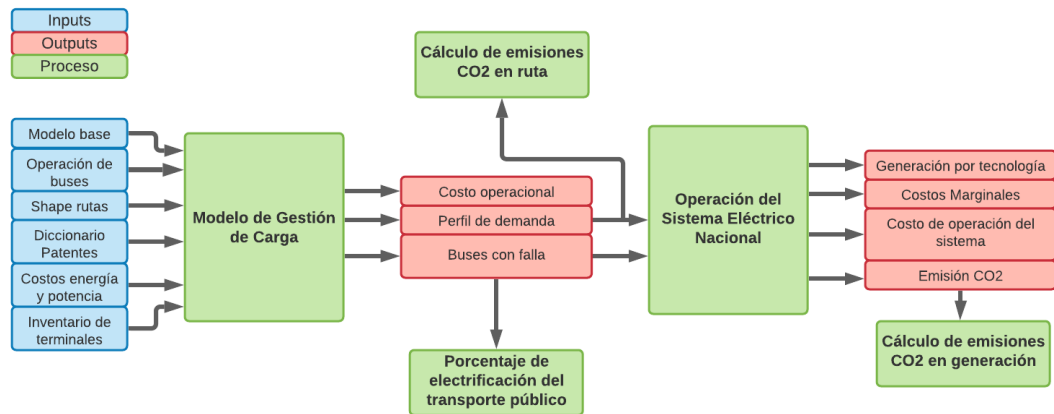


Figura 3.4: Diagrama general de metodología.

A continuación se presentarán cada uno de los módulos que conforman estas etapas, primero caracterizando el modelo de Gestión de Carga, para dar paso al modelo de operación del Sistema Eléctrico Nacional, porcentajes de electrificación y emisiones de  $\text{CO}_2$ . Los procesos involucrados en el desarrollo de cada parte serán abordados con mayor detalle en el siguiente capítulo.

### 3.2.1. Modelo de Gestión de Carga

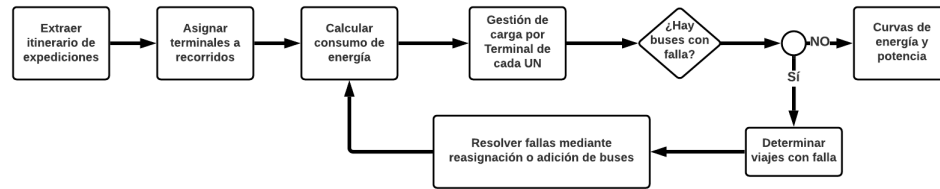


Figura 3.5: Metodología Gestión de Carga.

El modelo de gestión de carga se compone de las etapas que muestra la figura 3.20. En términos generales, se procesan los datos de entrada - descritos en la sección 4.2 - y se extraen los *inputs* necesarios para el modelo de gestión (itinerario de buses, conversión de diésel a eléctricos a batería discretización de la operación y asignación de buses a terminales). Las ecuaciones para el modelo se presentan en la sección 4.3.3. Una vez realizadas las simulaciones, se detectan los buses sin energía suficiente para completar alguna de sus expediciones (a través de la variable denominada **Potencia de Falla**, se describirá más adelante) y se reemplazan por buses eléctricos con disponibilidad para cubrir ese recorrido, o buses diésel en reserva, manteniendo el programa de operación; el proceso se itera hasta que no existan expediciones de falla. A continuación se describen los bloques que conforman el modelo:

- **Extraer itinerario de expediciones:** Se recibe como datos entrada los archivos .csv con la operación diaria del ex-Transantiago en 2018 (denominado **perfilCarga.csv**), el cual contiene 37 campos con distinta información acerca de la expedición diaria que realiza el bus. Se extraen las siguientes columnas:
  - **Operador:** Indica la Unidad de Negocio asociada.
  - **ServicioUsuarioTS:** Recorrido que se muestran en los buses mientras realizan su expedición. Es el servicio que el usuario toma cuando utiliza el transporte público.
  - **Patente:** Identificador de patentes de cada Unidad de Negocio, único para cada bus.
  - **Hini:** Hora de inicio de expedición.
  - **Hfin:** Hora de término de expedición.
  - **idExpedicion:** Identificador único de expedición, se aplica a cada día de operación.

Es importante destacar que la información proporcionada por el ISCI entrega los datos de operación de los buses en archivos diarios, por lo que es necesaria la automatización de acuerdo al horizonte de simulación de la Gestión de Carga. Finalmente se separa la operación por Unidades de Negocio, es necesaria la desagregación debido a que la Gestión se realiza en forma independiente para cada terminal de cada empresa.

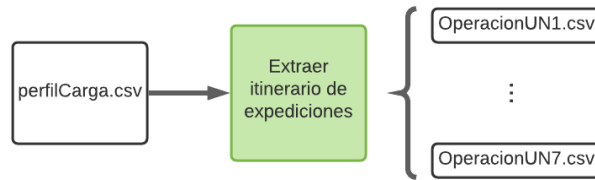


Figura 3.6: Diagrama etapa de extracción de expediciones.

- **Asignar terminales a recorridos:** Se asigna un terminal a cada inicio y fin de recorrido, para cada Unidad de Negocio, bajo el criterio de minimización de distancia (camino más corto), fundamental para la carga de buses en la etapa de Gestión, pues es imprescindible conocer el posible punto de carga de los buses. Se trabaja bajo los siguientes supuestos:
  - No se considera el tiempo de movilización entre inicio/término de recorrido y el terminal correspondiente.
  - No se considera el consumo energético entre inicio/término de recorrido y el terminal correspondiente.

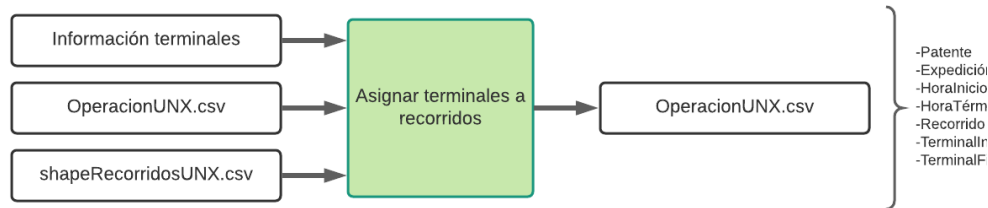


Figura 3.7: Diagrama etapa de asignación de terminales a recorridos.

- **Calcular consumo de energía:** La información proporcionada por el ISCI da cuenta de los datos sobre las patentes en operación en 2018, particularmente sobre la clasificación del bus de acuerdo a la categorización del Ministerio de Transportes, y la norma de contaminación asociada. Posteriormente se procede a calcular el consumo de la operación de cada bus en ruta, en el horizonte de simulación seleccionado. Para ello, se realiza una conversión de rendimiento en diésel a buses eléctricos según los buses de la marca BYD implementados en el transporte público de Santiago y la información dispuesta en su sitio web <sup>1</sup>

<sup>1</sup> <https://en.byd.com/bus/>

Tabla 3.1: Relación entre tipo de bus -de acuerdo a Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, capacidad energética y rendimiento de bus .

Tipo	Capacidad [kWh]	Rendimiento [kWh/km]
A1	180	0.82
B2	324	1.29
A2	237	1.02
C2	578	1.63
B1	324	1.29
B	324	1.29
M	324	1.29

- **Gestión de Carga:** Etapa más importante del proceso, pues es aquí donde se lleva a cabo la carga de buses eléctricos definidos en los apartados anteriores. Con el objetivo de obtener las curvas de demanda de buses eléctricos, se realiza un modelo de gestión de carga de buses bajo el principio de un sistema centralizado, minimizando las compras de energía y potencia por cada Unidad de Negocio. El resultado del proceso entrega la potencia de carga por terminal de cada Unidad de Negocios y en forma agregada para la Región Metropolitana. El modelo se define en detalle en la sección 4.3.3.

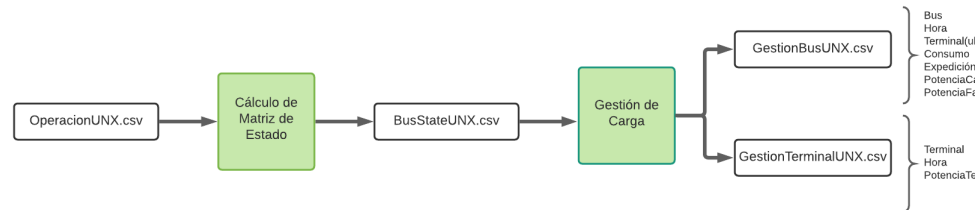


Figura 3.8: Diagrama etapa de obtención perfil energía y potencia.

- **¿Hay expediciones con falla?:** Los resultados de la Gestión de Carga entregan las expediciones que no se pueden completar debido a que el respectivo bus no tiene energía suficiente para terminar su recorrido. Así, el bus se carga en forma “virtual” en ruta, pues en la práctica no existirá un cargador disponible en ese instante de tiempo. Los buses con potencias de falla mayores a cero proceden a intercambiarse por otros buses eléctricos con capacidad y tiempo disponible (de acuerdo al programa de operación y a través del proceso conocido como *Vehicle Scheduling Problem*, detallado en la siguiente etapa), o simplemente por buses diésel de uso específico para esas expediciones; se busca utilizar diésel solo cuando los buses eléctricos no posean la capacidad de continuar su operación normal.

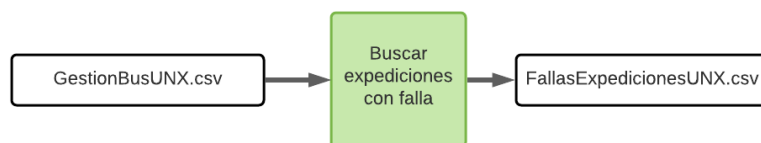


Figura 3.9: Diagrama etapa de detección de expediciones con falla.

- **Resolver expediciones de falla:** Se resuelve un problema de VSP (por sus siglas en inglés, *Vehicle Scheduling Problem*), minimizando la cantidad de buses requeridos para reemplazar los vehículos en su expedición con falla. Se buscan los buses del programa de operación con tiempo y energía disponible para cubrir estas expediciones; si esta reasignación no resuelve todos los problemas, entonces se incorporan buses diésel (en reserva).

Una vez que se tienen los buses de reemplazo de las expediciones con falla, es necesario rehacer la operación inicial, pues se debe considerar la entrada de estas máquinas. La figura 3.10 representa la ejecución secuencial de esta etapa. **La ejecución de este bloque no afecta el programa de operación de cada Unidad de Negocio**, pues se insertan buses que posean la disponibilidad para cumplir con la expedición con falla.

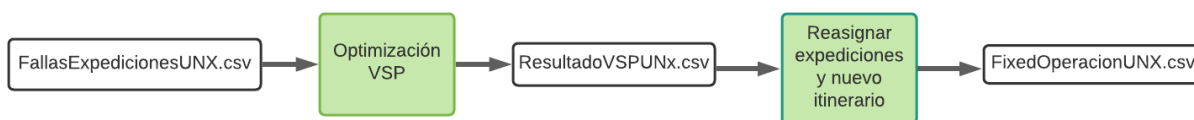


Figura 3.10: Diagrama de resolución de expediciones con falla.

- **Obtención de perfiles de energía y potencia:** En forma paralela al paso anterior, dado que los resultados de la Gestión de Carga entregan los perfiles de cada bus (patente) y terminal por Unidad de Negocio, se pueden procesar posteriormente para la obtención de la demanda agregada de energía y/o potencia, necesaria para la etapa de operación del Sistema Eléctrico Nacional. Es importante destacar que si bien se puede obviar la etapa de resolución de fallas, los perfiles de energía y potencia no las incluyen, pues como se mencionó anteriormente, son tanto un indicador acerca de la energía disponible de un bus como de la factibilidad de la electrificación completa del parque de buses.

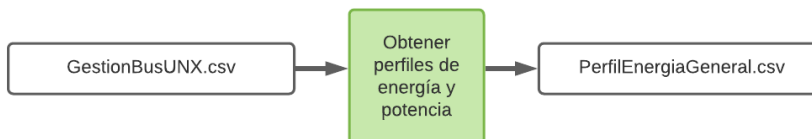


Figura 3.11: Diagrama etapa de obtención perfil energía y potencia.



### 3.2.2. Modelo de operación del Sistema Eléctrico Nacional

El modelamiento de la operación del Sistema Eléctrico Nacional se realiza a través del software llamado OSE2000, el cual es un conjunto de herramientas diseñadas para la realización de estudios de operación sobre sistemas hidro-térmicos. A nivel nacional, es utilizado por organismos como la Comisión Nacional de Energía o Coordinador Eléctrico Nacional para simular el despacho económico en el mediano-largo plazo, considerando la generación, transmisión y proyección de la demanda. Asimismo, se tienen como parámetros del modelo -entre otros- la fecha de entrada y salida de unidades generadoras, líneas y barras con consumos asociados, y proyección de la demanda en un horizonte temporal. Entre otros resultados, puede entregar como salida la generación por central y/o tecnología, el flujo y congestión de líneas del sistema de transmisión, costos de generación y operación del sistema, así como las emisiones de dióxido de carbono de las centrales térmicas. Se describirá este modelo en mayor detalle en la sección 4.4. A continuación se definen los bloques que forman parte de esta etapa:

- **Procesamiento de perfiles de buses:** La confección de la demanda para el OSE2000 se realiza a partir de bloques temporales de una hora. Como las curvas de demanda de la etapa anterior poseen una resolución temporal menor -se realizaron simulaciones con  $dt$  de 10 minutos-, es necesario adaptar esta última demanda al formato de entrada del OSE2000. Una vez obtenida la energía por hora, se debe extrapolar el período simulado al año completo, pues la asignación de bloques de demanda se realiza en forma horaria, mensual y anual, de acuerdo al horizonte de simulación del despacho económico.

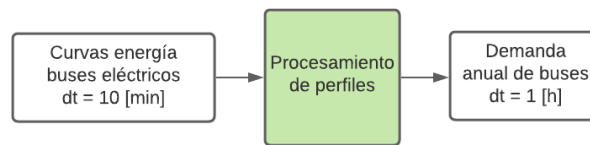


Figura 3.12: Procesamiento de perfiles.

- **Adaptar demanda anual a bloques horarios:** Debido a la gran cantidad de variables en la resolución de un modelo hidro-térmico como lo es el SEN, utilizar bloques horarios implica tiempos de ejecución del orden de días e incluso semanas, es por esto que OSE2000 realiza el despacho económico en base a bloques de tiempo que no son equivalentes a 60 minutos. Es necesaria la adaptación de bloques horarios definidos para el año completo a los instantes de tiempo por la demanda definido en el software.

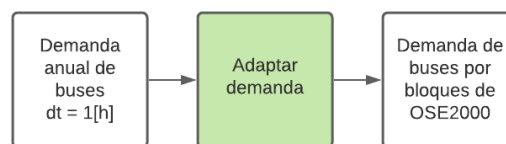


Figura 3.13: Conversión de bloque horario a bloque de demanda.

- **Creación de líneas y asignación de demanda por bloques:** El siguiente paso es construir la línea de transmisión y la barra a la cual se le asociará la demanda de buses eléctricos, para posteriormente asignar ese consumo al problema de optimización de despacho hidrotérmico. Los parámetros de la línea se describen en la metodología. Se incorpora la demanda de los buses eléctricos a la barra correspondiente.

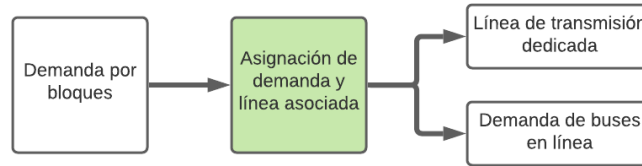


Figura 3.14: Asignación de demanda a barra.

- **Configuración de parámetros de entrada y correr modelo** Con la demanda conformada y asignada a su línea de transmisión y barra correspondiente, el siguiente paso consiste en la configuración de parámetros de entrada del modelo, tales como horizonte de simulación, salidas a obtener y configuración de tiempo asociada.

Luego de la ejecución del modelo, las salidas requeridas para esta memoria consisten en la generación por central, demanda por bloque, costos marginales y costo de operación del sistema. Posteriormente se procederá a su procesamiento y análisis.

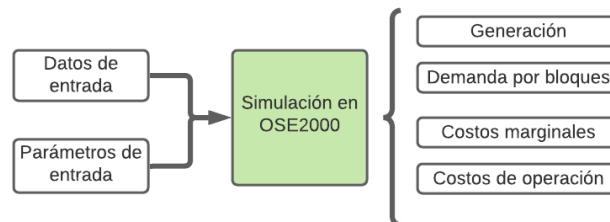


Figura 3.15: Simulación en OSE2000.

### 3.2.3. Porcentaje de electrificación del transporte público

Las expediciones que posean una potencia de falla mayor que cero no tienen la energía suficiente para continuar su camino, por lo que esta variable se activa y carga el bus en forma virtual para así continuar y finalizar su recorrido correspondiente. Estos buses se tomarán como indicador para entregar un porcentaje de electrificación del transporte público, pues dado que se mantiene invariante la operación de los buses, este indicador busca entregar indicios de si la planificación actual es suficiente para cumplir con los requerimientos del transporte público capitalino. Para ello se realizará lo siguiente:

- **Procesamiento de perfiles de buses:** Con la gestión de carga ya realizada, cada bus tiene asociado el estado de carga, potencia de carga y potencia de falla en función del tiempo, donde es esta última columna la extraída para los propósitos de electrificación.

Se detectan todos los buses que en algún momento del horizonte de operación poseen una potencia de falla mayor a cero.

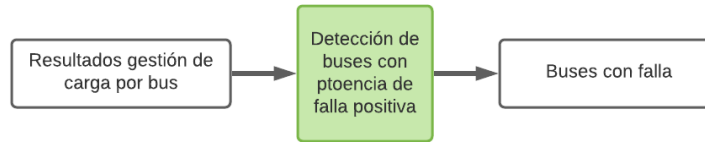


Figura 3.16: Detección de fallas.

- **Limpieza de fallas:** por como está planteado el modelo de Gestión de Carga, puede darse el caso que exista una potencia de falla mayor a cero en instantes del horizonte de simulación que no correspondan a una expedición en ruta, como por ejemplo cuando se encuentra próximo a terminar el período de evaluación, un bus puede necesitar cargar para llegar a la condición de SOC final. Sin embargo, por la restricción de tiempos mínimos e inflexibilidad en la potencia de carga, un evento de carga puede entregar energía tal que se sobrepase la restricción de capacidad máxima del bus. Es en esos casos que la potencia de falla se activa únicamente para cumplir con las condiciones de borde, por lo que no son considerados para la determinación de electrificación, pues no se asocian a falta de energía durante una expedición. Esta etapa se encarga de ese proceso.

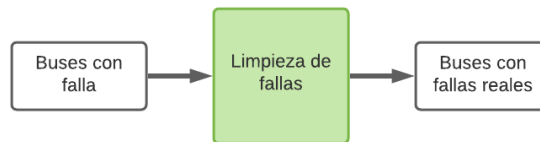


Figura 3.17: Limpieza de fallas.

- **Obtención de porcentajes de electrificación:** con las fallas reales detectadas, la última parte de este proceso es determinar el porcentaje de electrificación, dado por las expediciones sin falla respecto del total de expediciones. Más adelante se explicará esta fórmula en detalle.

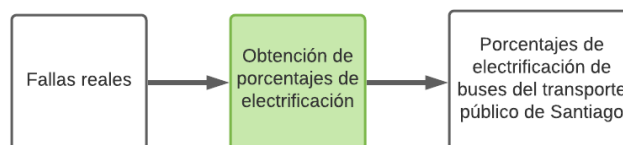


Figura 3.18: Obtención de porcentajes de electrificación.

### 3.2.4. Emisiones de CO<sub>2</sub>

Los resultados del modelo de operación del Sistema Eléctrico Nacional a través de OSE2000 entregan -entre otros elementos- archivos con la generación por central, tipo de tecnología y año. Por lo tanto, esta información se puede utilizar para calcular las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> producto de la generación resultante del modelo de despacho. Esto se utiliza para realizar las comparaciones en los distintos escenarios de esta memoria, y entregar la variación en toneladas de dióxido de carbono de cada uno de los casos respecto de la contaminación estimada que realizan los buses diésel en ruta. Las emisiones se obtienen mediante los siguientes pasos:

- **Obtención de emisiones CO<sub>2</sub> en generación:** Esta etapa es directa, se multiplican los factores de emisión de cada central por la energía generada correspondiente, manteniendo el escalamiento de unidades.

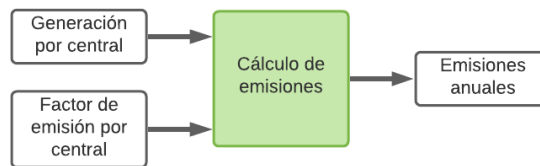


Figura 3.19: Cálculo de emisiones CO<sub>2</sub> generación.

- **Obtención emisiones CO<sub>2</sub> por buses en ruta:** El procesamiento de buses antes de la Gestión de Carga entrega la cantidad de kilómetros recorridos por los buses de la Unidad de Negocios para el horizonte de simulación. Las emisiones en ruta dependen -entre otros elementos- del rendimiento del bus y factor de emisión de acuerdo a la norma. Así, se realiza un cálculo de emisiones en ruta de buses, bajo ciertas simplificaciones. El detalle de los cálculos se puede revisar en la sección 4.6

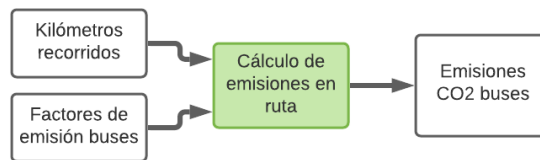


Figura 3.20: Cálculo de emisiones CO<sub>2</sub> buses.

# Capítulo 4

## Elaboración del Modelo

### 4.1. Herramientas computacionales

#### 4.1.1. Python

Es un lenguaje de programación interpretado cuya filosofía hace énfasis en un código legible y dinámico. Posee una licencia de código abierto por lo que permite su utilización bajo casi cualquier escenario, y en parte favorece la colaboración de usuarios independientes a nivel global al compartir librerías y complementos. En este trabajo se utilizó Python a través del entorno de desarrollo integrado *IntelliJ IDEA*, particularmente para las siguientes tareas:

- Procesamiento de operación real de buses.
- Desarrollo de funciones y herramientas para post-procesamiento de Gestión de Carga y Despacho a través de OSE2000
- Obtención de gráficos y posterior análisis de resultados.

#### 4.1.2. Julia

Es un lenguaje de programación de alto nivel y alto desempeño, especializado para computación genérica, técnica y científica, con una sintaxis bastante similar a Python, y también posee licencia de código abierto lo que permite compartir librerías y herramientas desde cualquier computador conectado a internet. Se utiliza específicamente como medio para realizar la Gestión de Carga de los buses a través del optimizador Gurobi, y la elección se basa principalmente en ofrecer menores tiempos de ejecución que Python, característica fundamental al momento de trabajar con problemas de programación lineal entera mixta (MILP, por sus siglas en inglés *Mixed Integer Linear Problems*). También se desarrolla a través del entorno *IntelliJ IDEA*, o directamente desde la consola de Windows 10.

#### 4.1.3. Gurobi

Gurobi Optimizer es -como su nombre lo indica- un optimizador de tipo comercial que se enfoca en programación lineal, programación cuadrática, programación lineal entera mixta, entre otros. Se puede utilizar en distintos lenguajes de programación, ya que posee librerías especializadas para ello. En particular, se utiliza a través Julia para la Gestión de Carga de

buses. Al ser un software de pago, es posible utilizarlo mediante la licencia para estudiantes, producto del convenio entre Gurobi y Universidad de Chile. El uso principal de este software radica en el uso como optimizador para el problema MILP planteado al momento de la obtención de los perfiles de demanda de buses eléctricos, mediante la minimización de compras de energía y potencia, y de acuerdo a las restricciones que combinan el uso de variables continuas y enteras.

#### **4.1.4. QGIS**

QGIS es un sistema de información geográfica de software libre y código abierto para GNU/Linux, Unix, Mac OS, Microsoft Windows y Android. Permite el procesamiento y visualización de datos geoespaciales. Es de gran utilidad para este trabajo, pues permite la manipulación de datos como el cálculo de distancias a través de un recorrido vial, y la posterior automatización a través de *Python*. Su aplicación radica específicamente en lo siguiente:

- Minimización de distancias de inicio/término de recorridos a terminales de Unidades de Negocio
- Visualización tanto de elementos de transporte (recorridos, terminales, calles), como eléctricos (redes de distribución, subestaciones, entre otros).

#### **4.1.5. OSE2000**

El modelo OSE2000 es un conjunto de herramientas especializadas para la realización de estudios de operación en sistemas hidrotérmicos. Permite solucionar problemas asociados a despacho económico, balance de inyecciones y retiros, cálculo de flujos en líneas, entre otros. El uso de OSE2000 en este trabajo es de importancia fundamental para realizar el despacho económico del SEN y cuantificar los cambios producidos por el aumento de la demanda asociada a la carga de buses eléctricos del transporte público de Santiago. El software fue creado por Kas Profesionales S.A., y su uso fue posible gracias a la licencia que posee Systep Ingeniería y Diseños S.A.. Debido a que es un componente importante para el desarrollo de este trabajo, se detallará apropiadamente en la sección 4.4.

## **4.2. Bases de Datos**

### **4.2.1. Diccionario Patentes**

Archivo que contiene información concerniente a la flota de Red Metropolitana de Movilidad del año 2018. En la tabla 4.1 se especifican los elementos constituyentes:

Tabla 4.1: Campos y descripción de Diccionario Patentes.

<b>Campo</b>	<b>Descripción</b>
UN	Unidad de Negocio asociada a bus
PLACA	Patente de bus
Tipo_VEH	Tipo de vehículo
CapacidadAlmacenamiento	Capacidad de almacenamiento

#### 4.2.2. Información de expediciones

Como se describió anteriormente, corresponden a los archivos proporcionados por el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería, y contiene la información asociada a todas las expediciones de las Unidades de Negocio realizadas diariamente, para cada una de sus patentes asociadas. De los 39 campos que describen el trayecto de cada bus, se utilizan los siguientes:

Tabla 4.2: Campos utilizados en base de datos asociada a expediciones.

<b>Campo</b>	<b>Descripción</b>
<b>Operador</b>	Unidad de Negocio asociada a expedición
<b>Patente</b>	Patente de bus
<b>IdExpedicion</b>	Identificador de expedición (único)
<b>Hini</b>	Hora de inicio de expedición
<b>Hfin</b>	Hora de término de expedición
<b>ServicioUsuarioTS</b>	Recorrido asociado a expedición
<b>Distancia</b>	Distancia recorrida durante pulso GPS, asociada a expedición
<b>Rendimiento</b>	Rendimiento del bus eléctrico
<b>Consumo</b>	Energía consumida durante expedición

#### 4.2.3. ShapeRutas de inicio y fin de recorridos

Coordenadas que indican la trayectoria de cada uno de los recorridos de Red Metropolitana de Movilidad, de inicio a fin, y se expresa mediante un par ordenado de la forma (x,y), en coordenadas UTM. La información extraída corresponde únicamente al inicio y término de cada recorrido, y se usará para asociar el terminal más cercano.

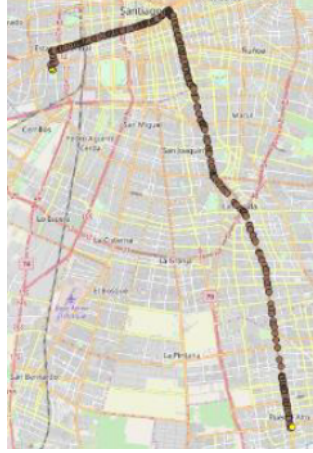


Figura 4.1: Recorrido 210-ida, de acuerdo a información de ShapeRutas, para la Unidad de Negocio 2.

Tabla 4.3: Campos utilizados en base de datos ShapeRutas.

Campo	Descripción
ROUTE_NAME	Nombre del recorrido
X-Coordinate	Coordenada X -en UTM- de inicio de recorrido
Y-Coordinate	Coordenada Y -en UTM- de término de recorrido

#### 4.2.4. Inventario de Terminales

Datos fundamentales para el cálculo de distancia entre éstos y el inicio/término de recorridos, proporcionados por los trabajos anteriores, en formato UTM. La ubicación de los terminales para cada Unidad de Negocio se recopiló a través de la información dispuesta en el sitio web de cada empresa, y posteriormente se hace la confirmación de coordenadas a través de *Google Maps*.



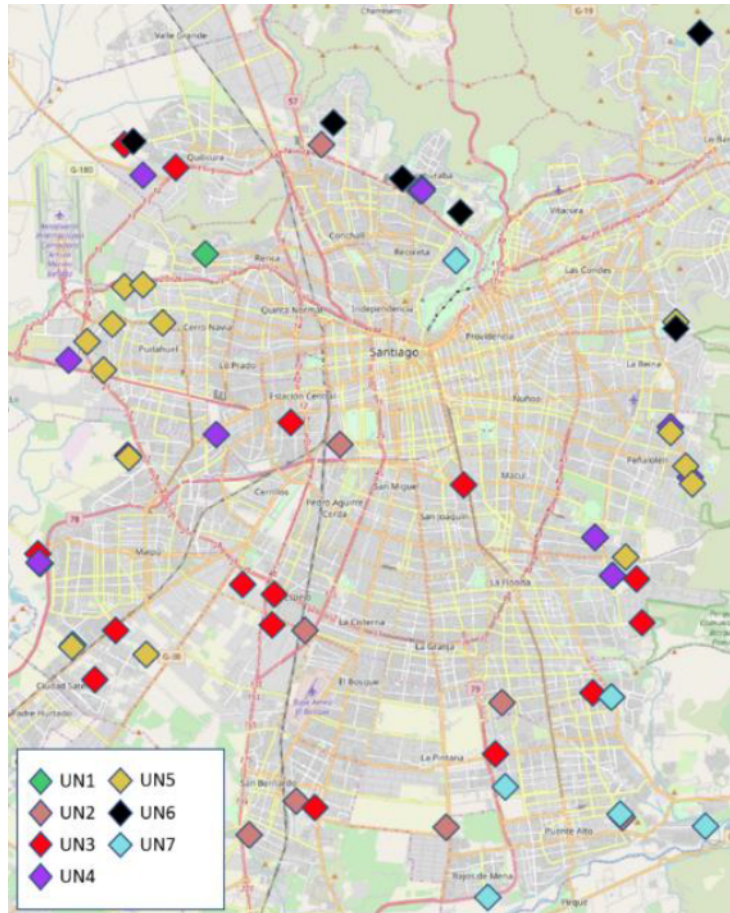


Figura 4.2: Inventario de Terminales de Unidades de Negocio.

#### 4.2.5. Asignación de recorridos a Terminales

Con la información del posicionamiento de los terminales de cada Unidad de Negocio recopilada, se asocia un terminal a cada inicio y término de los recorridos del transporte público metropolitano. Es en esa ubicación donde se realizará la carga de buses - de acuerdo a la decisión de carga del modelo-, por lo que es necesario tener la relación entre inicio/fin de recorridos y terminales. Dado que no se cuenta con información real sobre tal asignación, a continuación se detallará el proceso que entrega tal correspondencia.

Utilizando el software QGIS a través del complemento *QuickOSM*<sup>1</sup> se descarga la información correspondiente a la red vial de la Región Metropolitana, como lo muestra la figura 4.3.

<sup>1</sup> El tutorial para la obtención de la data se encuentra en:  
[https://docs.qgis.org/3.4/en/docs/training\\_manual/foreword/preparing\\_data.html](https://docs.qgis.org/3.4/en/docs/training_manual/foreword/preparing_data.html)

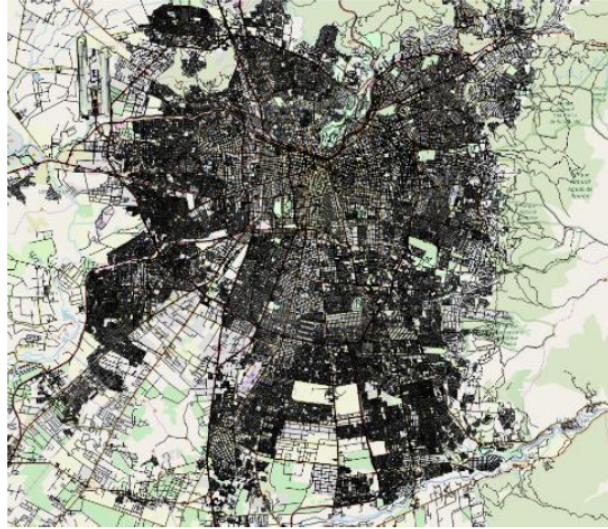


Figura 4.3: Visualización de capa que contiene la red vial de Santiago.

Sobre esta estructura se calcula la distancia mínima entre el inicio/fin de recorridos y ubicación de terminales, proceso independiente para cada Unidad de Negocios, utilizando el algoritmo de *Dijkstra*, eligiendo la distancia más corta entre elementos. A modo de ejemplo, la figura 4.4 muestra la distancia entre el inicio del recorrido J06-ida (círculo rosa) y cada uno de los terminales de la Unidad de Negocio 5 (cuadrados azules); luego de calcular la distancia a cada punto de carga se elige el terminal 3, pues representa el camino más corto hacia el recorrido mencionado.

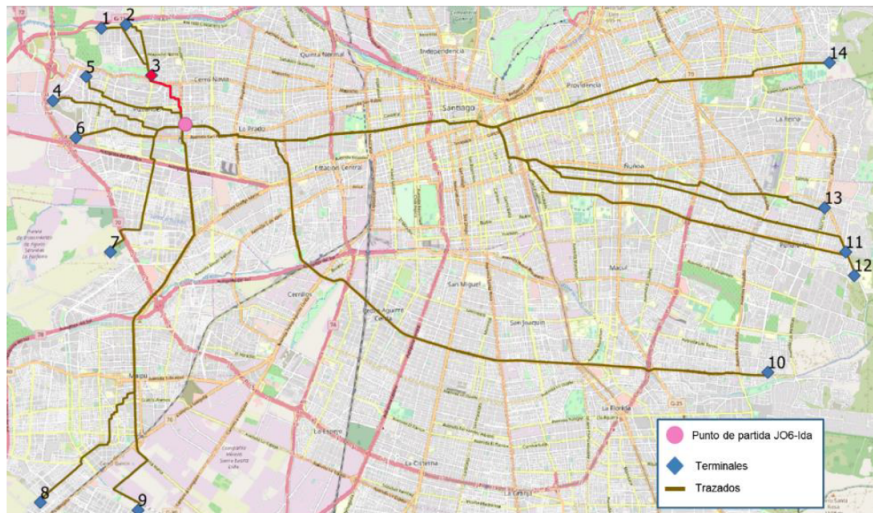


Figura 4.4: Visualización de capa que contiene la red vial de Santiago.

### 4.3. Modelo de Gestión de Carga

### 4.3.1. Matriz de Estado de Flota

Consiste en la representación matricial del itinerario de expediciones de cada bus, el cual se compone de tantas columnas como terminales posea la Unidad de Negocio, y filas como la resolución temporal lo permita. Al mismo tiempo, contiene información acerca de la hora, número de expedición, consumo y una columna que indica si el bus está en ruta o estacionado (fundamental para gestionar la carga solo cuando el bus se encuentra detenido). La tabla 4.4 contiene la información recién descrita:

Tabla 4.4: Descripción de matriz de estado de flota.

Campo	Descripción
<b>Bus</b>	Patente del bus
<b>Hora</b>	Instante de tiempo, dependiente de la resolución temporal
<b>Estacionado</b>	Indica si bus se encuentra estacionado (valor 1) o no (0)
<b>Expedición</b>	Número de expedición (único por día de operación) que realiza el bus en cuestión
<b>Consumo</b>	Energía consumida por bus en ruta
<b>Terminal 1</b>	Indica si bus se encuentra estacionado en terminal 1 (1) o no (0)
<b>Terminal 2</b>	Indica si bus se encuentra estacionado en terminal 2 (1) o no (0)
...	
<b>Terminal d</b>	Indica si bus se encuentra estacionado en terminal d (1) o no (0)

La Matriz de Estado de flota utiliza datos procesados en etapas anteriores. Para una mayor claridad, se describirán los datos de entrada de esta etapa:

- **DateInicio:** Fecha de inicio de horizonte de simulación, de formato DD-MM-YYYY hh:mm:ss.
- **DateFin:** Fecha de fin de horizonte de simulación, de formato DD-MM-YYYY hh:mm:ss.
- **Resolución temporal:** Parámetro entero que indica el tiempo entre dos mediciones - o columnas -, necesario para establecer las dimensiones de la matriz completa.
- **Operador:** Unidad de Negocio. Por defecto se utilizan todas (siete).
- **Patente:** Bus en cuestión.
- **Expediciones:** Como su nombre lo indica, expediciones - o viajes - que realiza cada bus a lo largo del horizonte de simulación.
- **Hini:** Fecha de inicio de cada expedición, en formato DD-MM-YYYY hh:mm:ss.
- **Hfin:** Fecha de término de cada expedición, en formato DD-MM-YYYY hh:mm:ss.

En forma general, a continuación se presenta el algoritmo de obtención de los elementos que componen la Matriz de Estado de Flota. Posteriormente se describe paso a paso y en detalle la forma de calcular cada uno de ellos:

<b>Algoritmo 1:</b> Completación de Matriz de Estado de Flota	
	<b>Entrada:</b> DateInicio, DateTérmino, resolución temporal, patentes, expediciones, Hini, Hfin
	<b>Salida:</b> Matriz de Estado de Flota
1	<b>for</b> $Bus_1$ <b>to</b> $Bus_m$ <b>do</b>
2	Crear arreglo de tiempo $Hora$
3	Extraer expediciones $Expedicion_1, \dots, Expedicion_n$
4	Extraer hora de inicio y término, $Hini_j$ y $Hfin_j$
5	Aplicar reglas de asociación de $Hini_j$ y $Hfin_j$ en arreglo temporal ( <b>Algoritmo 2</b> )
6	Extraer consumo de expedición, $Consumo_j$ Asignar consumo en arreglo de tiempo $Consumo_{b,t}$
7	Obtener cantidad de terminales
8	Crear arreglos de terminales $Terminal1, \dots, Terminald$
9	Asignar estado de bus en cada terminal, de acuerdo a expediciones
10	<b>end</b>
11	<b>return</b> $Hora, Trip_{b,t}, Consumo_{b,t}, Estacionado_{b,t}, Terminal1_{b,t}, \dots, Terminald_{b,t};$

1. Obtener la patente de cada uno de los buses que componen el día de operación (de todas las Unidades de Negocio). Esto se realiza para el horizonte de simulación que abarca el modelo (parámetro del sistema).
2. Crear un *Dataframe* por patente, en donde se considera en primera instancia la columna **Hora** con el arreglo de tiempo con la siguiente cantidad de filas (o elementos):

$$\# \text{ Elementos de } \mathbf{Hora} = \frac{DateFinal - DateInicial}{Discretización} \quad (4.1)$$

en donde:

- *DateFinal*: Fecha y hora de término de horizonte de simulación.
  - *DateInicial*: Fecha y hora de inicio de horizonte de simulación.
  - *Discretización*: Resolución temporal utilizada en el horizonte de simulación.
3. Extraer las expediciones **Expedicion<sub>1</sub>**, ..., **Expedicion<sub>n</sub>** asociadas a esa patente, así como la energía consumida, la hora de inicio y término asociadas (**Hini<sub>j</sub>** y **Hfin<sub>j</sub>**, respectivamente). El conocer esta información permite definir los campos **Estacionado** y **Expedición**:
    - **Estacionado**:

$$Estacionado_{b,t} = \begin{cases} 1 & \text{si } Hini_j \leq t \leq Hfin_j \\ 0 & \sim \end{cases} \quad (4.2)$$

– **Expedición:**

$$Trip_{b,t} = \begin{cases} \#Expedición_j & \text{si } Hini_j \leq t \leq Hfin_j \\ 0 & \sim \end{cases} \quad (4.3)$$

La operación de buses de Red incluye los datos por expedición, y sus horas de inicio y término en formato YYYY-MM-DD hh:mm:ss, mientras que la resolución temporal de la Matriz de Estado de Flota solo puede almacenar datos en arreglo horario con múltiplos de 10 minutos. Se optó por esta resolución temporal debido a que la gran cantidad de variables produce un modelo cuyo tiempo de ejecución es del orden de horas e incluso días si se parametriza a una resolución temporal menor; al trabajar con  $dt = 10$  minutos es posible obtener resultados en un tiempo adecuado pero perdiendo precisión en el proceso de discretización de datos. Es por ello que se aplican reglas específicas para la asignación de tiempo de **Hini** y **Hfin**, para luego calcular el consumo energético en cada intervalo. Esto se muestra en el algoritmo que se describe a continuación:

**Algoritmo 2:** Completación de Matriz de Estado de Flota

```

entrada: Expediciones,
salida: Secuencias parálogas
1 for  $Bus_1$  to  $Bus_m$  do
2   for  $Expedicion_1$  to  $Expedicion_n$  do
3     Extraer hora de inicio de  $Expedicion_i$ ,  $Hini_i$ 
4     Extraer minutos de  $Hini_i$ ,  $MinIni_i$ 
5     Extraer dígito menos significativo de  $Min_i$ ,  $uIni_i$ 
6     if  $u_i \leq 5$  then
7        $Trip_{b,t} = 1$ ;
8     else
9        $Trip_{b,t+1} = 1$ ;
10    Extraer hora de término de  $Expedicion_i$ ,  $Hfin_i$ 
11    Extraer minutos de  $Hini_i$ ,  $MinFin_i$ 
12    Extraer dígito menos significativo de  $MinIni_i$ ,  $uFin_i$ 
13    if  $u_i \leq 5$  then
14       $Trip_{b,t} = 1$ ;
15    else
16       $Trip_{b,t+1} = 1$ ;
17    Asignar consumo de  $Expedicion_i$  en arreglo temporal,  $Consumo_{b,t}$ 
18  end
19 end
20 return  $Trip_{b,t}$ ,  $Consumo_{b,t}$ ;

```

4. Para obtener **Consumo<sub>b,t</sub>** se divide la energía de la Expedición  $j$  por el tiempo discretizado entre **Hini<sub>j</sub>** y **Hfin<sub>j</sub>**:

$$Consumo_{b,t} = \begin{cases} \frac{\text{Energía } Trip_{b,t}}{\text{count}(Hini_j \leq t \leq Hfin_j)} & \text{si } Hini_j \leq t \leq Hfin_j \\ 0 & \sim \end{cases} \quad (4.4)$$

5. Finalmente para las columnas de terminales, se debe asignar un 1 si el bus se encuentra estacionado en alguno de los depósitos (de lo contrario es 0), y para ello se debe considerar 4 casos:

- Bus en ruta, realizando una Expedición.
- Inicio de horizonte de simulación, bus puede estar detenido.
- Término de horizonte de simulación, bus puede estar detenido.
- Entre expediciones, pues al no contar el desplazamiento de inicio/término hacia terminal, este período de tiempo también se define como detenido.

En base a lo anterior, la expresión matemática para los campos terminales es la siguiente:

$$\text{Terminal } d_{b,t} = \begin{cases} 0 & \text{si } Hini_j \leq t \leq Hfin_j \\ 1 & \text{si } Hfin_j \leq_{j+1} \wedge \text{TerminalInicio}_j = d \\ 1 & \text{si } t \leq Hini_j \wedge \text{TerminalInicio}_j = d \\ 1 & \text{si } Hfin_j \leq t \wedge \text{TerminalFin}_J = d \end{cases} \quad (4.5)$$

La tabla 4.5 describe los índices y elementos que componen la función  $Terminald_{b,t}$ :

Tabla 4.5: Elementos de Matriz de Estado de flota

Elemento	Definición
$b \in 1, \dots, \#Buses$	Índice de buses
$t \in t_{inicio}, \dots, t_{fin}$	Índice de tiempo
$d \in 1, \dots, \#Terminales$	Terminales de cada Unidad de Negocio
$j \in 1 \dots J$	Índice de expedición
$Hini_j$	Tiempo de inicio de expedición j
$Hfin_j$	Tiempo de término de expedición j
$TerminalInicio_j$	Terminal de inicio de recorrido asignado a expedición j
$TerminalFin_j$	Terminal de fin de recorrido asignado a expedición j
$count()$	Función que cuenta los instantes de tiempo en que se verifica una determinada condición

A modo de ejemplo, se mostrará el ejercicio de llenado de la Matriz de Estado de Flota para la patente BJFT44, la cual en un horizonte de simulación que abarca desde el 11 de abril de 2018 a las 6 a.m. hasta el 13 de abril de 2018 a las 6 a.m., con 12 expediciones repartidas en ambos días. La operación de esta patente se muestra en la tabla 4.6:



Tabla 4.6: Datos de operación de patente BJFT44 para los días 11 y 12 de abril de 2018.

Operador	Patente	Hini	Hfin	ServicioUsuarioTS	Distancia [km]	Trip	Consumo [kWh]
1	BJFT44	11-04-2018 6:06	11-04-2018 8:06	107I	36,61	696	37,19
1	BJFT44	11-04-2018 8:06	11-04-2018 10:01	107R	36,66	697	37,24
1	BJFT44	11-04-2018 10:02	11-04-2018 11:35	116I	10,75	698	10,92
1	BJFT44	11-04-2018 11:49	11-04-2018 13:21	116I	10,75	699	10,92
1	BJFT44	11-04-2018 13:44	11-04-2018 15:08	116I	10,75	700	10,92
1	BJFT44	11-04-2018 15:26	11-04-2018 16:55	116I	10,75	701	10,92
1	BJFT44	11-04-2018 16:59	11-04-2018 18:56	116I	10,75	702	10,92
1	BJFT44	11-04-2018 19:14	11-04-2018 20:48	116I	10,75	703	10,92
1	BJFT44	11-04-2018 21:03	11-04-2018 22:21	116I	10,75	704	10,92
1	BJFT44	12-04-2018 8:12	12-04-2018 8:50	107cI	10,54	705	10,71
1	BJFT44	12-04-2018 19:47	12-04-2018 20:59	104I	19,72	706	20,03
1	BJFT44	12-04-2018 21:00	12-04-2018 21:54	104R	19,33	707	19,64

El ejemplo recién mostrado describe el funcionamiento para el horizonte de operación para un único bus. En principio y tal como se describió, se define la columna con la hora asociada de acuerdo a la resolución temporal de 10 minutos (parámetros de entrada). Se pueden apreciar los siguientes elementos:

- Los primeros 10 minutos de simulación el bus está detenido, estacionado en el terminal 1; es el único terminal que posee el valor 1 en esa fila, todo el resto está en cero. Consecuentemente no tiene un consumo energético ni una expedición (Trip) asociado.
- La primera expedición comienza a las 6:06 del 11 de abril de 2018, y de acuerdo a las reglas de asignación de expediciones en arreglo temporal, dado que el dígito menos significativo es mayor a 5, se desplaza el inicio del viaje para las 6:10 del 11 de abril de 2018. Al aplicar la misma lógica para la hora de término, en la resolución temporal la expedición termina a las 9:00 del 11 de abril de 2018.
- El consumo energético de esa expedición, 36.61 [kWh] se divide en los intervalos de tiempo entre las 6:10 y 9:00 de la fecha mencionada. Esto es un consumo de 2.86 [kWh] para 13 intervalos de tiempo, a una resolución de 10 minutos. Al encontrarse en ruta, todos los terminales poseen un valor 0 en las filas que abarque el tiempo anteriormente mencionado.
- Se repite el procedimiento para todos los instantes del día, hasta llegar al final del horizonte de operación, el cual en este caso corresponde al 13 de abril de 2018 a las 6:00.

Es importante señalar que si bien el proceso para asignar el consumo en intervalos de tiempo modifica el itinerario de los buses, lo hace mínimamente (pues las aproximaciones recién descritas son del orden de minutos) y no varía la cantidad de energía requerida para cada expedición, ni la posterior modelación de la gestión de carga. El resultado de la Matriz de Estado de Flota para la patente en cuestión se muestra la tabla 4.7:

Tabla 4.7: Resultados de asignación de parámetros, patente BJFT44.

Fecha	Hora	Consumo [kWh]	Bus	Trip	EnServicio	Ruta/Estacionado	Terminal1	Terminal2	Terminal3	Terminal4	Terminal5	Terminal6	Terminal7
11-04-2018	6:00	0	BJFT44	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
11-04-2018	6:10	2,86	BJFT44	696	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11-04-2018	6:20	2,86	BJFT44	696	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11-04-2018	6:30	2,86	BJFT44	696	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11-04-2018	6:40	2,86	BJFT44	696	0	0	0	0	0	0	0	0	0
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
13-04-2018	5:30	0	BJFT44	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
13-04-2018	5:40	0	BJFT44	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
13-04-2018	5:50	0	BJFT44	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
13-04-2018	6:00	0	BJFT44	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0

Se destaca además que el término de horizonte de tiempo no necesariamente implica la finalización de la operación de los buses para un día en particular. En este caso termina a las 6 a.m. para realizar una simulación de 2 días continuos (48 horas), comenzando también a las 6 a.m. y coincidiendo con el inicio de operación de la gran mayoría de los buses.

### 4.3.2. Patentes con tiempo mínimo de carga

El proceso de homologación de buses diesel a eléctricos se basa en las especificaciones de buses de la marca BYD presentes en el transporte público de Santiago, de acuerdo con la información técnica del proveedor<sup>2</sup>, y la equivalencia entre longitud y tipo de bus según el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, descrita en la sección 2.5.A continuación se presentan las capacidades energéticas utilizadas en la gestión de carga (tabla 4.8):

Tabla 4.8: Capacidades utilizadas en modelo.

Tipo de bus	Bus eléctrico equivalente	Capacidad [kWh]	Longitud [m]
A1	BYD K7	180	9,36
A2	BYD K9S	237	10,67
B1	BYD K9	324	12,192
B2			
C2	BYD K11	578	18,29

Por otro lado, las restricciones que forman parte del modelo de Gestión de Carga permiten configurar las simulaciones para un tiempo mínimo entre cada evento de carga, así como la potencia utilizada para tales propósitos. Debido a ello, la decisión de carga de un bus depende, entre otros factores, si tiene el déficit de energía suficiente tal que un evento de carga -bajo la configuración recién mencionada- no supere la capacidad del banco de baterías del bus (restricción incluida en el modelo). Esto quiere decir que de acuerdo a las capacidades entregadas en la tabla 4.8 y bajo las condiciones mencionadas al inicio de este párrafo, se requieren los siguientes valores mínimos de déficit de energía por tipo de bus (tabla 4.12):

<sup>2</sup> <https://en.byd.com/bus/>



Tabla 4.9: Porcentaje mínimo de carga, de acuerdo a capacidad de bus.

Tipo de bus	Capacidad [kWh]	Porcentaje mínimo de carga [%]
A1	180	41,6
A2	237	32,6
B1	324	23,1
B2		
C2	578	13

A modo de ejemplo, si se ingresa como parámetros de simulación un tiempo mínimo de carga de 30 minutos, y una potencia constante de 150 [kW], cada evento de carga implica agregar al menos 75 [kWh] de energía a cada bus, **lo que puede significar una carga que únicamente utilice la potencia de falla, distorsionando los resultados**, pues aumenta los buses y expediciones con falla, resultando en un menor porcentaje de electrificación, y aumentando los costos de operación del sistema. En la tabla 4.12 se muestra el porcentaje que representa esta cantidad de energía, de acuerdo a la clasificación implementada:

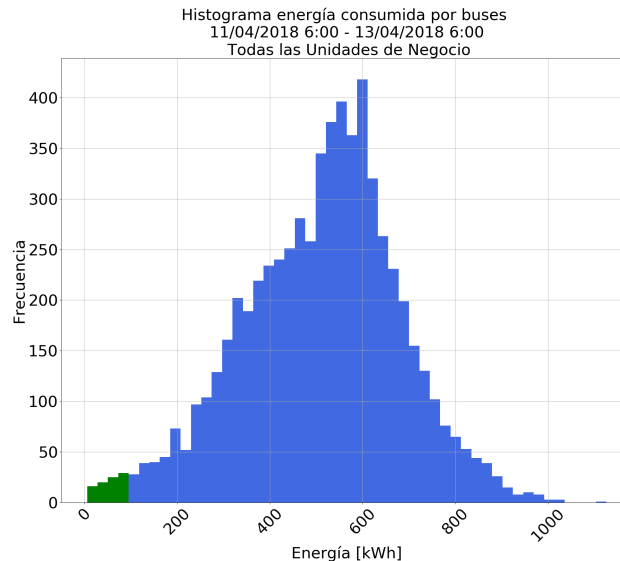


Figura 4.5: Histograma de energía consumida por buses.

La figura 4.5 muestra en color verde las expediciones que requieren menos de 75 [kWh] durante el horizonte de simulación; esto corresponde a 64 de 6381 buses que salieron a ruta al menos una vez durante los dos días de operación, representando un 1% del total. En energía, 2841.39 [kWh]. Estas expediciones no se consideran fallas reales, sino más bien una limitación del modelo de optimización, ya que solo depende de la configuración de tiempo mínimo de cada evento de carga y/o flexibilidad en potencia de carga.

### 4.3.3. Modelo de optimización para la Gestión de Carga

#### **4.3.3.1. Ecuaciones del modelo**

Con la Matriz de Estado de Flota calculada, y los buses con energía mínima filtrados, se procede a ingresar los datos al modelo de optimización para la Gestión de Carga. Es la base del trabajo y consiste en las ecuaciones que describen el comportamiento de carga y descarga de los buses eléctricos durante su operación (en el horizonte simulado), así como también entregan los perfiles de carga de cada uno de los terminales que componen las Unidades de Negocio de Red. La gestión de carga se modela bajo el supuesto de que se espera que los propietarios de las Unidades de Negocio quieran minimizar sus cuentas de luz y a la vez cumpliendo con el programa de operación de buses.

El modelo tiene como objetivo la minimización de compras de energía y potencia de las Unidades de Negocio respecto de cada terminal ubicado en la Región Metropolitana; se realiza de esta forma debido a que la regulación chilena permite realizar un contrato de suministro entre generadora y cliente libre para cada instalación en forma independiente.

Se procede a plantear y describir las ecuaciones que rigen el modelo de Gestión de Carga, a potencia constante:

$$\begin{aligned} \min \quad & [(\sum_d \sum_t C_e \cdot P_{ter_{d,t}} \cdot \Delta t) \cdot A + \sum_d C_p^T \cdot P_{punta_d} + \sum_d C_p^D \cdot P_{punta_d} \\ & + \sum_d C_s^D \cdot P_{suministrada_d} + \sum_b \sum_t C_f \cdot P_{falla_{b,t}}] \end{aligned} \quad (4.6)$$

s.a.

$$E_{b,t=t_{ini}} = Cap_b \quad \forall b, t \quad (4.7)$$

$$E_{b,t=t_{fin}} \geq Cap_b \cdot f \quad \forall b, t \quad (4.8)$$

$$0 \leq E_{b,t} \leq Cap_b \quad \forall b, t \quad (4.9)$$

$$E_{b,t} = E_{b,t-1} - Consumo_{b,t} + Pch_{b,t} \cdot \Delta t + Pfalla_{b,t} \Delta t \quad \forall b, t \quad (4.10)$$

$$Pcargador_{b,t,d} = P_{max} \cdot X_{b,t,d} \quad \forall b, t, d \quad (4.11)$$

$$Pch_{b,t} = \sum_d Pcargador_{b,t,d} \quad \forall b, t \quad (4.12)$$

$$Pter_{d,t} = \sum_b Pcargador_{b,t,d} \quad \forall d, t \quad (4.13)$$

$$0 \leq Pter_{d,t} \leq P_{suministrada_d} \quad \forall d, t \quad (4.14)$$

$$0 \leq Pter_{d,t} \leq P_{punta_d} \quad \forall d, t \quad (4.15)$$

$$\sum_{k=t}^{t+Tup-1} X_{b,k,d} \geq Tup \cdot [X_{b,t,d} - X_{b,t-1,d}] \quad \forall b, t, d \quad (4.16)$$

$$\sum_{k=t}^{t+Tdown-1} (1 - X_{b,k,d}) \geq Tdown \cdot [X_{b,t-1,d} - X_{b,t,d}] \quad \forall b, t, d \quad (4.17)$$

$$\sum_{k=t}^T X_{b,k,d} - [X_{b,t,d} - X_{b,t-1,d}] \geq 0 \quad \forall b, t, d \quad (4.18)$$

$$\sum_{k=t}^T (1 - X_{b,k,d}) - [X_{b,t-1,d} - X_{b,t,d}] \geq 0 \quad \forall b, t, d \quad (4.19)$$

$$X_{b,t^*,d} = 0 \quad \forall t^* \in T_{ruta}, \forall b, d \quad (4.20)$$

$$X_{b,t,d} \in \{0, 1\} \quad (4.21)$$

**Índices:**

- b: buses pertenecientes a cada Unidad de Negocios
- t: tiempo discretizado, de acuerdo a lo contenido en **Hora** y dependiente de la resolución temporal (parámetro de entrada)
- d: terminales pertenecientes a cada Unidad de Negocios

**Parámetros:**

- A: Factor que multiplica las compras de energía.
- $\text{Consumo}_{b,t}$ : Energía consumida por bus en expedición. Valor discretizado de acuerdo a la resolución temporal, y horarios de inicio y término.
- $\text{Cap}_b$ : Energía máxima almacenable en el banco de baterías del bus b, en [kWh].
- $P_{\max}$ : Potencia máxima del cargador, en [kW].
- $C_e$ : Precio de la energía, en  $[\frac{\text{USD}}{\text{MWh}}]$ .
- $C_p^T$ : Costo de potencia en horario punta para el sistema de generación-transmisión, en  $[\frac{\text{USD}}{\text{kW-mes}}]$ .
- $C_p^D$ : Costo de potencia en horario punta para el sistema de distribución, en  $[\frac{\text{USD}}{\text{kW-mes}}]$ .
- $C_s^D$ : Costo de potencia suministrada para el sistema de distribución, en  $[\frac{\text{USD}}{\text{kW-mes}}]$ .
- $\Delta t$ : Intervalo de discretización de tiempo, en [h].

**VARIABLES DE DECISIÓN:**

- $P_{\text{ter}_{d,t}}$ : Potencia de carga para terminal d en tiempo t, medido en [kW].
- $P_{\text{ch}_{d,t}}$ : Potencia de carga para bus b en tiempo t, medido en [kW].
- $P_{\text{falla}_{b,t}}$ : Potencia de falla para bus b en tiempo t, medido en [kW].
- $P_{\text{suministrada}_d}$ : Potencia máxima suministrada a terminal d, medido en [kW].
- $P_{\text{punta}_d}$ : Potencia máxima suministrada en horario punta a terminal d, medido en [kW].
- $E_{b,t}$ : Energía disponible de bus b, en tiempo t, medido en [kWh].
- $X_{b,t,d}$ : Variable binaria que indica si el bus b se está cargando en el tiempo t, en el terminal d. Su valor es **1** si está cargando, y **0** en caso contrario.

### 4.3.3.2. Descripción del modelo

Como se comentó en la sección 4.3.3.1, el modelo tiene como función objetivo la minimización de compras de energía y potencia por parte del cliente libre, en concordancia con el potencial contrato de suministro establecido con una empresa generadora. De igual forma, como se mencionó en el marco teórico y de acuerdo al funcionamiento del mercado eléctrico chileno, los dos productos principales a comercializar en este tipo de acuerdos son **potencia** y **energía**. Si bien en los contratos entre suministradores y clientes libres la energía puede variar de precio a lo largo del tiempo (debido a indexadores que actualizan el precio cada cierto período, información estrictamente confidencial), para efectos de esta memoria se utilizará un precio constante; en el caso de la potencia, al ser la autoridad quien actualiza los precios cada 6 meses, también se supondrá constante. A continuación, se procederá a describir cada término asociado a la función objetivo:

- **Compras de energía:** Asociado únicamente al término:

$$\left( \sum_d \sum_t C_e \cdot P_{ter_{d,t}} \cdot \Delta t \right) \cdot A \quad (4.22)$$

Los contratos entre clientes libres y suministradores en Chile indican que en caso que el usuario final posea instalaciones - consumos - en distintas direcciones, se debe establecer un acuerdo por cada domicilio en particular, es por ello que se considera la minimización de costos por cada terminal, no así por Unidad de Negocio completa, pues sus depósitos de buses se reparten entre distintas comunas de la Región Metropolitana.

Respecto al término indicado en 4.22, se multiplica la potencia de carga  $P_{ter_{d,t}}$  - en [kW]- medida el terminal  $d$  para el tiempo  $t$ , por la resolución temporal  $\Delta t$  para así obtener energía en [kWh]. De igual forma se multiplica por el costo de la energía  $C_e$  para obtener el costo total de la energía en el horizonte de simulación.

Finalmente, es importante destacar que en la actualidad gran parte de los contratos celebrados entre clientes libres y suministradores son del tipo **PPA** (en inglés, *Power Purchase Agreement*), donde se definen los pagos mediante facturación mensual y es así como se asumen las compras para esta memoria. Además, el escalar  $A$  representa la repetición del horizonte de operación para obtener los costos de operación de energía en forma mensual, bajo el supuesto de que el programa de operación del horizonte de simulación se repite durante todo el mes.

- **Compras de potencia:** Todo el resto de términos se asocia a este último concepto. Se procede a describir cada uno de ellos:

1. **Componente de Generación-Transmisión en horario punta:** Expresado mediante el término

$$\sum_d C_p^T \cdot P_{punta_d} \quad (4.23)$$

Se define como el precio que se debe pagar a nivel de Generación-Transmisión para que las empresas eléctricas de estos segmentos puedan recuperar la inversión en infraestructura, en el horario de punta definido por la Comisión Nacional de

Energía, entre las 18 y 22 hrs. En la práctica, se toma el mayor valor registrado de potencia durante el mes, y se multiplica por el costo unitario por potencia.

2. **Componente de Distribución en horario punta:** Corresponde al siguiente término:

$$\sum_d C_p^D \cdot P_{punta_d} \quad (4.24)$$

Se relaciona a los pagos que se deben hacer a la empresa de distribución que tiene la concesión geográfica en los puntos de carga de los buses eléctricos - en este caso los terminales de las Unidades de Negocio - en horario de punta, definido entre 18 y 22 hrs. Este concepto se asocia al pago por uso de redes locales, y financia la infraestructura en términos de potencia para abastecer la demanda máxima. Al igual que la componente anterior, se toma el máximo valor registrado durante el mes, y se multiplica por el costo unitario.

3. **Componente de suministro en Distribución:** El último elemento de compras de potencia se describe mediante la ecuación:

$$\sum_d C_s^D \cdot P_{suministrada_d} \quad (4.25)$$

Se asocia al pago por infraestructura en Distribución, sin restricciones de hora, y con un costo mejor de suministro que en horario punta. En este caso aplica para las 24 horas del día, mientras que su cobro se realiza al mayor valor de potencia registrado durante el mes, multiplicado por el costo de esta componente.

- **Potencia de Falla:** El último elemento de la función de carga se representa mediante el siguiente componente:

$$\sum_b \sum_t C_f \cdot P_{falla_{b,t}} \quad (4.26)$$

Este concepto **no es una potencia real**, más bien se define como la **potencia que se debe inyectar a los buses que durante una expedición se quedan sin energía suficiente como para completarla satisfactoriamente**, representando la imposibilidad de un bus de continuar con la expedición correspondiente, frente a la invarianza del programa de operación.

Dicho de otra forma, la gestión de carga busca la minimización del costo de operación de los buses eléctricos, pero siempre teniendo como base el supuesto fuerte que el programa de operación de los buses se mantiene sin variaciones, tal y como se entregó en los datos de entrada del ISCI. Así, al asignar una capacidad energética de acuerdo a la clasificación del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, se puede dar el caso que buses con poca capacidad - 180 [kWh], conocidos comúnmente como "minibuses", por ejemplo- deban realizar varias expediciones durante el día, y a la vez con poco tiempo para la carga, implicando una eventual descarga completa en ruta; es ahí donde se activa la potencia de falla, pues de otra forma sería imposible la electrificación de ese bus frente a esa expedición.

Respecto de las restricciones del modelo, se procederá a describirlas en el mismo orden en el que fueron dispuestas anteriormente, para así tener un mayor entendimiento del modelo, limitaciones y similitudes con el mundo real:

- **Restricciones de buses:** Dadas por las ecuaciones 4.7-4.9, representan la disponibilidad energética del bus en el horizonte temporal, descritas por restricciones particulares para inicio y fin del horizonte, y también durante el resto del tiempo.
- **Restricción de carga y descarga de buses:** Mediante la ecuación 4.10 se describe el gasto energético en ruta del bus  $b$ , junto con la carga en terminales  $P_{ch_{b,t}}$ . De igual forma se incluye la potencia de falla  $P_{falla_{b,t}}$  para iniciar la carga en ruta, tal y como se explicó anteriormente.
- **Potencia del cargador:** El modelo posee una restricción -ecuación 4.11- que fuerza a cargar los buses con la disponibilidad de tiempo suficiente a una potencia máxima  $P_{max}$ . Esta restricción también se puede expresar como desigualdad, para entregar una potencia de carga continua (y no discreta según la ecuación mencionada). Se hará un análisis de sensibilidad sobre este parámetro de acuerdo a los valores de la sección 4.7.1
- **Potencia de carga del bus y del terminal:** Ambas se definen en función de la variable auxiliar potencia del cargador  $P_{cargador_{b,t,d}}$  del bus  $b$ , en el tiempo  $t$ , para el terminal  $d$  (ecuaciones 4.12 y 4.13, respectivamente).
  - Si se suma sobre todos los terminales, se tiene la potencia de carga del bus, pues solo puede estar cargándose en un terminal. En el peor de los casos está en ruta y no hay carga.
  - Si se suma sobre todos los buses se tendrá una variable bidimensional, y depende del terminal y tiempo.
- **Restricciones económicas:** El contrato celebrado entre el cliente libre y suministrador posee un pago de potencia que cubre el mayor registro de potencia del mes, dentro de las 24 horas diarias, y además un pago que cubre solo las horas punta. Estos conceptos se cubren en las ecuaciones 4.14 y 4.15, respectivamente.
- **Tiempos mínimos de carga:** Adicionalmente, este modelo incluye restricciones que dan cuenta de un tiempo mínimo cada vez que se realice un evento de carga para el bus  $b$  en el tiempo  $t$ , y de un intervalo mínimo de espera entre dos eventos sucesivos de carga, dados por las ecuaciones 4.18 y 4.19, respectivamente. También se incluyen condiciones de borde, explicitadas por 4.20 y 4.21, y dan cuenta de la aplicación de tiempos mínimos en el final del horizonte de simulación.

La justificación para incluir estas restricciones radica en otorgarle continuidad a las cargas, de acuerdo a los problemas encontrados en los trabajos previamente realizados. Antes se producía el fenómeno descrito como *switching*, en donde los eventos de carga eran intempestivos y de duración igual a la resolución temporal, en consecuencia de la decisión del modelo de minimizar costos, pues al minimizar costos se optimiza la decisión de carga simultánea para bajar los costos asociados a potencia; ahora se cargarán los buses de una forma lógica y entregando una continuidad de carga simulando condiciones que se parezcan a la realidad (i.e., que los buses no se conecten y desconecten en múltiples ocasiones durante el período de carga).

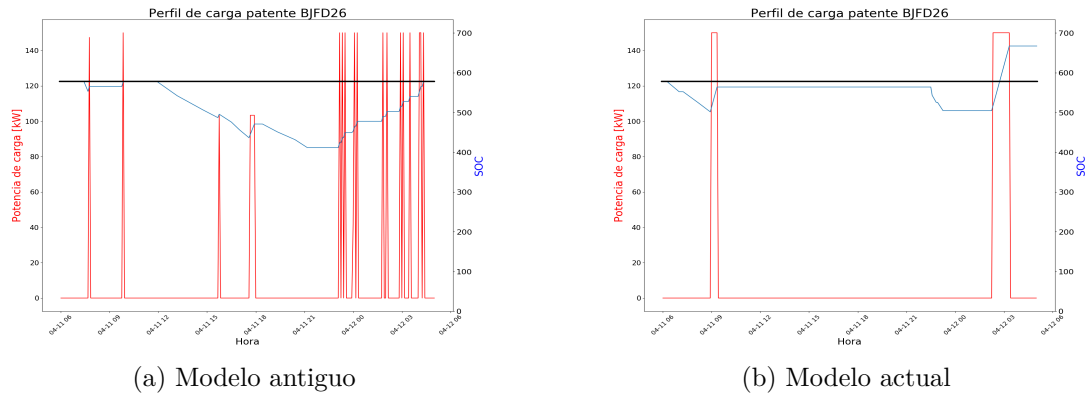


Figura 4.6: Perfil de carga patente BJFD26, modelo antiguo y actual.

## 4.4. Modelo de despacho económico del Sistema Eléctrico Nacional

La Gestión de Carga entrega archivos con las potencias de carga por bus y terminal, y potencias de falla de buses, cuyas dimensiones están en función del horizonte de simulación y la resolución temporal. Hasta este punto se tienen los elementos necesarios para continuar con el análisis del impacto de esta demanda sobre el sistema de generación-transmisión.

Es necesario el uso de un software especializado para obtener el despacho económico de carga del Sistema Eléctrico Nacional, pues dada la complejidad y la gran cantidad de elementos dispuestos en la red, es necesario el uso de modelos computacionales avanzados. Así, el software usado para estos propósitos es el **OSE2000**, modelo de operación multinodal-multiembalse cuyo principal objetivo es la planificación operativa de sistemas hidrotérmicos, incorporando estacionalidad y variabilidad de las centrales hidrotérmicas y ERNC. Puede entregar optimizaciones por bloques específicos de tiempo, mensuales y/o por año hídrico o año calendario, dependiendo del uso específico. Asimismo, se pueden modelar -entre otros elementos- generadores, líneas de transmisión y consumos vegetativo e industrial, con tasas de crecimiento que permiten realizar una proyección de la demanda de acuerdo al horizonte de tiempo que se quiera evaluar. Los parámetros técnicos de generadores, líneas de transmisión y barras, se pueden configurar apropiadamente, ingresando valores que permiten simular de la mejor forma posible una red real. Este modelo resuelve un problema de despacho hidrotérmico utilizando descomposición de Benders[35] y programación dinámica dual estocástica (SDDP)[36].

### 4.4.1. Descripción de OSE2000

La estrategia para resolver el problema de optimización es la siguiente: de acuerdo a la formulación de un problema de despacho hidrotérmico (explicado en sección 2.8), inicialmente se realiza un análisis secuencial (del futuro al presente, etapa backwards) para definir la estrategia óptima de operación de centrales térmicas e hidráulicas, basado en una estimación de los niveles de los embalses. Se resuelve un problema lineal que define la estrategia óptima



para minimizar el costo de operación del sistema. De este modo se calculan valores del agua iniciales para los embalses, en cada etapa. A continuación se realiza una simulación, utilizando los valores del agua calculados, con el objeto de determinar los nuevos niveles de los embalses para cada etapa. La iteración de estos procesos (recursión y simulación) converge en la determinación de una estrategia óptima para la operación del sistema y el cálculo de los costos marginales en el corto plazo para cada condición hidrológica. Este modelo realiza las siguientes funciones:

- Determina la operación óptima de los embalses del sistema.
- Simula la operación del sistema, determinando el despacho de todas las centrales, para un conjunto de situaciones hidrológicas definidas por el usuario.
- Calcula los costos marginales de energía esperados en todas las barras del sistema

#### 4.4.2. Proyección de la demanda

La demanda se divide en dos categorías, **industrial** y **vegetativa**. La primera incluye a los grandes consumos a nivel nacional, principalmente las mineras en la zona norte, poseen una tasa de crecimiento anual asociada a la barra donde se ubica, y se distribuye en factores en la curva de duración, únicos para este tipo de demanda. La segunda se asocia a los consumos en zonas urbanas, y se representa mediante un consumo y una tasa de crecimiento, más factores de distribución por barra y factores que las distribuyen a través de los bloques horarios.

Los factores de la curva de duración se determinan mediante la siguiente fórmula:

$$F_{EtaBlo}^t = \frac{P_{EtaBlo}^{t,j}}{\bar{P}} = \frac{F_{EneBlo}^j \cdot E^t / F_{TmpBlo}^j \cdot T_{Eta}^t}{E^t / T_{Eta}^t} = \frac{F_{EneBlo}^j}{F_{TmpBlo}^j} \quad (4.27)$$

Donde:

$F_{EtaBlo}^t$ : Factor curva duración bloque j.

$P_{EtaBlo}^{t,j}$ : Potencia media del bloque j en la etapa t.

$\bar{P}$ : Potencia media de la etapa t.

$F_{EneBlo}^j$ : Factor energía bloque j.

$F_{TmpBlo}^j$ : Factor duración bloque j.

$T_{Eta}^t$ : Duración en horas etapa t.

Durante el período 2021-2030, la demanda proyectada presenta un comportamiento estrictamente creciente a lo largo del tiempo, comenzando el 2021 con requerimientos energéticos superiores a 73 [GWh], para llegar al 2030 a un valor cercano a 98 [GWh]. Para mayor detalle, ver figura 4.7:

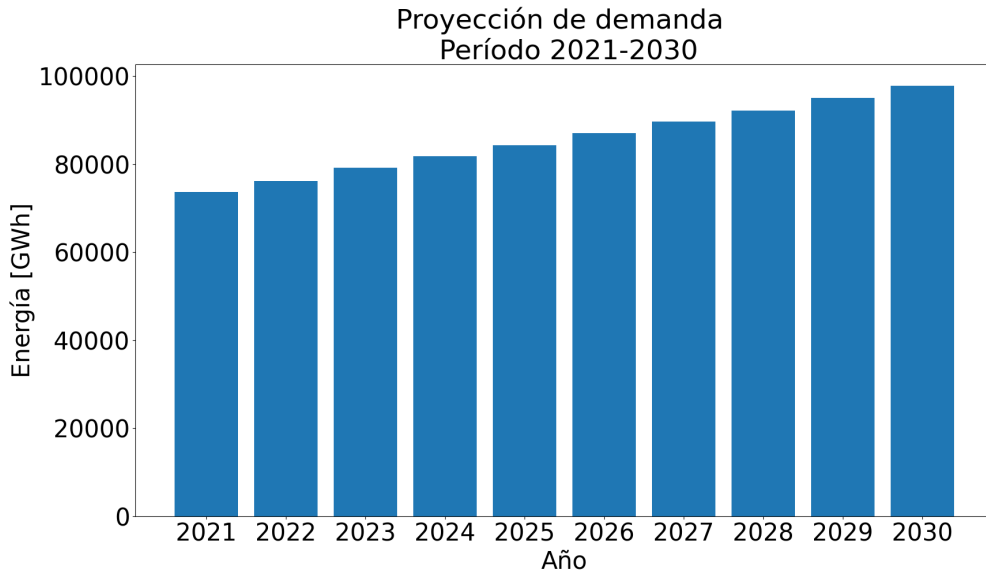


Figura 4.7: Requerimientos de demanda, período 2021-2030.

En la actualidad las dos principales subestaciones que suministran energía a la Región Metropolitana son Alto Jahuel y Cerro Navia; para efectos de esta memoria, se utiliza la subestación Alto Jahuel como referencia para modelar la conexión de la demanda agregada de los buses eléctricos, es por ello que se presentará la información correspondiente al consumo en esta barra, de acuerdo a la figura 4.8. De acuerdo a la información de demanda dispuesta en OSE2000, Alto Jahuel posee requerimientos energéticos de 202 [GWh] para el 2021, proyectándose a 265 [GWh] para el 2030, según la tasa de crecimiento correspondiente.

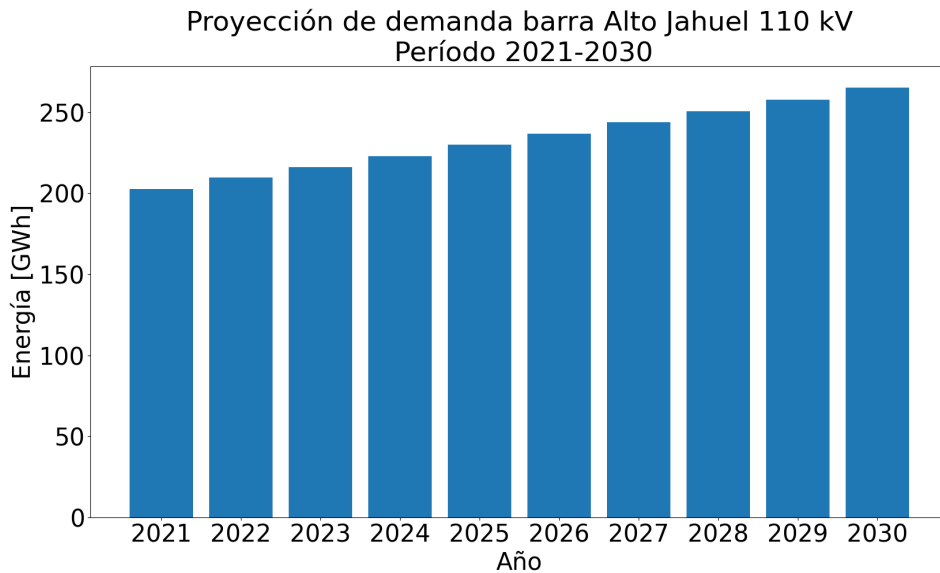


Figura 4.8: Requerimientos de demanda barra Alto Jahuel 110 [kV], período 2021-2030.

### 4.4.3. Generación

Las Unidades Generadoras que posee OSE2000 representan la totalidad de generación en el Sistema Eléctrico Nacional, las cuales se clasifican en:

- **Térmicas**
  - Carbón
  - Petróleo (CC-Diésel, Diésel, IFO-180, Fuel Oil, Derivados del Petróleo)
  - Gas (GNL, Gas Natural, CC-GNL)
- **Hidráulicas**
  - Embalses
  - En Serie
  - Pasada
  - Virtuales (permite representar elementos como bocatomas de generación y riego)
- **Renovables No Convencionales**
  - Solar
  - Eólica
  - Geotérmica
  - Biomasa
  - Biogás
- **Centrales de Falla:** representan la profundidad de la demanda no abastecida en la barra. Asignación automática de acuerdo al déficit entre demanda y generación. La potencia máxima se limita a la demanda de la barra.

Las unidades generadoras se modelan en función de parámetros tales como potencia máxima, tiempos de mantenimiento, costos variables, conectividad, tipos de caudales (en caso de ser necesario), años de entrada y salida, entre otros. En cuanto a la capacidad instalada por año, la figura 4.10 muestra la potencia disponible entre los períodos 2021 y 2030, referente a la capacidad generación del Sistema Eléctrico Nacional.

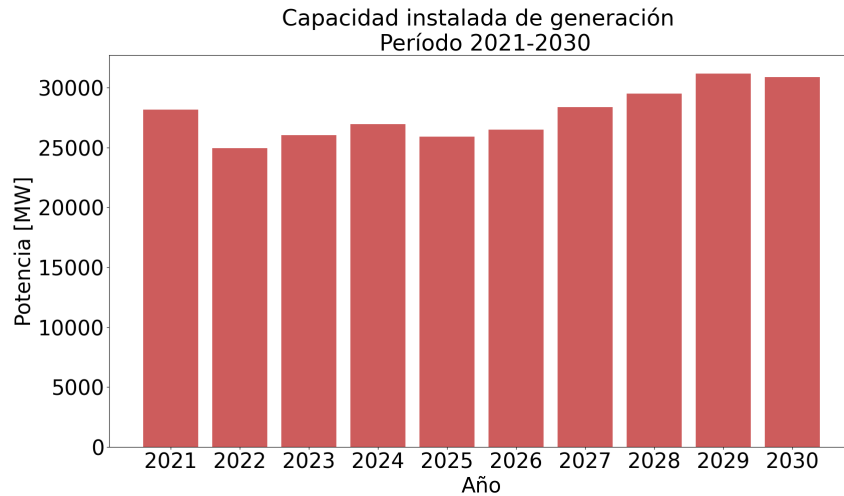


Figura 4.9: Potencia instalada de centrales en SEN, período 2019-2030.

De acuerdo al gráfico, se desprende que hay una reducción en la capacidad de generación entre el período 2021-2030, cuyo valor es 1.37% en relación a la capacidad inicial instalada. Esta disminución se da en el contexto de políticas nacionales para la descarbonización en el mediano-largo plazo, pues esta reducción corresponde únicamente a centrales térmicas.

Un análisis más detallado respecto de las tecnologías de generación y aplicado al 2021 (año de inicio de las simulaciones), entrega un parque de generación variado, en línea con la información disponible en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional, pues existe una predominancia de centrales térmicas (gas, petróleo y carbón), luego hidráulica de pasada y embalse, y finalmente centrales ERNC. Es importante mencionar que en los próximos años puede haber un incremento en la capacidad instalada, dado por la construcción de plantas de energía solar y/o eólica, y de acuerdo al tiempo de construcción asociado a cada tecnología, permitiría aumentar la capacidad en el corto plazo.

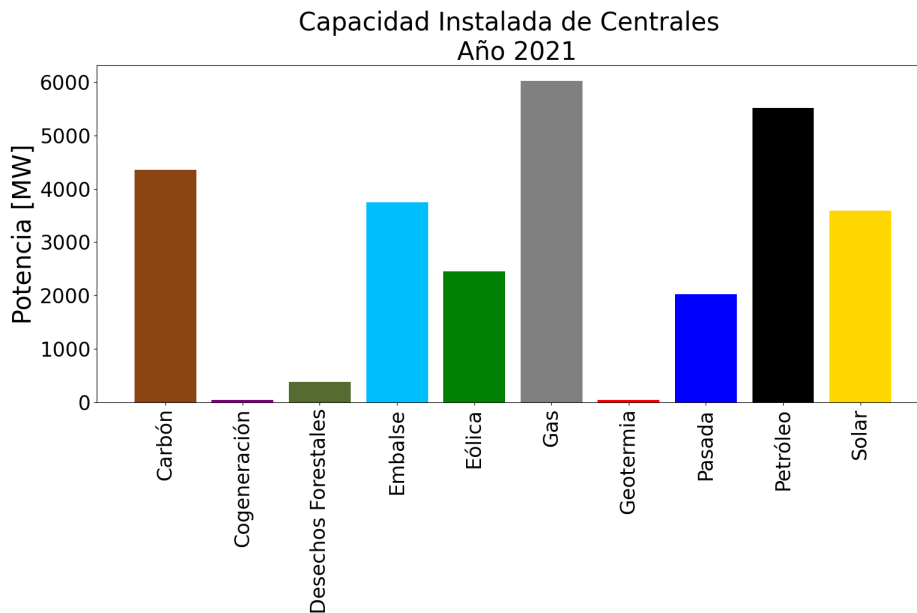


Figura 4.10: Capacidad instalada por tecnología, año 2021.

#### 4.4.3.1. Centrales a Carbón

Debido a que se realizará un ejercicio de descarbonización en el mediano plazo, se muestra la generación disponible para este tipo de centrales. A continuación se muestra la capacidad instalada en función del año, para los datos de entrada de OSE2000:

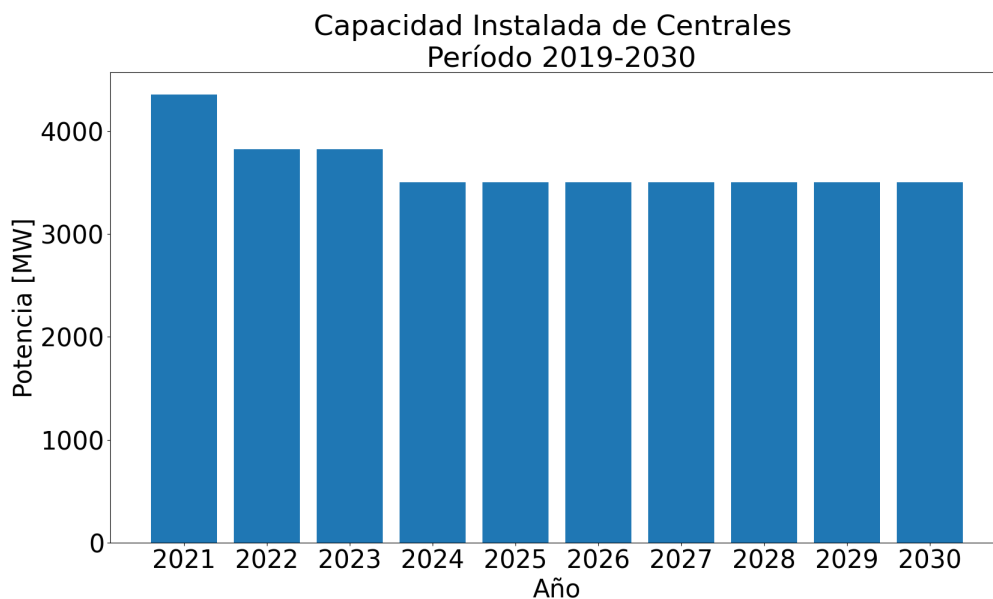


Figura 4.11: Potencia instalada de centrales a carbón, período 2019-2030.

La capacidad de centrales a carbón decrece hasta el año 2024, pues OSE2000 posee información actualizada sobre el cierre de este tipo de centrales en los próximos 3 años. A partir de ese período y hasta el 2030, la potencia se mantiene constante, sujeta a posibles cambios de acuerdo a posteriores anuncios de cierre de centrales y/o pasar al Estado de Reserva Estratégica (ERE).

#### 4.4.4. Transmisión

En lo que respecta a líneas de transmisión, OSE2000 representa con gran detalle el Sistema Eléctrico Nacional, en función de la clasificación por sistema de líneas: Nacional, Zonal, Dedicadas. Asimismo, se incluyen los proyectos aprobados por el Plan de Expansión, proceso anual llevado a cabo por la Comisión Nacional de Energía y que se encarga de establecer las líneas y/o proyectos asociados a una mejora en la calidad de la transmisión. A nivel local, las dos principales líneas de transmisión que suministran energía a la Región Metropolitana son **Alto Jahuel** y **Cerro Navia**.

- **Subestación Alto Jahuel:** Ubicada en la comuna de Buin, posee una capacidad instalada de 2.554 [MVA], dispuesta para el abastecimiento de energía de la Región Metropolitana con paños de 500 [kV], 220 [kV], 154 [kV], 110 [kV] y 66 [kV]. Es el mismo voltaje utilizado en OSE2000.
- **Subestación Cerro Navia:** Localizada en la comuna del mismo nombre, su capacidad instalada asciende a 1.640 [MVA], posee patios de tensión de 220 [kV] y 110 [kV]. Se

conservan sus propiedades para los distintos escenarios de operación realizados en esta memoria.

#### 4.4.5. Bloques horarios

Debido a la gran cantidad de variables en la resolución de un problema de despacho hidrotérmico (dependiente de hidrologías, etapas y centrales hidráulicas) y por consiguiente el tiempo empleado en su resolución, OSE2000 realiza una optimización por bloques horarios, para reducir la dimensionalidad del problema, implicando menores tiempos de ejecución. Para efectos de esta memoria se utilizarán 10 bloques horarios, divididos en 5 para el día (horas de sol), y 5 para la noche. La forma de construcción de los bloques se describirá a continuación.

Este software de despacho económico de carga no utiliza bloques de una hora para la simulación de la operación del sistema, principalmente por el tiempo empleado en su resolución, dada la alta cantidad de variables involucradas en la resolución del modelo hidro-térmico. En términos generales, la construcción de bloques de demanda considera los datos históricos a través del tiempo y en formato anual, para luego pasar a la representación mensual; la cantidad de bloques es un parámetro que se puede configurar previamente a las simulaciones de la operación técnica y económica. A continuación, se presentará la forma de confección de la demanda por bloques, donde, para efectos de esta memoria, se usa una representación de **10 bloques**. Esta metodología es utilizada por Systep para simular la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

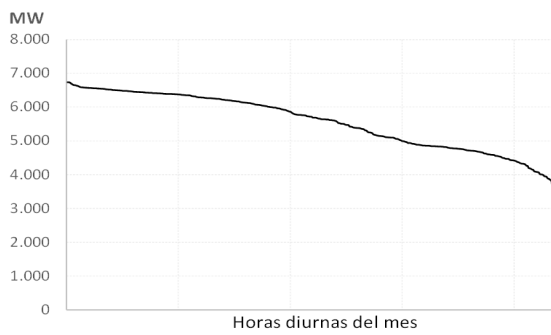
- Se divide el mes en horas de día y de noche, como se muestra en la figura 4.15

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	N	N	N	N	N	N	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	N	N	N	N
Febrero	N	N	N	N	N	N	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	N	N	N	N
Marzo	N	N	N	N	N	N	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	N	N	N	N
Abril	N	N	N	N	N	N	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	N	N	N	N
Mayo	N	N	N	N	N	N	N	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	N	N	N	N
Junio	N	N	N	N	N	N	N	N	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	N	N	N	N	N
Julio	N	N	N	N	N	N	N	N	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	N	N	N	N	N
Agosto	N	N	N	N	N	N	N	N	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	N	N	N	N	N
Septiembre	N	N	N	N	N	N	N	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	N	N	N	N	N
Octubre	N	N	N	N	N	N	N	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	N	N	N	N
Noviembre	N	N	N	N	N	N	N	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	N	N	N	N
Diciembre	N	N	N	N	N	N	N	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	N	N	N	N

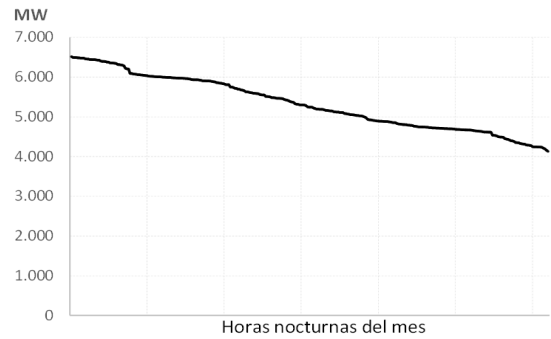
N: Noche  
D: Día

Figura 4.12: Distribución de horas por mes. Elaborado por Systep.

- Se ordena la demanda de día y noche, por separado y en forma decreciente.



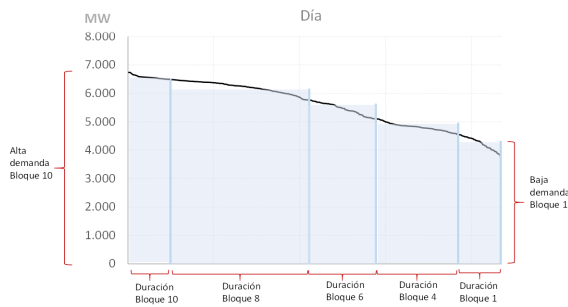
(a) Horas diurnas



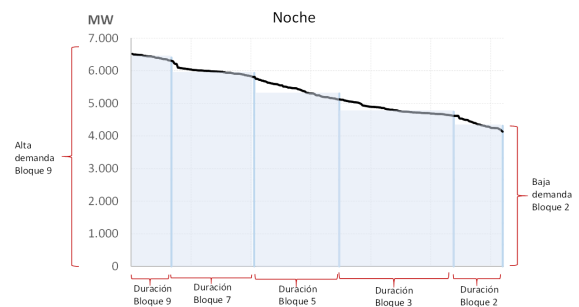
(b) Horas nocturnas

Figura 4.13: Demanda ordenada por día y noche. Elaborado por Systep.

- La demanda resultante por día y noche se divide en 5 bloques cada una, eligiendo el ancho de los bloques de tal forma de minimizar la pérdida de información. Esto dará un total de 10 bloques horarios, definitivos para los escenarios de operación del sistema.



(a) Horas diurnas



(b) Horas nocturnas

Figura 4.14: Demanda ordenada por día y noche, dividida en bloques. Elaborado por Systep.

- Se repite el proceso hasta obtener los bloques de demanda de todos los meses del año.

El resultado de este ejercicio será la demanda anual dividida por mes y por bloques, cada uno con una duración distinta. Es importante considerar el hecho de que los bloques mantienen la cantidad de horas invariantes respecto al horizonte de simulación. Además, como consecuencia natural del proceso, cada bloque horario tendrá una demanda distinta, lo que sucede también a nivel de todas las barras del sistema. En síntesis, la duración de los bloques se mantiene constante a lo largo del tiempo, mientras que la altura -que se asocia directamente a la inyección/retiro de una o del sistema- puede variar (producto de las variaciones propias de la curva de duración).

Una vez que se simula la operación del sistema de acuerdo a los parámetros y datos de entrada, los resultados también estarán expresados en función de bloques horarios. Es necesario describir el proceso de interpretación de algunas variables:

- **En relación a la generación:** Cada bloque tendrá una duración  $t_n$ , al cual se le asociará el costo marginal de la barra  $b$  y el bloque  $n$ , representado por la variable

$Cm_{g,b,n}$ . Se relacionará con la hora  $j$  donde una central genera  $g$  MW. En el ejemplo que muestra la figura 4.15, se tiene el resultado para las horas 18 y 17 de los días 1, 17 y 16 del mes de diciembre, todas correspondientes al bloque 6. Esta disposición es la resultante a partir del ordenamiento de la demanda y división posterior en bloques no uniformes que minimicen las pérdidas de información..

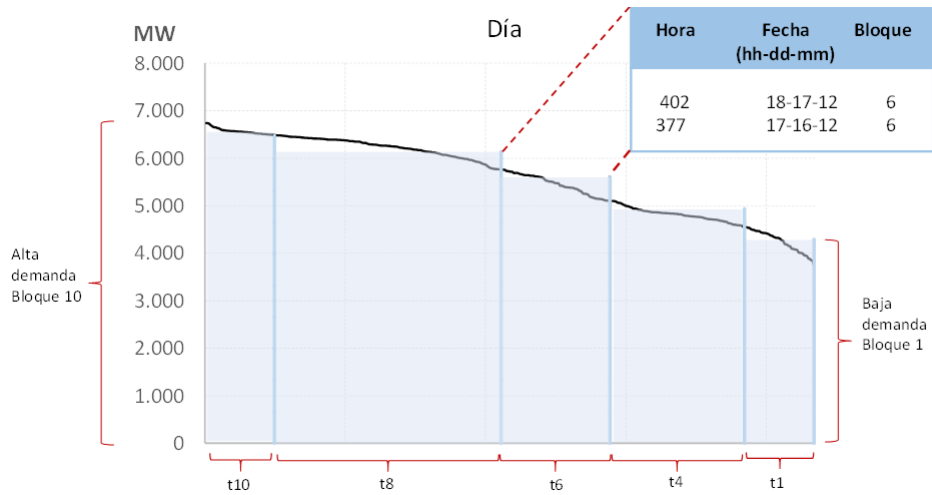


Figura 4.15: Interpretación de bloque horario. Elaborado por Systeep.

#### 4.4.6. Pre-procesamiento de los datos.

El análisis sobre el sistema de transmisión y generación se comienza procesando los perfiles de demanda obtenidos en la etapa de Gestión de Carga. La salida de esta última etapa entrega curvas de potencia en función de la resolución horaria -parámetro de entrada-, por lo que se debe adaptar a la forma de construcción de la demanda del OSE2000, de acuerdo a los bloques horarios generados y explicados en la sección 4.4.5. Para ello, se aplicará un procesamiento de datos en python, cuyo proceso es el siguiente:

1. Sumar perfiles de demanda de todos los terminales para cada Unidad de Negocio. Esto entregará 7 curvas de demanda.



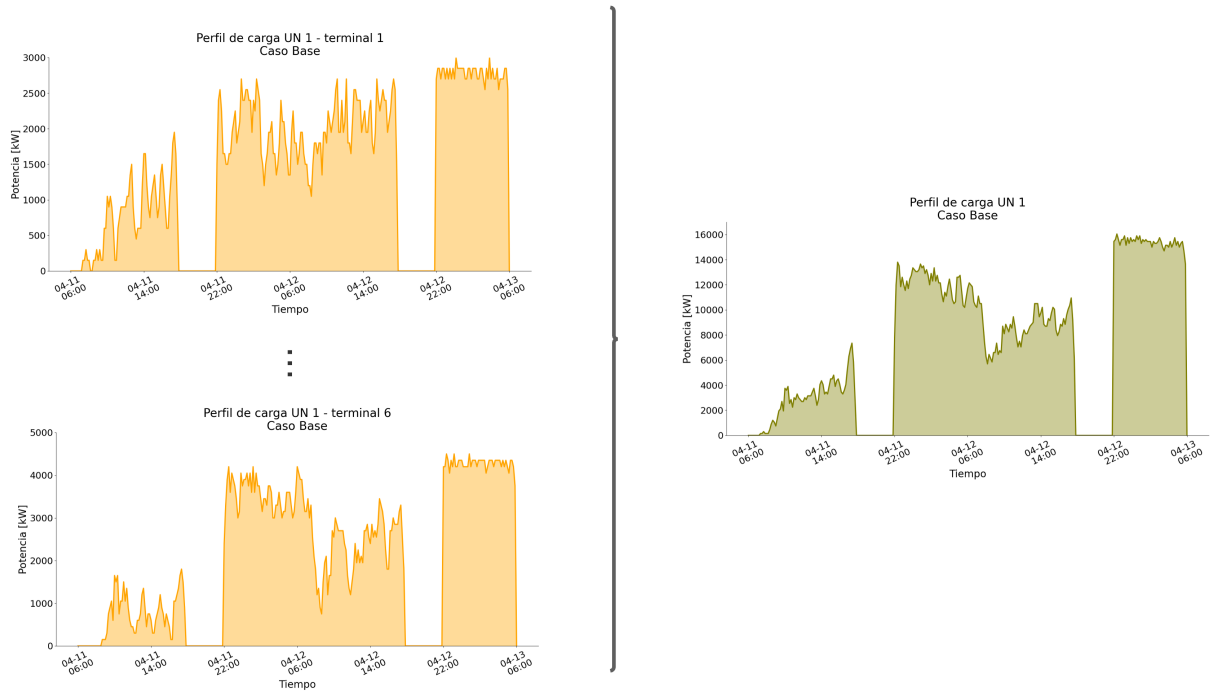


Figura 4.16: Creación de perfiles acumulados por Unidad de Negocio.

2. Sumar perfiles de demanda de todas las Unidades de Negocio. Esto dará como resultado un único perfil de demanda agregada, exclusivo del consumo asociado a buses eléctricos del transporte público de Santiago. Corresponde al día de mayor operación del set de datos, según la distancia recorrida.

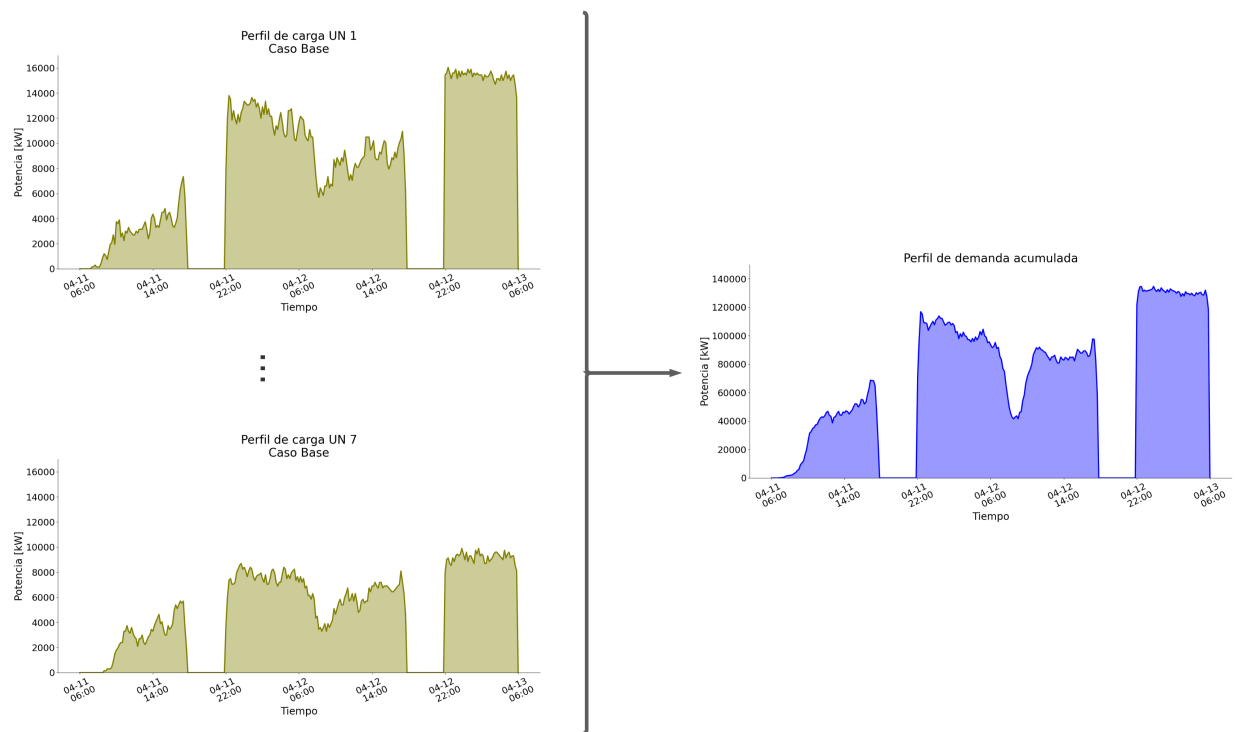


Figura 4.17: Creación de perfil general de demanda de buses eléctricos.

- La demanda agregada resultante está definida en función de la resolución temporal. Se convierte a perfiles con una resolución de una hora. Esto es debido a que el proceso de entrada de conversión de la demanda a bloques horarios del OSE2000 exige esta resolución.

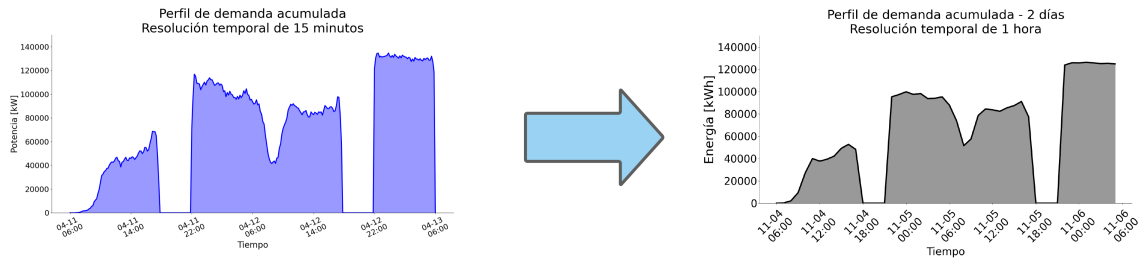


Figura 4.18: Cambio en resolución temporal en perfil de demanda.

- Extrapolar el perfil de demanda agregada horario a las 8760 horas del año, replicando los consumos para todos los días. El resultado será el perfil de demanda anual.
- Asignar demanda de las 8760 horas del año al bloque correspondiente. La asociación hora del año - bloque es parte de la información contenida en el OSE2000. Éste y el paso anterior se resumen en la figura 4.19

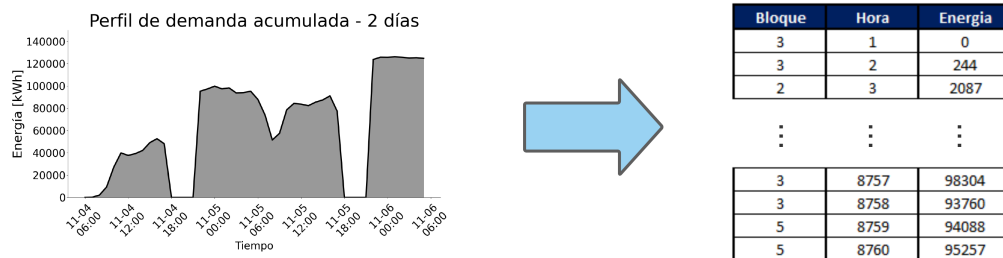


Figura 4.19: Asociar valores de energía a bloque horario.

- Extrapolar demanda al horizonte de simulación de la operación del SEN.
- Agregar una barra exclusiva para este consumo. En este caso se debe crear, junto con la línea de transmisión a un elemento existente del sistema, junto con sus parámetros correspondientes.

Como consecuencia del proceso descrito en este capítulo, se tendrá la información sobre los perfiles de demanda dispuesta por bloques horarios no uniformes, de tal forma que sea accesible y manipulable por OSE2000, y realizar la operación del Sistema Eléctrico Nacional de acuerdo a la modelación descrita en este capítulo.

## 4.5. Análisis del sistema de transporte

Un aspecto no menor al momento de implementar la electrificación de los buses eléctricos del transporte público de Santiago es contar con una operación confiable y segura, siempre en

beneficio del usuario. Es por ello que el proceso de cambio de buses diésel por eléctricos es gradual y requiere cambios tanto a nivel operacionales como estructurales. En consecuencia, el siguiente ejercicio teórico se llevará a cabo bajo el supuesto que el programa de operación no sufre modificaciones al electrificar los buses.

Se efectuará un análisis sobre el porcentaje de electrificación de los buses del sistema de transporte público de Santiago, el cual consistirá en determinar este valor de acuerdo a la cantidad de expediciones con falla del sistema, es por ello que se utiliza el concepto de **Potencia de Falla** presentado en la sección 4.3.3.2. El algoritmo será el siguiente:

- Detectar las expediciones que poseen una potencia de falla mayor a cero. Como se explicó en la sección correspondiente, la potencia de falla se cuenta como tal solo si se activa en ruta.
- El porcentaje de electrificación se calculará mediante la fórmula:

$$\% \text{ Electrificación} = \frac{Exp_{falla}}{Exp_{totales}} \quad (4.28)$$

donde:

$Exp_{falla}$ : cantidad de expediciones con  $P_{falla} > 0$ .

$Exp_{totales}$ : cantidad de expediciones totales.

Se aplicará este criterio en forma diaria y durante todo el horizonte de simulación de la Gestión de Carga de los buses eléctricos. Para poder observar este efecto se analizarán distintos niveles de adopción de la electrificación de la flota de buses, en pasos de 25% de acuerdo a la distancia recorrida y energía de falla de buses.

## 4.6. Análisis de emisiones CO<sub>2</sub>

Los resultados de generación del despacho económico de carga para la evaluación del sistema de generación-transmisión permiten entregar la generación por central, valores que se pueden multiplicar por el factor de emisiones de CO<sub>2</sub> correspondiente, para así obtener los valores de contaminación a nivel nacional producida por las distintas tecnologías térmicas que forman parte del parque de generación actual. La fórmula consiste en la ecuación 4.29

$$Emisiones_{i,t} = Generacion_{i,t} \cdot Fe_{i,t} \quad (4.29)$$

donde:

- $Emisiones_{i,t}$ : Emisiones de central i en tiempo t , en [Ton CO<sub>2</sub>]
- $Generacion_{i,t}$ : Energía generada por central i en tiempo t , en [GWh]
- $Fe_{i,t}$ : Factor de emisión de CO<sub>2</sub>, para central i en tiempo t , en [Ton CO<sub>2</sub>/GWh]

Por otro lado, la comparación con el caso sin demanda de buses se realiza agregando la contaminación en ruta del transporte diésel actual. Para ello se utiliza la fórmula asociada a

las emisiones de este tipo de vehículos pesados:

$$Emisiones_b = Consumo_b \cdot FE_b \cdot \frac{1}{1000} \quad (4.30)$$

donde:

- $Emisiones_b$ : Emisiones de bus b en tiempo t ,en [TonCO<sub>2</sub>]
- $Consumo_b$ : Rendimiento de bus diésel b, en [lt/km]
- $FE_b$ : Factor de emisión de CO<sub>2</sub>, para bus b , en [kg CO<sub>2</sub>/lt]

El factor 1/1000 es para realizar la conversión de kilos a toneladas.Finalmente, las emisiones en ruta se obtienen como la suma simple del cálculo de la ecuación 4.30, para todos los buses que participaron del programa de operación en el horizonte de simulación utilizado en los casos de estudio de esta memoria. De igual forma, para realizar la comparación con la generación anual se deben multiplicar las emisiones en ruta por un factor escalar tal que se entregue el valor en [TonCO<sub>2</sub>/año].

## 4.7. Casos de Estudio

La metodología descrita se aplicará a los siguientes escenarios, en primera instancia describiendo la Gestión de Carga, para luego realizar el análisis sobre el sistema de generación transmisión, y finalmente el porcentaje de electrificación de la flota y emisiones de CO<sub>2</sub>.

### 4.7.1. Gestión de Carga

En el caso de los perfiles asociados a buses eléctricos, se describen principalmente dos formulaciones ligeramente distintas su obtención.

- **Caso Base:** carga a una potencia constante de 150 [kW].
- **Caso Variable 1:** carga a potencia variable, entre 80 y 150 [kW].
- **Caso Variable 2:** carga a potencia variable, entre 0 y 150 [kW].

El primer caso consiste en una carga constante e inflexible para cualquier evento de carga y durante todo el horizonte de simulación; el segundo entrega una carga que puede variar, dependiendo de las necesidades de cada bus. En ambos casos se asume que la estación de carga posee la electrónica de potencia necesaria para regular la potencia a los valores mencionados. La justificación para trabajar sobre ambos casos radica principalmente en la flexibilidad que se otorga al sistema para los eventos de carga, impactando directamente en la potencia suministrada a cada uno de los terminales, produciendo así variaciones en las compras de energía y potencia. Por otro lado, los parámetros en común se presentan en la tabla 4.10:

Tabla 4.10: Parámetros de Gestión de Carga.

Parámetro	Valor	Unidad
Fecha Inicio	11-04-2018 06:00	-
Fecha Término	13-04-2018 06:00	-
Unidades de Negocio	Todas	-
dt	10	min
SOC <sub>i</sub>	90	%
SOC <sub>f</sub>	90	%
Tup	30	min
Tdown	30	min
C <sub>e</sub>	61,9	[USD/MWh]
C <sub>s</sub> <sup>D</sup>	313,21	USD/kW · mes
C <sub>p</sub> <sup>D</sup>	1.709,81	USD/kW · mes
C <sub>p</sub> <sup>T</sup>	5.713,04	USD/kW · mes
C <sub>f</sub>	1.000.000	USD/kW · mes
Inicio horario punta	18:00	hrs
Término horario punta	22:00	hrs

El costo de potencia en el sistema de generación-transmisión se obtiene del informe de fijación de precios de nudo de corto plazo, para el segundo semestre de 2019; el de potencia en distribución corresponde al precio de Enel Distribución y la Empresa Eléctrica de Puenta Alto (EEPA), dadas las fórmulas de fijación en el decreto N°4T. Para el costo de la energía se utiliza el Precio Medio de Mercado en el período mayo-agosto 2019.

#### 4.7.2. Impacto en Generación-Transmisión

En esta etapa se realizaron cuatro simulaciones del Sistema Eléctrico Nacional, de acuerdo a la tabla 4.11. Todos los escenarios se corrieron para el período 2021-2030, mientras que el perfil de demanda de buses eléctricos ingresa al modelo desde el primer año de simulación:

Tabla 4.11: Escenarios de simulación OSE2000.

Nombre Escenario	Perfil Buses	Tipo Descarbonización
ESC1	Caso Base	Normal
ESC2	Caso Base	Normal
ESC3	Caso Variable 2	Agresiva
ESC4	Caso Variable 2	Agresiva

En términos simples, se formularon cuatro escenarios como combinación de dos condiciones:

- **Tipo de perfil de demanda de buses eléctricos:** ya sea el Caso Base, donde la potencia de carga es constante e igual a 150 [kW], o el Caso Variable, donde la potencia oscila entre 0 y 150 [kW]

- **Tipo de descarbonización:** se plantean dos posibilidades. La primera incluye el cierre de centrales de este tipo de tecnologías de acuerdo a la planificación real de los próximos 10 años. La segunda es más agresiva, e incluye el cierre completo de las centrales a carbón para el 2031.

El ejercicio de descarbonización agresiva se realiza para medir el reemplazo de emisiones de CO<sub>2</sub> en un sistema con menor generación a carbón disponible. Es importante mencionar que no ingresan más centrales que las oficializadas para los próximos años. El plan de descarbonización consiste en el cierre progresivo de las centrales a carbón del sistema, ordenadas según costos de operación de cada unidad generadora. La tabla 4.12 muestra el año de cierre de las centrales, se asume que todas las unidades se dan de baja en diciembre del año respectivo.

Tabla 4.12: Fecha cierre de centrales a carbón

Año Cierre	Central	Potencia [kW]
2021	U14	128
2021	U15	132
2022	Bocamina 2	323
2022	Ventanas 2	209
2023	Campiche	249
2023	Nueva Ventanas	249
2024	CTM1	154
2024	CTM2	163
2025	CT ANDINA	163
2025	HORNITOS SING	167
2025	ANGAMOS I	253
2026	ANGAMOS II	253
2026	Guacolda 3	137
2026	Guacolda 4	139
2027	Guacolda 5	138
2027	NTO1	132
2027	NTO2	137
2028	Cochrane I	266
2028	Cochrane II	266
2029	Guacolda 1	143
2029	Guacolda 2	143
2030	CTM4	349
2030	Santa Maria 1	321

Gráficamente el comportamiento de la potencia de baja se puede apreciar en la figura 4.20, donde al tener un cierre de acuerdo a los costos variables, combinado con la programación real de los próximos años, dan cuenta de una disminución anual no lineal. Al final del período 2030, los 4.390 [MW] iniciales (del período) dejarán de ser considerados para el despacho económico de carga (figura 4.21).

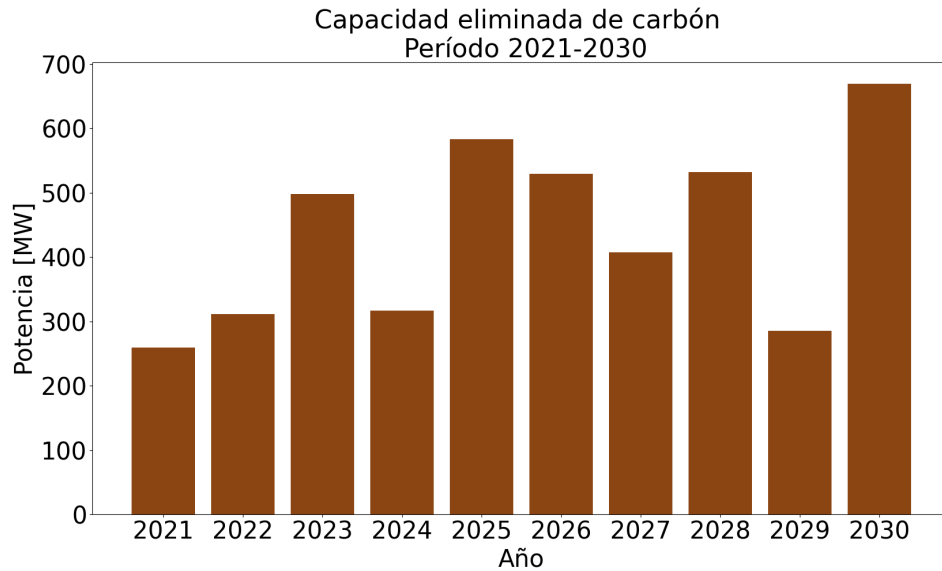


Figura 4.20: Potencia de carbón eliminada anualmente, período 2021-2030.

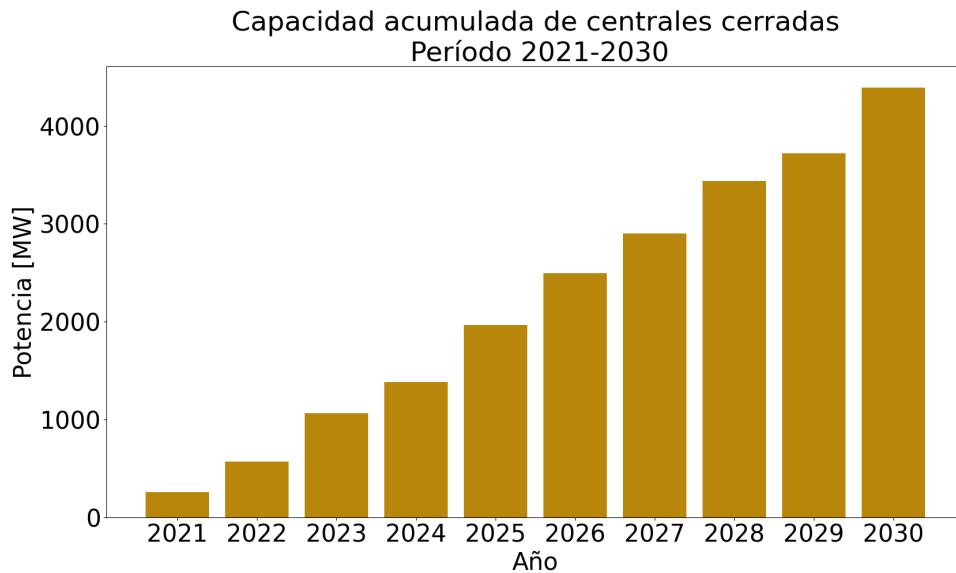


Figura 4.21: Potencia de carbón eliminada anualmente, período 2021-2030.

### 4.7.3. Emisiones de dióxido de carbono

Los cálculos de emisiones de CO<sub>2</sub> se realizan para los mismos cuatro escenarios de la tabla 4.11, referente a las simulaciones en OSE2000. La obtención de emisiones por central térmica resultantes se compara con el *Benchmark*, al cual se le agregan las emisiones de buses en ruta de acuerdo a la ecuación 4.30. Así, se obtendrán las emisiones para la referencia que incluyen la contaminación de buses diésel, en comparación a los otros cuatro escenarios que no incluyen diésel pero sí poseen emisiones asociadas a la generación del Sistema Eléctrico Nacional.

Las emisiones en ruta se calculan bajo el supuesto que todos los buses en ruta se rigen bajo la norma EURO V, y posee un mismo factor de emisión por kilómetro.

Tabla 4.13: Cantidad de buses por norma, año 2018.

Norma	Cantidad
Euro III	5718
Euro IV	1
Euro V	1464
Euro VI	10
Eléctrico	3

De acuerdo a estos valores mostrados, se realiza un ejercicio de cálculo de emisiones asumiendo que todo el parque vehicular de buses en evaluación posee norma EURO V, i.e. factor de emisión igual a 1,259 [kgCO<sub>2</sub>/km].

El resultado anterior entrega las emisiones a nivel nacional, como variación de la electrificación del transporte en comparación al *Benchmark* más las emisiones de buses diésel, como la reducción o aumento de emisiones en generación, producto de la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Adicionalmente se realiza un segundo cálculo correspondiente a las emisiones eliminadas en su totalidad, como la diferencia entre las emisiones de buses en ruta anuales y la variación de los escenarios respecto a la referencia. Esto dará una idea sobre las emisiones locales desplazadas y/o eliminadas en su totalidad.



# Capítulo 5

## Resultados y Análisis

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los casos de estudio definidos al final del capítulo anterior. Se mostrarán las curvas de demanda producto de la Gestión de Carga para cada terminal, Unidad de Negocios y acumulado a nivel regional. Como se explicó anteriormente, estos perfiles se utilizan para el porcentaje de electrificación de los buses del transporte público - manteniendo el programa de operación- según el cociente entre expediciones con falla y expediciones totales; simulación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional -a través de OSE2000- para los cuatro escenarios definidos, y comparar con un *Benchmark* o escenario de referencia. Finalmente se muestran las emisiones de dióxido de carbono que implica la electrificación y aumento de la demanda para la operación del SEN, en comparación a las emisiones locales en ruta producto de los buses diésel.

La forma de presentación de resultados será común para todos los módulos descritos en la metodología, entregando tablas de datos y gráficos -según corresponda- para luego analizar los datos correspondientes, manteniendo la secuencialidad según la estructura definida (perfiles de carga de buses eléctricos, expediciones con falla y porcentaje de electrificación, análisis del sistema de generación-transmisión y emisiones CO<sub>2</sub>).

Dada la gran cantidad de buses en operación y las distintas Unidades de Negocio participantes, en este capítulo se mostrarán los perfiles más representativos en cuanto a la demanda de buses eléctricos. Un mayor nivel de detalle se encontrará en la ??, correspondiente a los anexos de esta memoria.

### 5.1. Día de mayor operación en set de datos.

Los datos proporcionados por el ISCI contienen 7 meses de operación real de buses para el año 2018, correspondiente a los meses de enero, marzo, abril, agosto, septiembre, noviembre y diciembre. Además de utilizar el programa de operación diario para cada una de las Unidades de Negocios del sistema de transporte público, inicialmente se recopila la distancia diaria recorrida para el set de datos y así determinar la jornada de mayor distancia recorrida. Esto se fundamenta en que se busca dar suministro a la jornada con mayor operación como una cota superior de demanda asociada a carga de buses eléctricos del transporte público. La figura 5.1 muestra el histograma de distancia diaria recorrida para los 7 meses de operación:

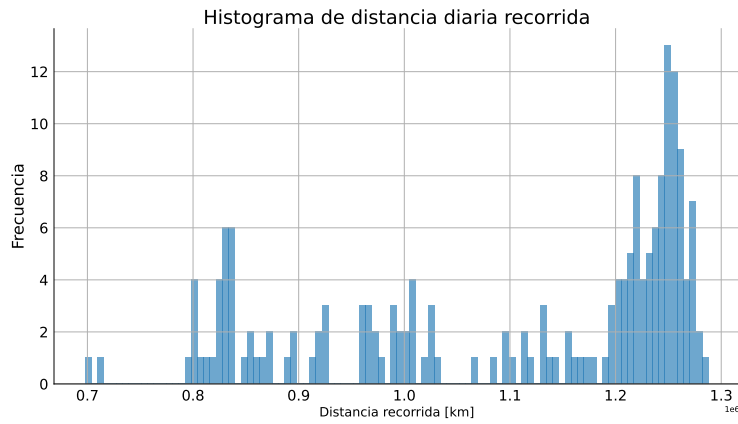


Figura 5.1: Histograma de distancia diaria recorrida.

Las distancias por jornada muestran un rango de operación entre 697.882 y 1.287.963[km], con una media de 1.103.618 [km] y una desviación estándar de 169.109 [km]. Existe una alta concentración de datos entre 1,2 y 1,3 millones de kilómetros recorridos, asociados a la operación durante un día laboral (lunes a viernes, sin festivos). La figura 5.2 muestra las distancias diarias en promedio recorridas para el set de datos (color naranja), existiendo una mayor distancia para los días de semana respecto de sábado-domingo. De acuerdo al promedio por día, los fines de semana se producen reducciones de 24.9% respecto de la semana laboral. En cuanto a las expediciones (color verde), el comportamiento es el mismo, entregando un promedio de 66.034 de viajes diarios para el período lunes-viernes, y 48.341 para sábado-domingo (reducción de 27%).

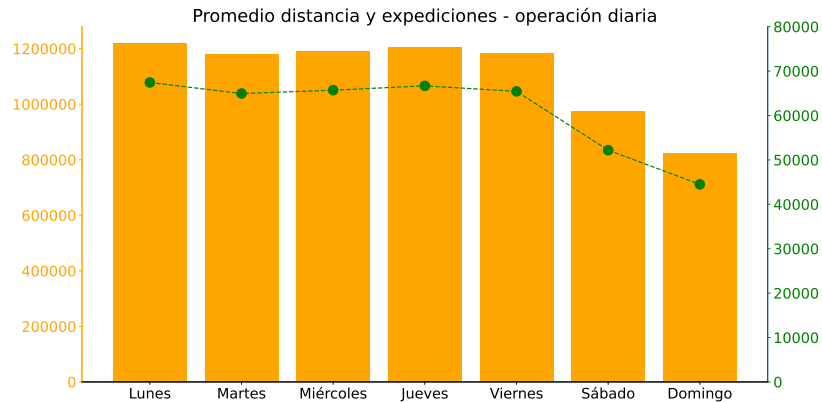


Figura 5.2: Distancia diaria recorrida en diciembre 2018.

El análisis previo permite encontrar el día de mayor operación para el set de datos: **miércoles 11 de abril de 2018**, con una distancia de 1.287.963 [km] para ese día. Por otra parte, el día de mayor operación del set de datos ocurre el **miércoles 11 de abril de 2018**. En la figura 5.3 se presenta la cantidad de kilómetros y expediciones recorridos ese día, junto con los tres días de la semana que le anteceden:

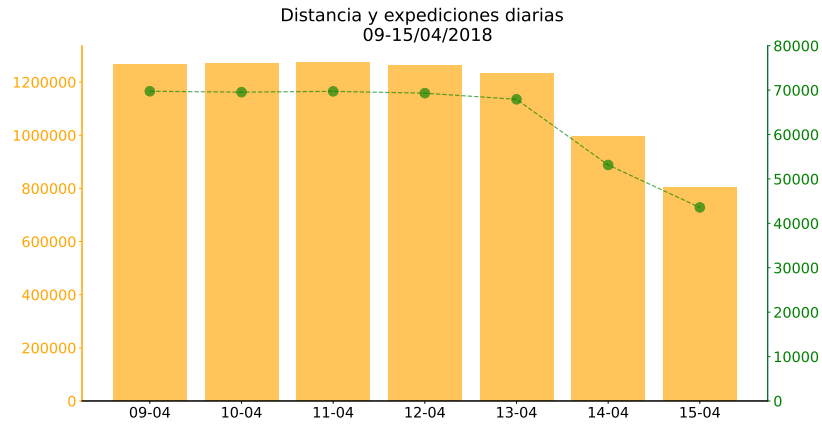


Figura 5.3: Distancia y expediciones - semana 09 a 15 de abril de 2018.

Los datos arrojados para ese día son:

- Distancia total: 1.287.963 [Km]
- Cantidad de Expediciones: 69.720
- Buses utilizados: 6.281
- Distancia promedio recorrida por bus: 205,05 [Km]
- Distancia promedio de expedición: 69,394 [km]
- Mayor distancia recorrida por bus: 444,56 [km]

No es posible afirmar que es el día de mayor operación del año, pues no se tiene la información completa para el 2018, es por ello que se menciona como la jornada de mayor cantidad de expediciones del set de datos disponible. Por lo tanto, la gestión de carga se realiza según el programa de operación del 11 y 12 de abril de 2018 (dos días simulados, uno de ellos contiene la mayor distancia recorrida del conjunto de datos).

## 5.2. Modelo de gestión de carga

El modelo de gestión de carga - como se explicó en la sección 3.20 - entrega resultados para buses (potencia de carga, potencia de falla y estado de carga) y terminales (potencia de carga) en función del tiempo; desde ahí se compone la curva para Unidad de Negocio y perfil de demanda acumulada para la totalidad de buses del transporte público de Santiago. La presentación de resultados concernientes a perfiles de carga producto de la solución al modelo de gestión de carga se realizará en orden creciente según demanda, en línea con la forma de confección de los perfiles. Es decir, secuencialmente se detallará el comportamiento a nivel unitario (perfiles de buses) y se irá escalando hasta llegar a la demanda acumulada.

Si bien los parámetros de cada caso se definen en el capítulo anterior (4.7), nuevamente se mostrarán los tres casos evaluados en el modelo de gestión de carga (tabla 5.1), como referencia para el análisis en las curvas en las secciones posteriores:

Tabla 5.1: Configuración de potencia de cargador para modelo de gestión de carga.

Nombre configuración	Potencia de cargador
Caso Base	$P_{ch} = 150$
Caso Variable 1	$80 \leq P_{ch} \leq 150$
Caso Variable 2	$0 \leq P_{ch} \leq 150$

### 5.2.1. Perfiles de buses

Dada la gran cantidad de buses en operación diaria, se entregará el resultado de perfiles de buses para una sola patente, para los tres casos evaluados (de acuerdo a la tabla 5.1). El perfil de carga para la patente BJFC96 como resultado de la gestión para el Caso Base se muestra en la figura 5.4. El modelo determina dos eventos óptimos de carga para esta patente; el primero ocurre el 12 de abril entre las 15:10 y 15:50 hrs, el segundo el mismo día entre 16:30 y 17:10 hrs. Ambos eventos se producen con 30 minutos de carga de diferencia y a una potencia constante de 150 [kW] (curva color rojo), el tiempo mínimo  $T_{down}$  definido en la formulación del modelo. Además, el estado de carga (SOC, curva azul) final del bus es 90% de la capacidad máxima del bus, en línea con la restricción asociada al SOC en tiempo final ( $SOC_{final} \geq 90\%$ ); el bus carga a una potencia y tiempos de carga tal que se cumpla la cota inferior de esta restricción, con el objetivo de minimizar las compras de energía y potencia. Este bus no posee una potencia de falla mayor a cero (curva color verde), por lo tanto, puede realizar sus expediciones sin quedar descargado en ruta.

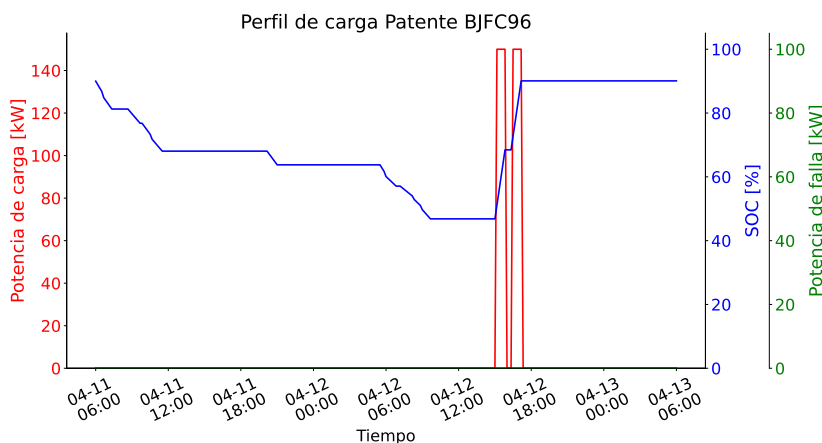


Figura 5.4: Perfil de carga patente BJFC96, Caso Base.

En cuanto al Caso Variable 1, de acuerdo a la figura 5.5 se producen 4 eventos de carga: uno para el 11 de abril (14:40-15:10 hrs) y tres para el 12 de abril (4:40-5:10, 11:50-12:30 y 16:30-17:00) con una potencia que oscila entre 80 y 150 [kW], llegando a un SOC final de 90% y sin eventos asociados a potencia de falla.

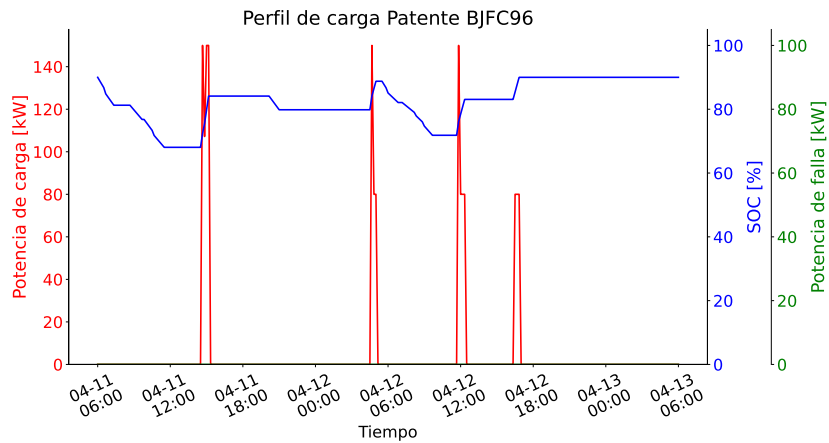


Figura 5.5: Perfil de carga patente BJFC96, Caso Variable 1.

Finalmente, respecto al Caso Variable 2 - figura 5.6, el bus carga energía en dos eventos distintos (11 de abril 12:10-12:40 hrs y 12 de abril 10:10-11:00 hrs). La carga en este caso es similar a la misma patente mediante el Caso Base, pero bajo el tercer escenario la potencia no es constante e igual a 150 [kW], pues en el segundo evento existe un incremento de 147.8 [kW] a 150 [kW] en los primeros diez minutos de carga. Nuevamente no hay potencia de falla en este caso.

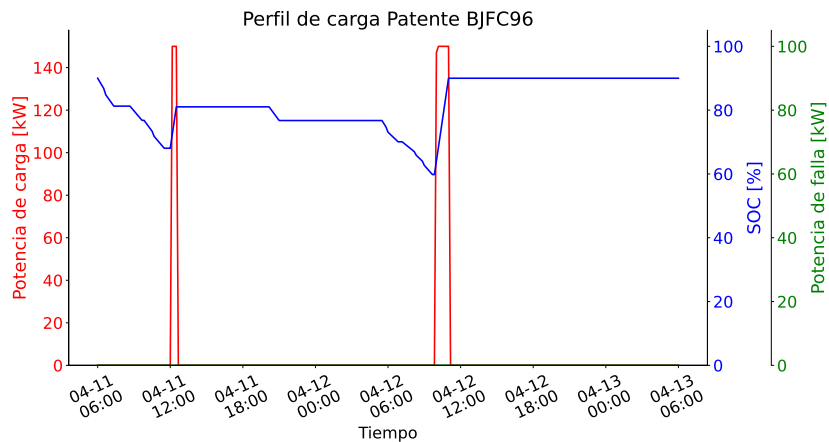


Figura 5.6: Perfil de carga patente BJFC96, Caso Variable 2.

Si bien en los tres casos el consumo energético es el mismo para la patente analizada, sensibilizar sobre la potencia del cargador produce distribuciones de carga distintas para cada caso (manteniendo los tiempos mínimos de carga y entre eventos de carga en común para los tres escenarios), variando la potencia y tiempos de carga para un mismo bus. Para mayor detalle, se muestra la figura 5.7, que contiene la variable de decisión X (carga de un bus) acumulada de todos los buses. En ella se da cuenta de los buses utilizando un cargador en forma simultánea, llegando incluso a los 1100 en paralelo - Caso Variable 1-, mientras que en horario punta (donde el valor de compras de potencia es el más caro, entre 18:00 y 22:00 hrs) no existen eventos de carga.

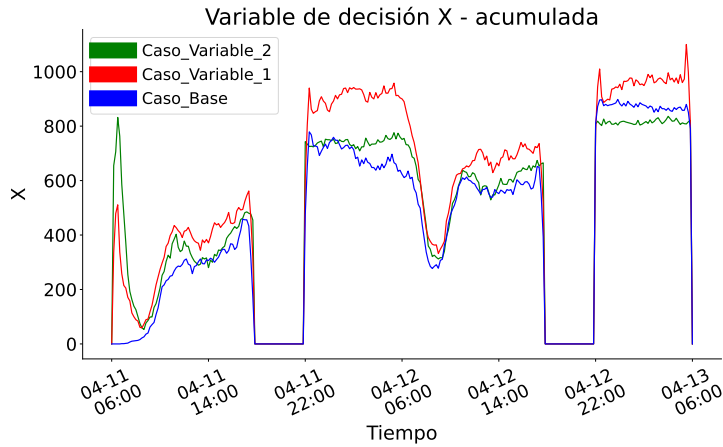


Figura 5.7: Variable de decisión X acumulada por caso.

La variable binaria de decisión X acumulada es un indicador sobre la forma del perfil de carga acumulada, pues es cuando la variable X toma el valor 1 que existe una potencia de carga mayor a cero. Según lo anterior, el modelo de gestión de carga decide si cargar un bus (X) en un instante de tiempo. Si se carga ( $X = 1$ ) entonces la potencia del cargador es mayor a cero ( $P_{ch} = 150$ ,  $80 \leq P_{ch} \leq 150$  ó  $0 \leq P_{ch} \leq 150$  según sea el caso). Como X es cero durante las horas punta, no habrá carga en ese intervalo.

Los resultados del perfil de carga para la patente BJFC96 (figuras 5.4, 5.5, 5.6) muestran que no hay una potencia de falla positiva, por lo tanto el bus completa sus expediciones en forma satisfactoria, pues el estado de carga en ningún momento se va a cero; de hecho, durante los dos días de operación se mantiene sobre el 40% de la capacidad máxima de su banco de baterías.

Por otro lado, existen patentes que recurren a una potencia de carga ante la falta de energía para completar su expedición. En la figura 5.8 se muestra la patente CJRV13 para el Caso Base (perteneciente a la Unidad de Negocios 4), la cual realiza 43 expediciones durante los dos días de simulación, y cada vez que se estacionó lo hizo en el terminal 8 (área gris) de la empresa correspondiente. Entre las 21:40 del 11-04 y 0:50 del 12-04 el bus no tiene energía suficiente para llevar a cabo el programa de operación, pues el estado de carga permanece cercano a cero durante el período mencionado (curva color azul); es por ello que se activa la potencia de carga (curva color verde) que suministra de energía al bus en ruta para terminar su expedición. El segundo día de operación también posee una potencia de carga mayor a cero, entre 18:10 y 22:50, para luego llegar al terminal para finalizar la operación diaria y completando dos eventos de carga (12-03 23:10 - 23:50 hrs y 13-03 5:00 - 5:30 hrs). De esta forma se reconocen las expediciones con fallas, pues tienen una id única asociada, lo que permitirá obtener la cantidad total de viajes con fallas.

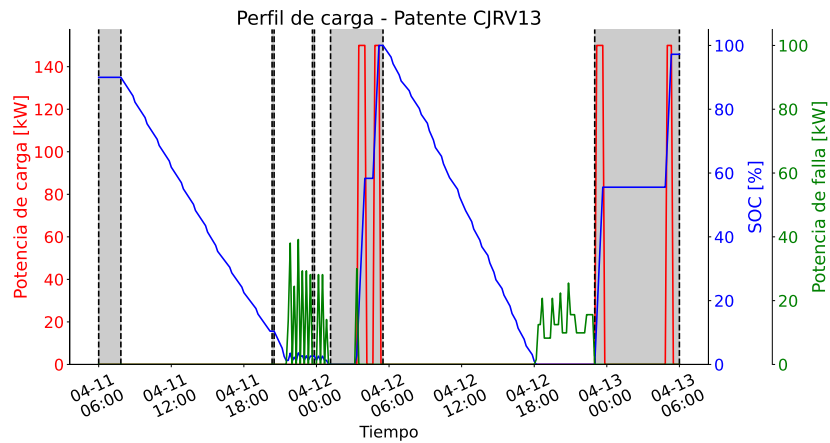


Figura 5.8: Perfil de carga patente CJRV13, Caso Variable 2.

### 5.2.2. Perfil de terminales

Continuando con el análisis de perfiles en forma creciente, se muestran los resultados de la carga a nivel de terminales de acuerdo al caso. Nuevamente, dada la gran cantidad de terminales (57 por cada caso) solo se ejemplificará con el terminal 1 de la Unidad de Negocio 1, repitiéndose la curva para todo el resto de terminales; el resto de perfiles se dispondrán en los anexos.

La figura 5.9 representa el perfil de carga para el terminal mencionado, de acuerdo al Caso Base, y corresponde a todos los buses que de acuerdo al programa de operación y la gestión de carga, utilizaron las instalaciones de ese depósito para la carga. Los puntos más importantes que se dan de acuerdo al modelo planteado, fueron las siguientes:

- Los buses concentran la carga durante la segunda noche de la operación, principalmente para cumplir con la condición de borde que indica un estado de carga mayor o igual al 90% al finalizar el horizonte de operación.
- La forma de la curva se debe a la inflexibilidad al momento de cargar, pues los buses solo pueden recibir una potencia de 150 [kW]. Esto significa múltiplos de ese valor en el perfil de carga de todos los terminales.
- El inicio de la operación -11 de abril de 2018 a las 6:00 a.m.- comienza con los buses al 90% de su SOC, por lo que el modelo decide realizar eventos de carga a medida que se van cumpliendo expediciones y los buses se van descargando y quedando sin energía para las siguientes salidas, de acuerdo con el programa de operación fijo.
- Un punto importante a considerar es que el modelo decida **no cargar en hora punta**. Esto es debido a que es sustancialmente más cara la potencia entre las 18 y 22 horas de cada día. De ahí la forma de la curva en ese horario.

Para este ejemplo específico, la potencia máxima de carga se produce durante la madrugada del segundo día de operación, alcanzando un valor de 3000 [kW].

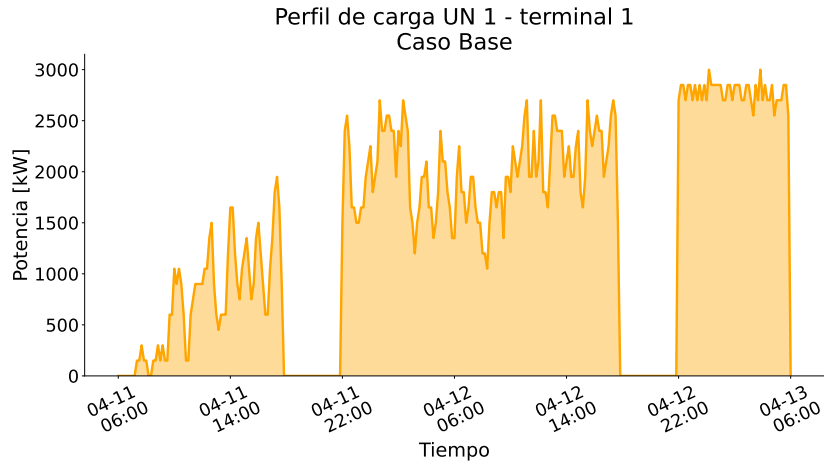


Figura 5.9: Perfil de carga terminal 1 de UN1, Caso Base.

En la misma línea que el análisis representativo del perfil de buses, se continua para el terminal 1 de la misma Unidad de Negocios, esta vez para el Caso Variable 1, reflejado en la figura 5.10, cuyo comportamiento es idéntico al perfil analizado para el Caso Base, presentando una reducción en cuanto a la potencia máxima suministrada, pues este valor disminuye a 2.315 [kW]. Esta caída corresponde a la flexibilidad de carga de los buses eléctricos, pudiendo cargar a potencias menores y por lo tanto bajando la curva por depósito. Si bien la curva disminuye su valor máximo, en caso de ser necesario, el modelo redistribuye las compras de energía en el tiempo, respecto del Caso Base.

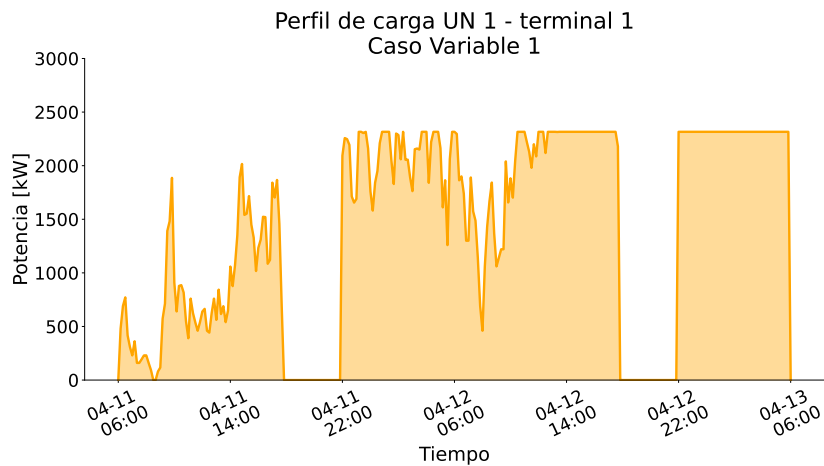


Figura 5.10: Perfil de carga terminal 1 de UN1, Caso Variable 1.

En cuanto al Caso Variable 2, que entrega la figura 5.10, donde baja aún más la potencia, llegando a un peak de 2308.78 [kW] y reduciendo las compras en la componente de potencia suministrada. La justificación de la baja en la curva de potencia de este caso es que, como se relaja la restricción de potencia máxima (pues en este caso se carga con valores entre 0 y 150 [kW]), el modelo utiliza potencias menores respecto al valor máximo con tal de reducir las compras de energía y potencia, cumpliendo con las restricciones asociadas. Nuevamente no hay compras en la hora punta debido a los altos costos de cargar en ese bloque de tiempo.



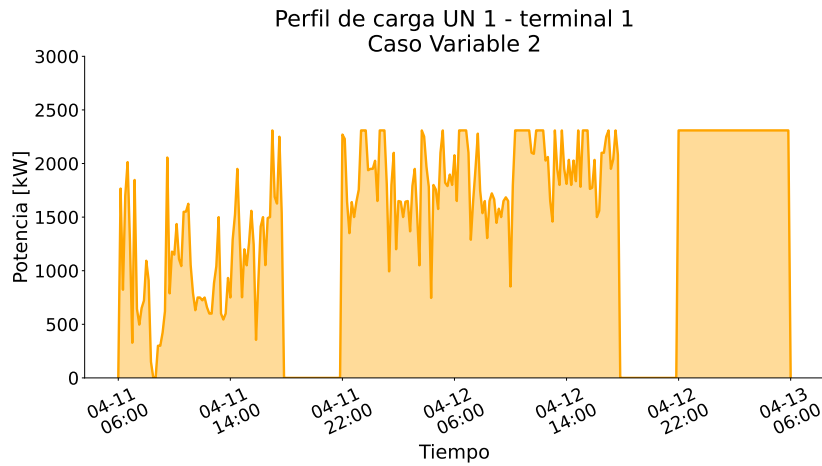


Figura 5.11: Perfil de carga terminal 1 de UN1, Caso Variable 2.

Finalmente se realiza una comparación para los tres casos en el terminal 1 de la Unidad de Negocio 1, como muestra la figura 5.12. El perfil de carga del Caso Base presenta los valores más altos de potencia, alcanzando los 3 [MW] en la segunda noche del horizonte de simulación, mientras que los otros casos poseen potencias máximas de 2.315 [kW] y 2.308 para el Caso Variable 1 y Caso Variable 2, respectivamente. Entregar flexibilidad en la potencia de carga permite reducir la potencia máxima suministrada para la jornada de la operación, implicando menores costos en compras de energía, en comparación al Caso Base 1. Esto se confirma con la figura 5.13, que contiene el perfil de carga promedio para todos los terminales de todas las Unidades de Negocio: existe una potencia máxima mayor para el Caso Base en comparación a los otros dos escenarios debido a la flexibilidad otorgada por la restricción de potencia del cargador, y no hay carga en horario punta.

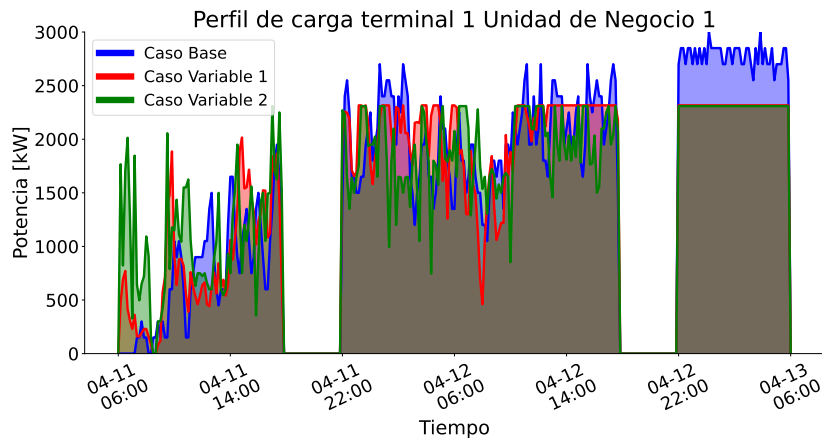


Figura 5.12: Perfil de carga terminal 1 de UN1, comparación de casos

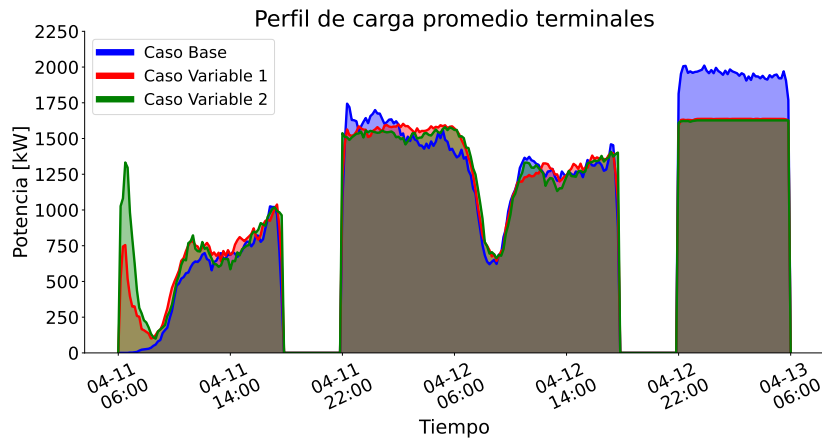


Figura 5.13: Perfil de carga promedio - terminal 1 de UN1

### 5.2.3. Perfil de Unidad de Negocio

La tendencia de los terminales se replica para las Unidades de Negocio correspondientes, en cuanto a la forma y ciertas características comunes a todos los casos en evaluación. Siguiendo con la presentación de resultados, la figura 5.14 muestra el perfil para la Unidad de Negocio 1, de acuerdo al horizonte de simulación utilizado para estos propósitos:

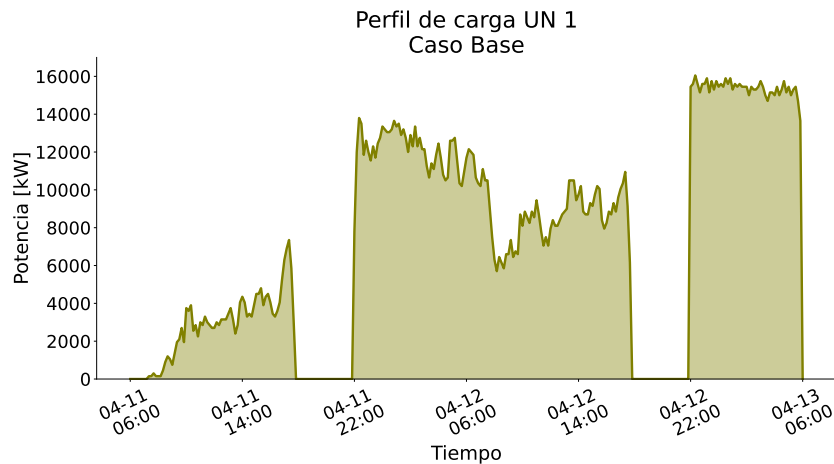


Figura 5.14: Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Base.

Se desprenden los siguientes elementos:

- No hay carga en hora punta, al igual que en el caso de los terminales. Esto se explica por el elevado costo de la potencia en ese bloque horario.
- Concentración de carga en la segunda noche de operación, para cumplir con la condición final de SOC.
- Disminución brusca en la potencia de carga alrededor de las 6 a.m. del 12 de abril de 2018. Esto ocurre por el comienzo de la operación de los buses para el segundo día de operación.

- Inicio del período de evaluación con baja potencia de carga en esta Unidad de Negocio, debido a que los buses se encuentran con un SOC cercano a 100%, no necesitan carga.

Durante los dos días de operación, esta Unidad de Negocios tiene una potencia máxima de 16.05 [MW] y un consumo energético de 356.3 [MWh].

Tal y como se mostró para los terminales, se continuarán entregando resultados para los otros dos casos y para la misma Unidad de Negocios. Se tienen las siguientes figuras, representando el Caso Variable 1 y Caso Variable 2:

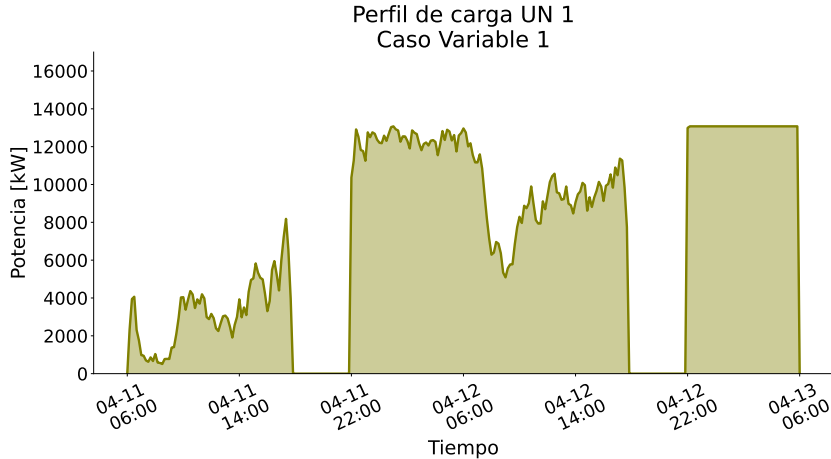


Figura 5.15: Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Variable 1.

La potencia y energía es de 13.07 [MW] y 349.29 [MWh] para el Caso Variable 1; en cuanto al Caso Variable 2, los valores son 13.04 [MW] y 352.54[MWh].

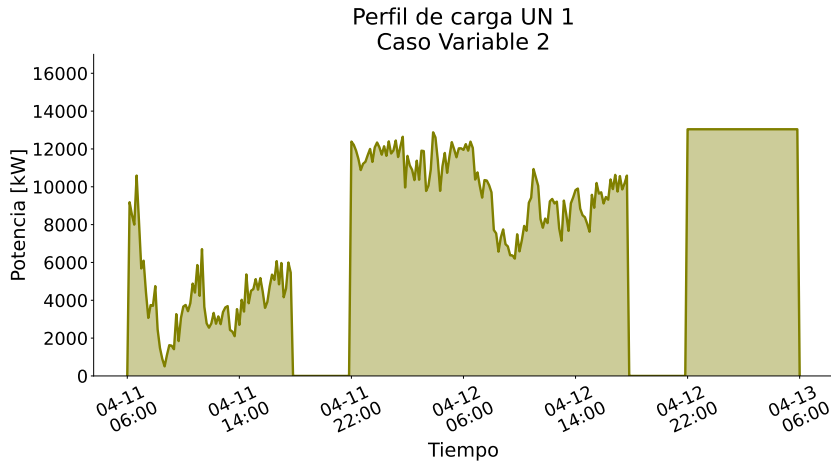


Figura 5.16: Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Variable 2..

## 5.2.4. Electrificación en pasos

### 5.2.4.1. Perfil de buses - carga por terminales

La matriz de estado de flota (explicada en la sección 4.3.1) posee vectores que indican el estado de un bus b en cada uno de los terminales de la Unidad de Negocio respectiva,

indicando si se encuentra estacionado (valor 1) o en ruta (valor 0), por lo que el modelo decide -representado por la variable binaria X- si cargar el bus solo cuando se encuentre estacionado. Esta información es de gran importancia, pues permite conocer la asignación de los eventos de carga entre buses y terminales. Por ejemplo, la patente BBJZ70 de la Unidad de Negocios 7 - figura 5.17 - cumple con el programa de operación durante los dos días de simulación deteniéndose en dos terminales, el 6 (color café claro) y 8 (color cyan), posibilitando la carga solo en terminales y cuando el modelo decida realizarla. Así, este bus posee tres eventos de carga: dos en el terminal 8 (11-04 22:50 - 23:20 y 12-04 6:00-6:30) y uno en el terminal 6 (12-04 16:10 - 16:40).

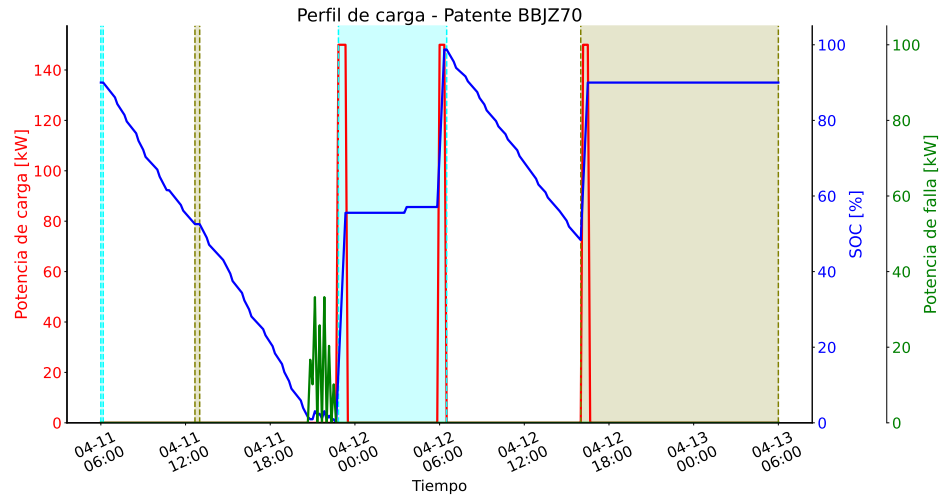


Figura 5.17: Patente BBJZ70 - eventos de carga en terminales.

Conocer los eventos de carga por terminales permite asociar la potencia de carga de los buses que están estacionados en cada terminal a lo largo del tiempo. Ordenando las patentes de acuerdo a la distancia recorrida en forma creciente, y seleccionándolas en pasos de 25% posibilita la confección de los perfiles de terminales, Unidades de Negocios y acumulado general de acuerdo a una adopción progresiva, entendiéndose como la electrificación de los buses del transporte público de Santiago como un proceso gradual a través del tiempo, que requiere evaluar no solo el programa de operación del sistema de transporte, sino también la infraestructura en distribución eléctrica. Este proceso se realiza en la actualidad, pues en Santiago cada cierto tiempo se incorporan buses eléctricos o diésel con norma EURO VI al parque de buses actual, dejando de circular máquinas que poseen mayores factores de emisión de gases de efecto invernadero, como EURO IV o V. De acuerdo a lo anterior, se procede a presentar los resultados de adopción por pasos de 25%, para cada uno de los casos evaluados (ver tabla 5.1).

Previo a los resultados de electrificación por pasos, se muestra el histograma de las distancias recorridas para los buses de todas las Unidades de Negocio, dado por la figura 5.18. Se establece una distancia límite de acuerdo a cada paso, según el ordenamiento de las patentes. Los valores para la distancia máxima en cada porcentaje de electrificación se muestran en la tabla 5.2

### Electrificación por pasos - Histograma distancias recorridas

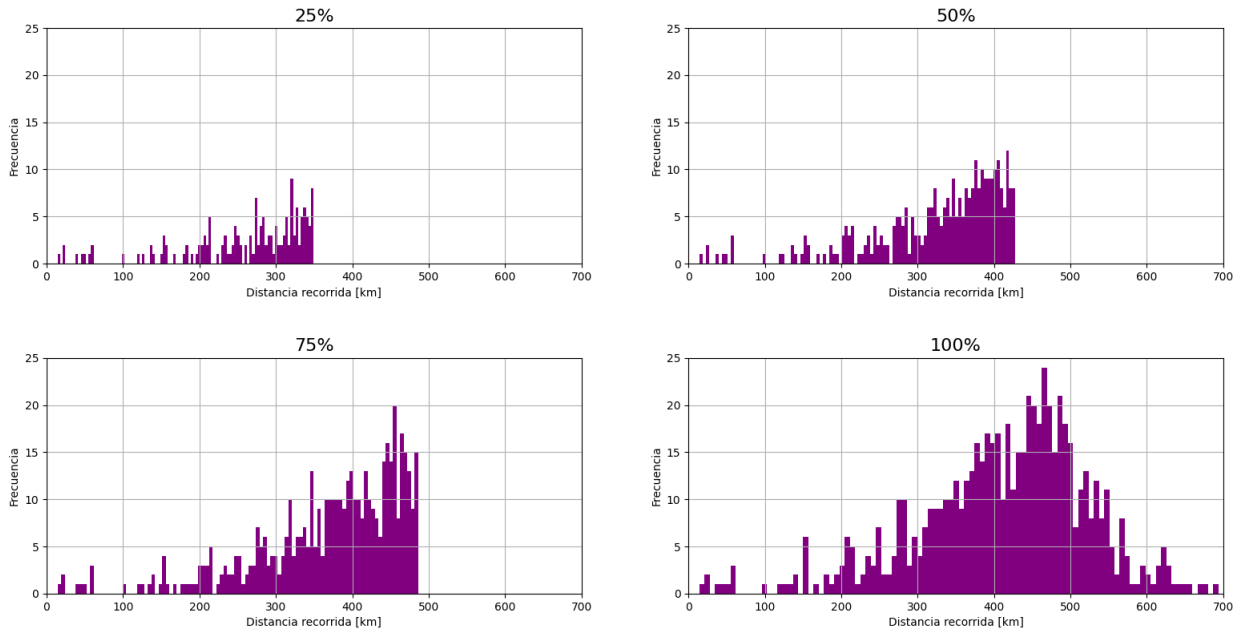


Figura 5.18: Histogramas de electrificación por pasos.

Tabla 5.2: Distancia máxima recorrida por paso de electrificación.

Paso [%]	Distancia máxima recorrida [km]
25	349,3
50	428,0
75	486,3
100	694,2

#### 5.2.4.2. Perfil de terminales

Se utilizará solo el terminal 1 de la Unidad de Negocio 6 como ejemplo, debido a la elevada cantidad de terminales para todas las empresas (57 en total). Detectar la carga de los buses en terminales específicos permite confeccionar el perfil por pasos, utilizando la información de las patentes que forman parte de cada subconjunto. Se observa lo siguiente, según la figura 5.19:

- Para el 25% de las patentes, la potencia máxima de ese terminal es de 750 [kW] o 5 cargadores en paralelo. Los eventos de carga se distribuyen a lo largo de los dos días de operación.
- Al 50% de las patentes, la potencia máxima es de 1.350 [kW] o 9 cargadores en paralelo; gran parte de la carga se concentra entre las 00:00 y 18:00 hrs del 12 de abril.
- Al 75% de las patentes, la demanda máxima es de 1.950 [kW] o 13 cargadores en paralelo. Si bien se produce una concentración de carga para la misma fecha que el porcentaje

anterior, entre las 22:00 del 12 de abril y 06:00 del 13 de abril (i.e., segundo día de operación) los requerimientos de potencia oscilan entre 800 y 1800 [kW], disminuyendo a medida que pasa el tiempo.

- Al 100% de las patentes, la distribución de demanda es tal que se concentra gran parte de la carga en las dos noches del horizonte de simulación. La potencia máxima es de 2.700[kW] o 18 cargadores en simultáneo.

La distribución de carga para el Caso Variable 1 y Caso Variable 2 posee una forma similar al Caso Base (figuras 5.20 y 5.21), pues a medida que aumenta el porcentaje de adopción, gran parte de la carga se realiza en la noche, debido a que es cuando los buses terminan su programa de operación y se encuentran en los terminales. La diferencia respecto al Caso Base radica en la potencia máxima de cada escenario, en línea con las restricciones impuestas (detalles en la tabla 5.1)

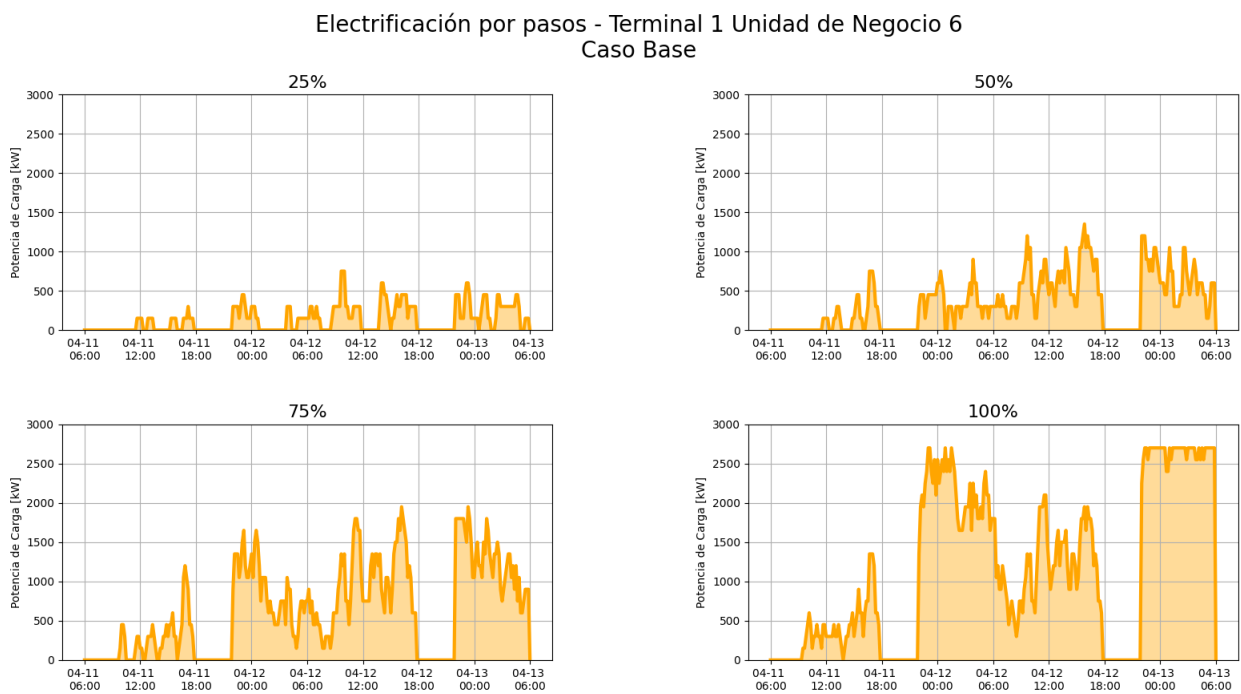


Figura 5.19: Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Base.

Electrificación por pasos - Terminal 1 Unidad de Negocio 6  
Caso Variable 1

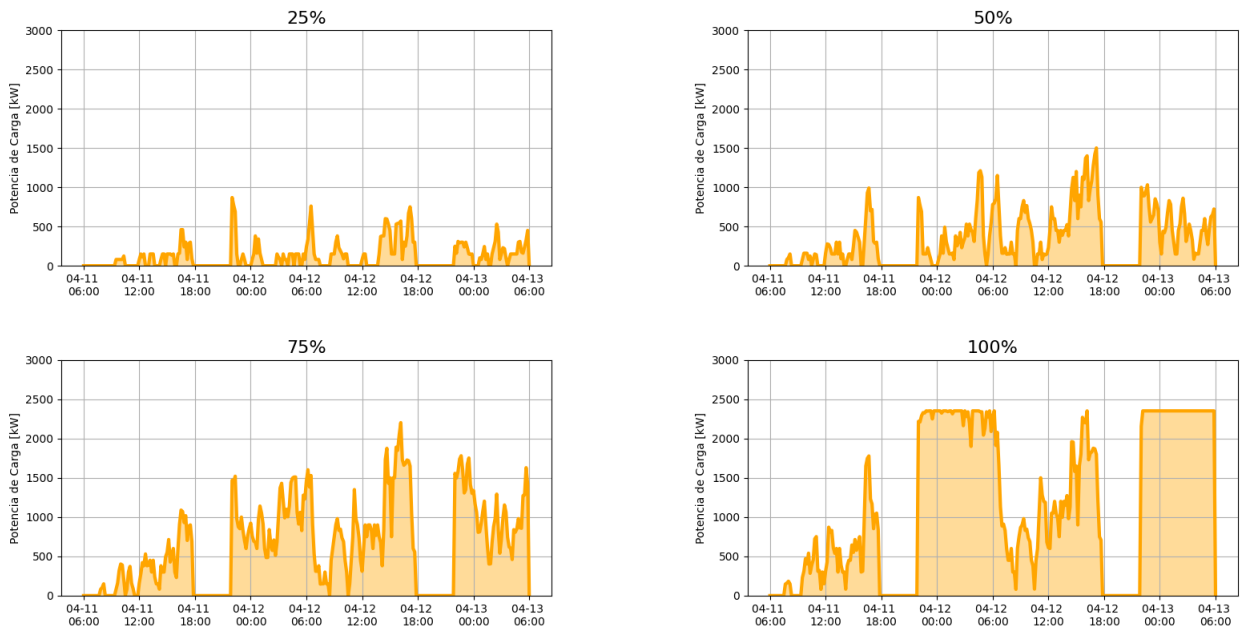


Figura 5.20: Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Variable 1.

Electrificación por pasos - Terminal 1 Unidad de Negocio 6  
Caso Variable 2

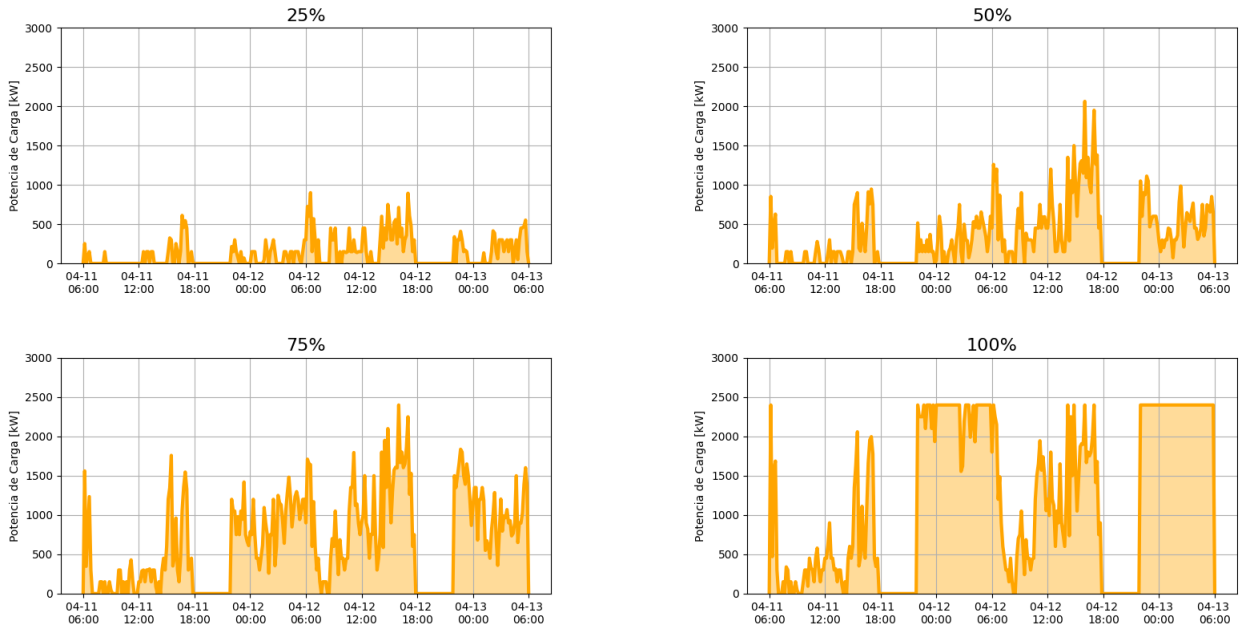


Figura 5.21: Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Variable 2.

5.2.4.3. Perfil de Unidades de Negocio

Las Unidades de Negocio poseen un perfil similar a los terminales, pues existe una concentración de carga en las noches de operación como resultado de la gestión de carga; la adopción por pasos (figuras 5.22, 5.23, 5.24 para Caso Base, Variable 1 y Variable 2) implica una mayor

potencia de carga, pues a medida que aumentan los buses en ruta el modelo decide cargar más buses en forma simultánea. La diferencia en casos radica en la flexibilidad de la potencia de carga, ya que mientras mayor es el rango de potencia del cargador, el modelo decide los eventos de carga sobre las 24 horas y no solo en las noches, bajando la potencia máxima y por lo tanto el valor de las compras del mismo. En la siguiente sección se analizarán los requerimientos energéticos para una adopción al 100%.

Electrificación por pasos - Unidad de Negocio 3  
Caso Base

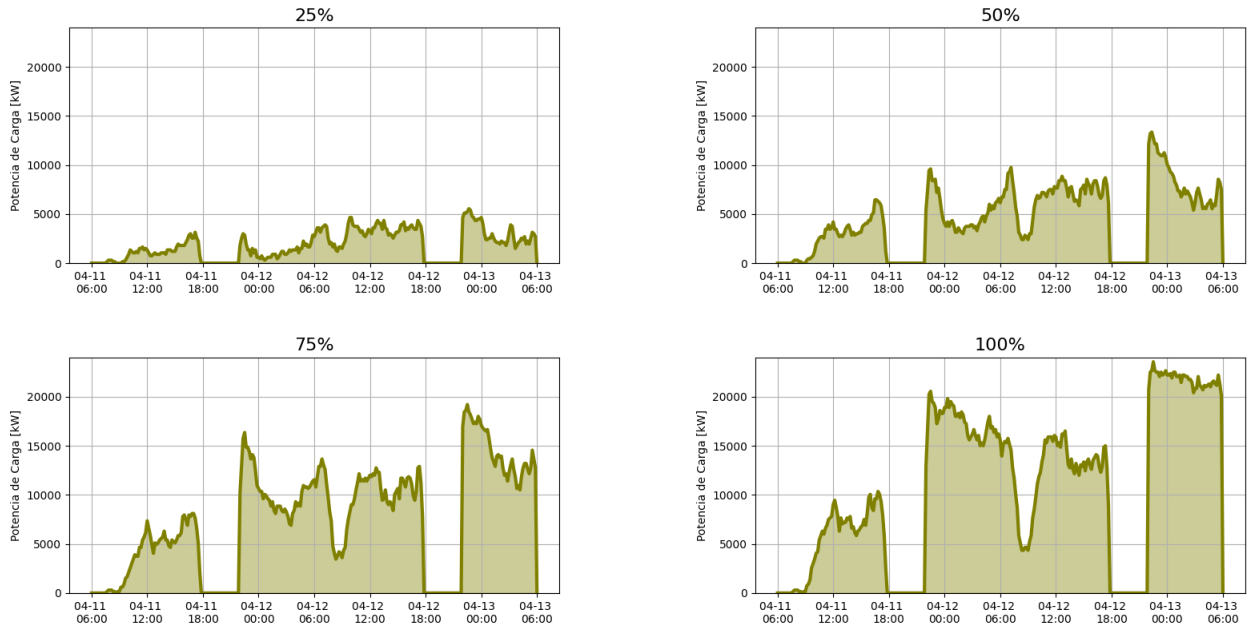


Figura 5.22: Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Base.

Electrificación por pasos - Unidad de Negocio 3  
Caso Variable 1

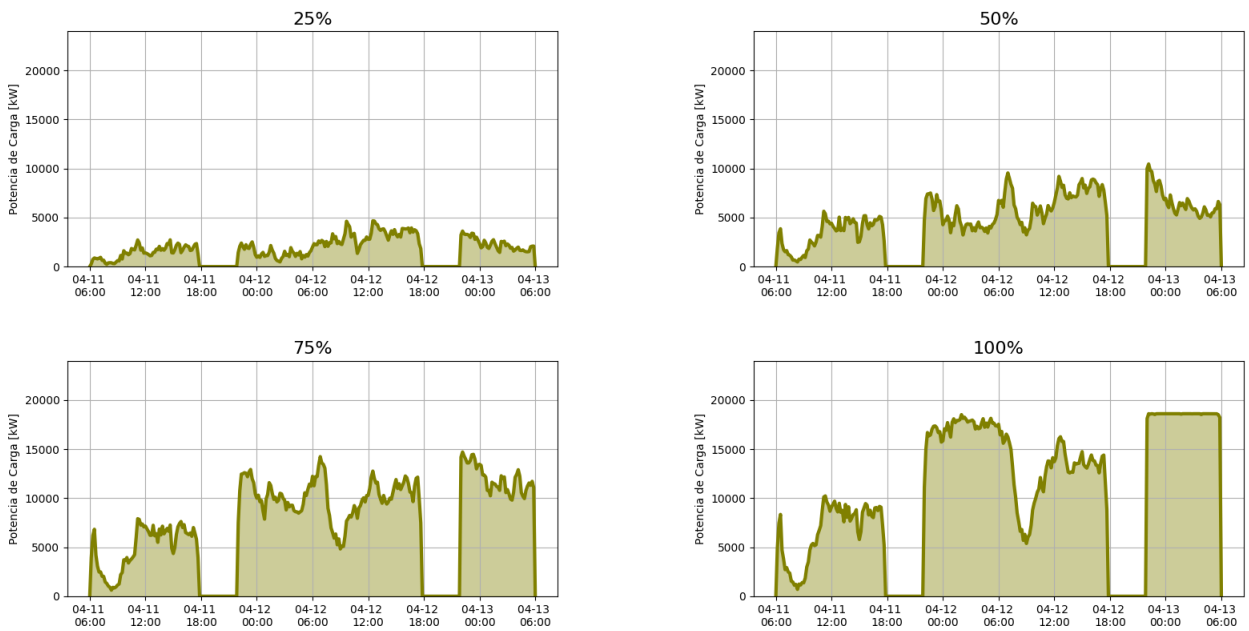


Figura 5.23: Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Variable 1.



### Electrificación por pasos - Unidad de Negocio 3 Caso Variable 2

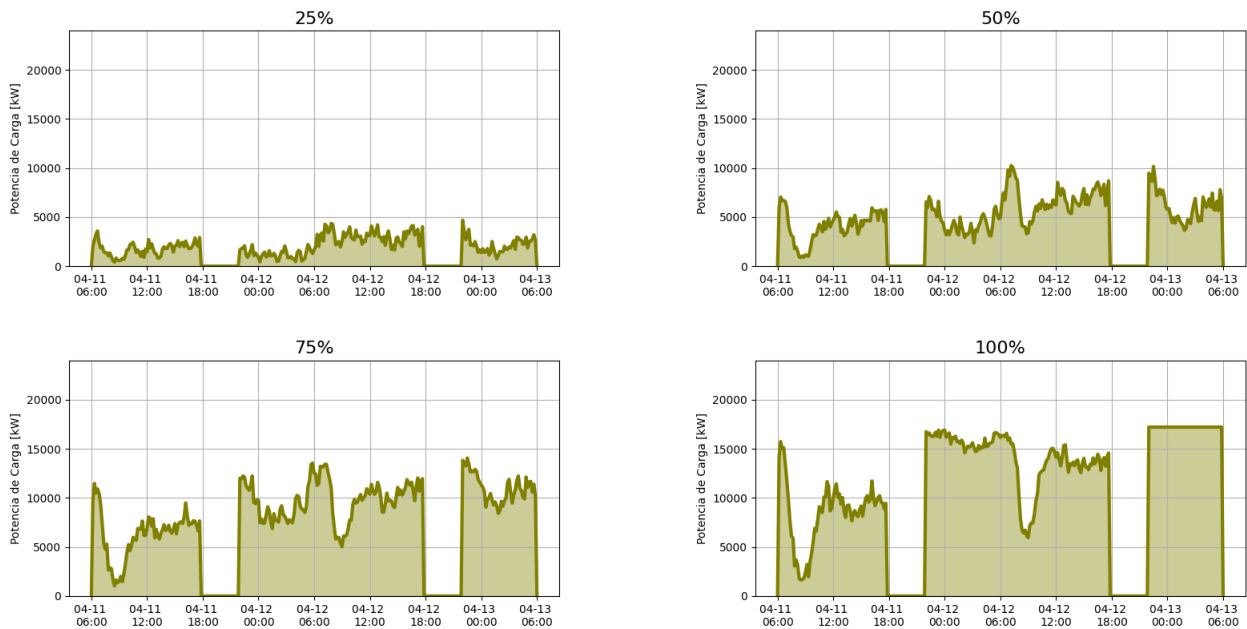


Figura 5.24: Perfil de carga Unidad de Negocios 1, Caso Variable 2.

#### 5.2.4.4. Perfil de demanda acumulada

A diferencia de los perfiles anteriores, en este caso se incluyen los buses que poseen expediciones de falla como un segundo criterio de ordenamiento, manteniendo el criterio de distancias dispuesto en las secciones previas. De acuerdo a esto, electrificación por pasos de acuerdo al orden creciente de la potencia de falla después de la Gestión de Carga, entrega buses con problemas de energía recién en el último cuarto del proceso, para todos los escenarios evaluados. En la práctica no necesariamente significa que todos los buses de este último paso fallen. Los valores de energía y potencia son más altos a medida que el modelo posee mayores restricciones en cuanto a la potencia de carga, reflejado en un mayor requerimiento de energía y potencias de falla. Finalmente las curvas de energía y potencia en los dos días de operación se utilizan como demanda asociada a buses eléctricos para el OSE2000, como se explicó en la metodología.

### Electrificación por pasos - Caso Base

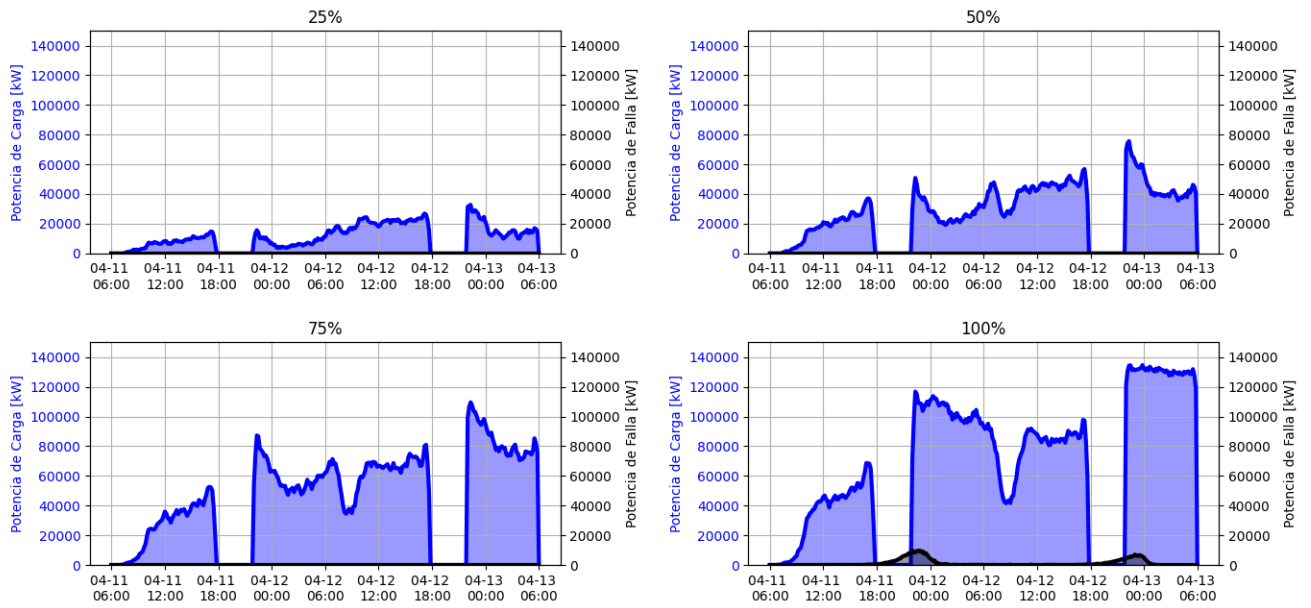


Figura 5.25: Electrificación por pasos, Caso Base.

### Electrificación por pasos - Caso Variable 1

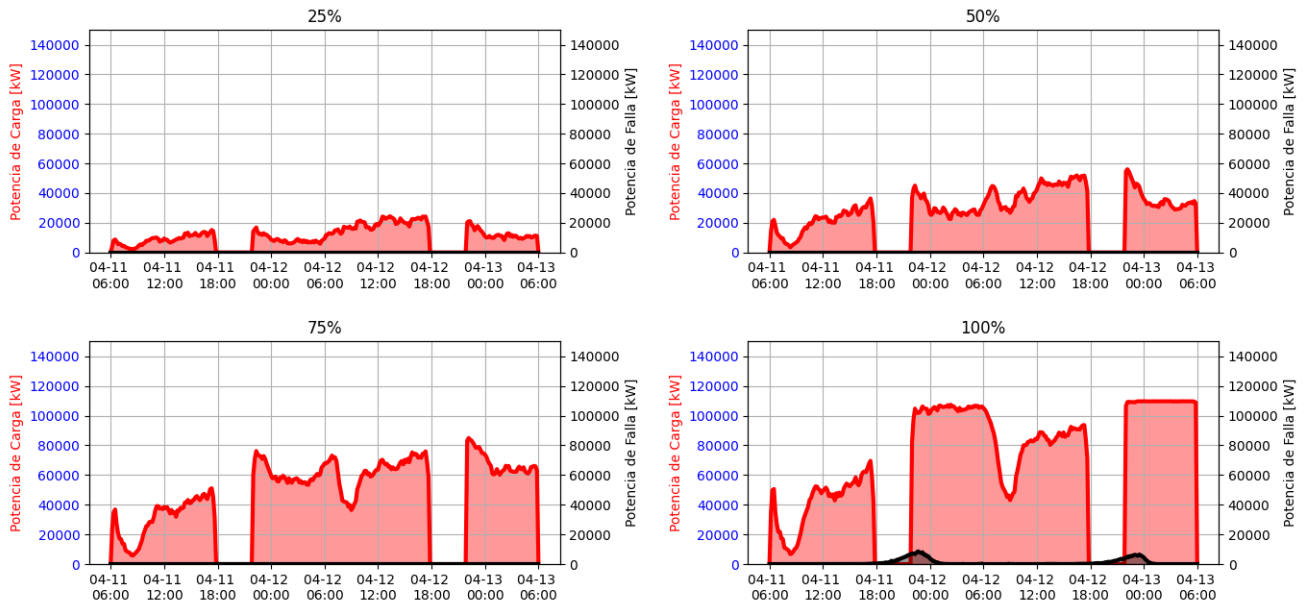


Figura 5.26: Electrificación al 100%, Caso Variable 1.

## Electrificación por pasos - Caso Variable 2

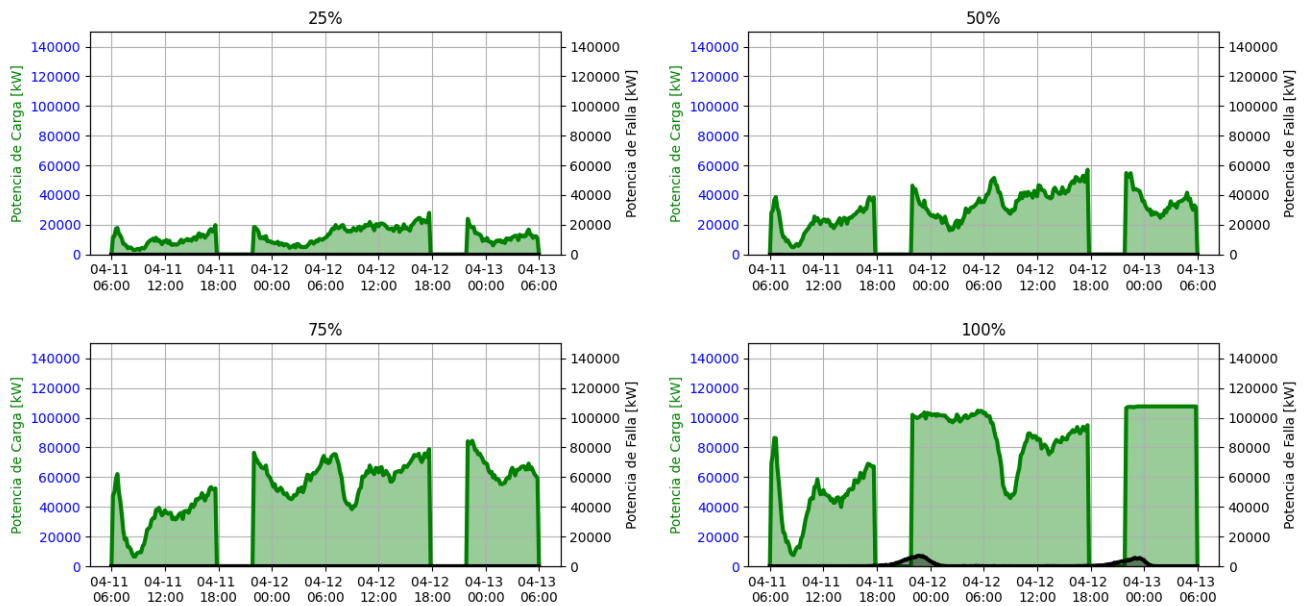


Figura 5.27: Electrificación al 100%, Caso Variable 2.

### 5.2.5. Perfil general de demanda acumulada.

En cuanto al perfil de demanda acumulada -que considera la suma de todos los perfiles de las Unidades de Negocio sobre cada intervalo de tiempo-, la figura 5.28 entrega la comparación de los tres escenarios. Es posible establecer las siguientes características en común para los tres elementos:

- No hay carga en hora punta, debido al alto costo de la potencia en este intervalo de tiempo.
- Buses concentran su carga en la noche, debido a que la operación de buses en Santiago transcurre entre las 6:00 hrs y 23:00 hrs para la mayor parte de los recorridos, es en la madrugada donde utilizan el tiempo estacionado para cargar y cumplir con la operación del día siguiente.
- Entre las 7:00 y 12:00 de cada día existe una disminución en la carga de buses. La justificación de este comportamiento es por la poca disponibilidad de los buses a cargarse en ese bloque horario, dada su ajustada operación durante la mañana.

Ahora bien, revisando los comportamientos en particular por cada escenario, se aprecia una potencia de suministro mayor para el Caso Base, principalmente asociada a la segunda noche y como respuesta a los tiempos mínimos de carga junto con la inflexibilidad de la potencia (fija e igual a 150 [kW]). Los otros dos perfiles poseen una potencia suministrada máxima bastante menor (109,7[MW] y 109 [MW] para Caso Variable 1 y Caso Variable 2, respectivamente), sin embargo, poseen una potencia de carga al inicio de la operación y a diferencia del primer escenario. Por lo tanto, permitir una mayor flexibilidad en las potencias de carga entrega una mayor holgura al momento de elegir el instante de carga, pues en los casos variables se puede

cargar a potencias más bajas por el tiempo mínimo, sin necesidad de violar la restricción asociada a SOC máximo para cada bus.

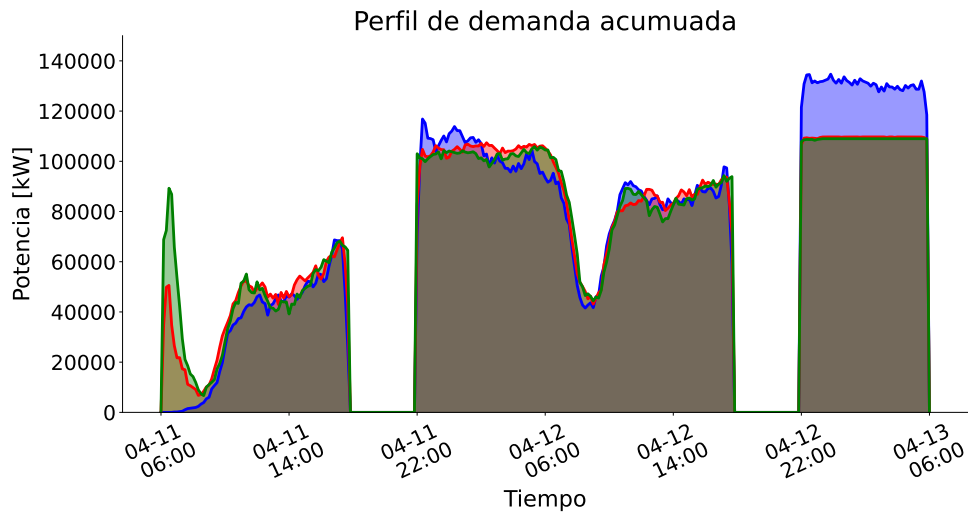


Figura 5.28: Perfil de demanda acumulada general.

Tabla 5.3: Energía y potencia por escenario

Caso	Energía [GWh]	Potencia [MW]
Base	3,186	134,7
Variable 1	3,138	109,7
Variable 2	3,155	109,0

La flexibilidad en la carga también se refleja en el estado de carga promedio durante el período de operación. La figura 5.29 entrega el comportamiento del SOC para ambos días, en donde se aprecia un estado de carga medio que no baja del 40%, y recién en el final de la operación alcanza niveles sobre el 90%, de acuerdo con la restricción asociada a la energía en el instante de término. Asimismo, también se desprende un SOC más bajo del Caso Base respecto de los otros dos, para gran parte de los dos días; recién después de la medianoche del segundo día aumenta el promedio.

Es importante recalcar que la figura 5.29 entrega el comportamiento del SOC para el promedio, pues existen buses de falla asociados a un banco de baterías vacío al momento de realizar alguna expedición, así como en el mismo instante de tiempo puede haber una gran cantidad de buses estacionados, que permiten la carga de acuerdo a las restricciones asociadas.

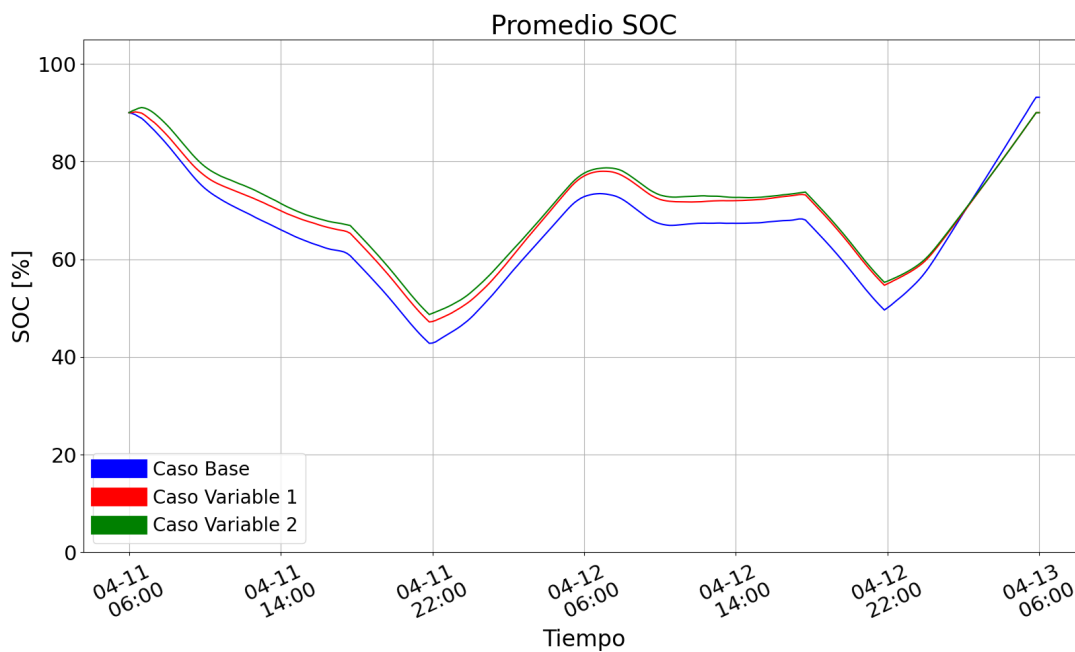


Figura 5.29: Promedio Estado de Carga (SOC) para buses en operación.

La información dispuesta en este apartado entrega una idea sobre los requerimientos de los buses eléctricos a nivel de la Región Metropolitana, pues considerando un único perfil como la suma de todos los terminales de todas las Unidades de Negocio, la potencia necesaria para estos fines es de **al menos 109 [MW]**, llegando incluso a **134,7 [MW]**, que depende de la restricción asociada a la potencia de carga. Si consideramos que la demanda máxima del Sistema Eléctrico Nacional para el 2020 fue de 10.891 [MW], **la demanda de buses eléctricos representa un aumento 1.3% respecto del peak**, para el caso de menor flexibilidad que entrega un mayor valor de potencia. Es de considerar que este porcentaje es solo estimativo y como una cota superior al problema, pues no se hicieron cálculos de demanda coincidente de la hora peak del 2020 respecto de la demanda máxima de buses.

Los requerimientos de energía y potencia para los terminales de las distintas Unidades de Negocio también varían de acuerdo a la forma en que se gestione la carga. A modo representativo, la tabla 5.4 entrega los valores para potencia, y 5.5 para energía, en todos los casos evaluados:

Tabla 5.4: Valores de potencia máxima suministrada por caso.

Operador	Terminal	Caso Base	Caso Variable 1	Caso Variable 2
1	1	3.000	2.315	2.308
	2	2.250	1.760	1.753
	3	1.050	811	815
	4	2.400	1.855	1.853
	5	1.950	1.501	1.464
	6	4.500	3.681	3.701
	7	1.350	1.147	1.143
2	1	2.850	2.470	2448
	2	2.100	1.713	1.720
	3	3.300	2.463	2.452
	4	2.250	1.755	1.756
	5	2.250	1.681	1.652
	6	2.850	2.096	2.103
	7	2.850	2.110	2.047
	8	5.850	4.715	4.721
	9	2.250	1.632	1.652
3	1	2.100	1589	1589
	2	1.050	780	751
	3	3.000	2.401	2.399
	4	2.250	1.704	1.697
	5	1.650	1.269	1.259
	6	1.950	1.542	1.535
	7	1.800	1.368	1.402
	8	1.800	1.425	1.412
	9	900	524	561
	10	1.200	971	968
	11	2.250	1.579	1.550
	12	1.050	740	739
	13	1.800	1.293	1.264
	14	1.950	1.410	1.423
4	1	3.600	3.031	3.055
	2	1.800	1.321	1.290
	3	3.450	2.688	2.794
	4	1.650	1.274	1.372
	5	4.050	3.119	3.299
	6	1.800	1.321	1.439
	7	1.650	1.166	1.185
	8	3.150	2.420	2.644
	9	4.500	3.537	3.696
5	1	2.100	1.589	1.544
	2	1.050	780	643
	3	3.000	2.401	2.285
	4	2.250	1.704	1.512
	5	1.650	1.269	1.164
	6	1.950	1.542	1.438
	7	1.800	1.368	1.207
	9	1.800	1.425	1.299
	9	900	524	450
	10	1.200	971	897
	11	2.250	1.579	1.502
	12	1.050	740	720
	13	1.800	1.293	1.206
	14	1.950	1.410	1.334
6	1	2.700	2.352	2.398
	2	1.800	1.356	1.367
	3	2.100	1.642	1.639
	4	3.150	2.362	2.297
	5	1.800	1.200	1.226
	6	3.300	2.288	2.292
7	1	1.950	1.563	1.579
	2	1.650	1.294	1.247
	3	3.300	2.639	2.637
	4	1.200	930	920
	5	900	716	743
	6	900	560	504

Tabla 5.5: Valores de energía suministrada por caso.

Operador	Terminal	Caso Base	Caso Variable 1	Caso Variable 2
1	1	70.325	68.607	68.557
	2	54.350	52.960	53.999
	3	23.525	23.671	24.158
	4	44.975	43.749	44.759
	5	42.975	42.678	41.979
	6	99.350	97.340	97.468
	7	20.800	20.286	21.618
2	1	64.425	66.975	61.664
	2	64.050	63.775	63.919
	3	86.300	84.216	83.373
	4	65.775	64.652	64.101
	5	47.125	45.459	44.361
	6	71.500	71.696	70.265
	7	67.900	64.455	66.658
	8	159.800	155.421	161.370
3	9	50.250	48.127	51.065
	1	39.925	40.469	39.420
	2	22.125	20.575	21.857
	3	60.775	60.784	61.282
	4	52.725	51.640	51.404
	5	29.400	29.353	28.784
	6	41.550	40.774	41.043
	7	32.775	32.591	32.599
	8	39.100	38.985	38.962
	9	15.150	15.051	15.656
	10	29.425	28.370	29.367
	11	54.675	52.794	52.952
	12	20.000	19.611	19.397
	13	36.150	36.195	34.928
14	45.525	43.379	45.786	
4	1	92.275	92.186	87.869
	2	44.650	44.101	41.601
	3	95.000	92.182	92.240
	4	39.975	40.395	40.105
	5	91.625	90.071	88.320
	6	44.375	43.176	44.886
	7	26.775	26.261	26.974
	8	60.900	60.067	60.208
	9	112.475	114.163	118.708
5	1	39.925	40.469	39.560
	2	22.125	20.575	22.410
	3	60.775	60.784	60.192
	4	52.725	51.640	50.939
	5	29.400	29.353	29.930
	6	41.550	40.774	40.201
	7	32.775	32.591	33.749
	8	39.100	38.985	38.963
	9	15.150	15.051	15.071
	10	29.425	28.370	29.072
	11	54.675	52.794	53.641
	12	20.000	19.611	20.703
	13	36.150	36.195	34.566
	15	45.525	43.379	47.281
	6	1	56.600	56.146
2		24.025	23.584	23.461
3		35.725	35.122	35.323
4		62.725	61.345	6.134
5		37.175	36.899	37.653
6		58.150	58.802	59.243
7	1	57.575	56.213	57.579
	2	39.650	39.780	39.886
	3	74.050	73.328	74.031
	4	24.575	24.040	23.982
	5	18.675	18.926	19.723
	6	17.500	16.228	15.102

### 5.3. Expediciones con falla - Electrificación

Como se explicó en la metodología, la definición de expediciones con falla es todo aquel recorrido que debido a los requerimientos energéticos en ese viaje necesita una cantidad de energía mayor a la disponible en el banco de baterías. En otras palabras, el bus se queda sin energía en ruta, y es ahí donde se carga virtualmente a través de la potencia de falla, i.e.,  $P_{falla,b,t} > 0$ . Esta definición aplica para todos los casos evaluados en esta memoria, garantizando la convergencia del problema de optimización. En primera instancia se mostrará un caso representativo de bus con potencia de falla activada, de acuerdo a la figura 5.30:

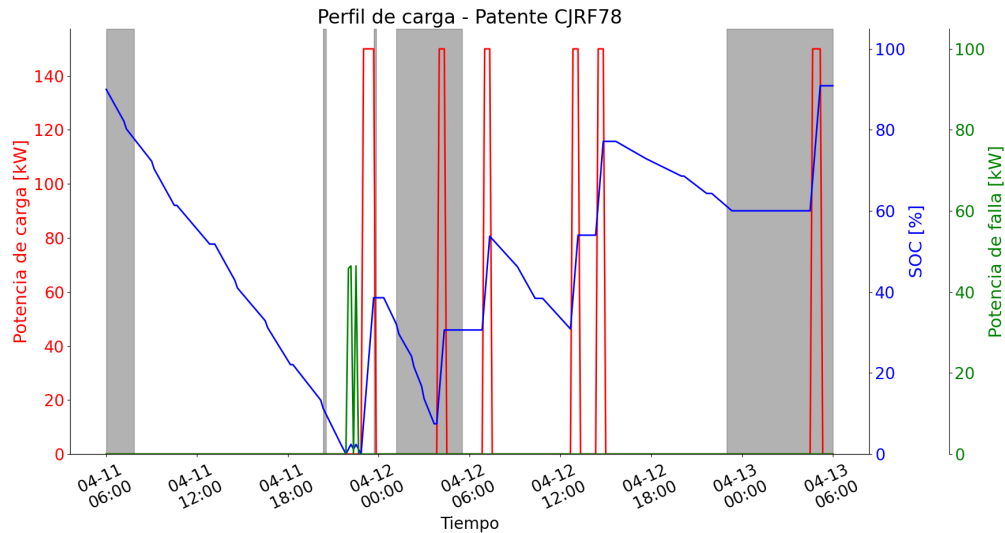


Figura 5.30: Perfil de carga patente CJRF78, Caso Base.

La patente CJRF78 realiza sucesivas expediciones desde el comienzo del horizonte de simulación, para luego llegar a un instante donde no tiene energía suficiente para continuar (11 de abril de 2018, próximo a las 22 horas); es ahí donde se activa la potencia de falla, en este caso representada por la curva de color verde. Una vez terminada la expedición, el bus se cargará en forma normal y de acuerdo a la disponibilidad de tiempo, recordando que se mantiene como premisa la no modificación del programa de operación.

También puede ocurrir el caso en que la potencia de falla se active mientras no está en ruta, pues no existe una restricción que imponga la activación de esta variable solo en ruta. Un ejemplo concreto se visualiza en la figura 5.31, en este caso se activan tres eventos de potencia de falla positiva:

- Al inicio del horizonte de simulación, entre 6 y 7 a.m. del 11 de abril de 2018, cuando el bus está con  $SOC = 90\%$  el modelo decide cargar mediante potencia de falla.
- Después de medianoche del 12 de abril de 2018 hay un pequeño peak de potencia de falla, sin que el bus esté en ruta ni con energía insuficiente.
- Entre 23:00 hrs del 12 de abril y medianoche del 13 de abril, para continuar con su expedición en ruta.



De los tres eventos de  $P_{falla_{b,t}} > 0$  para esta patente, se contabiliza solo el último al momento de determinar el porcentaje de electrificación de buses del transporte público de Santiago, puesto que presenta una necesidad real de carga y/o reemplazo, a diferencia de las otras dos.

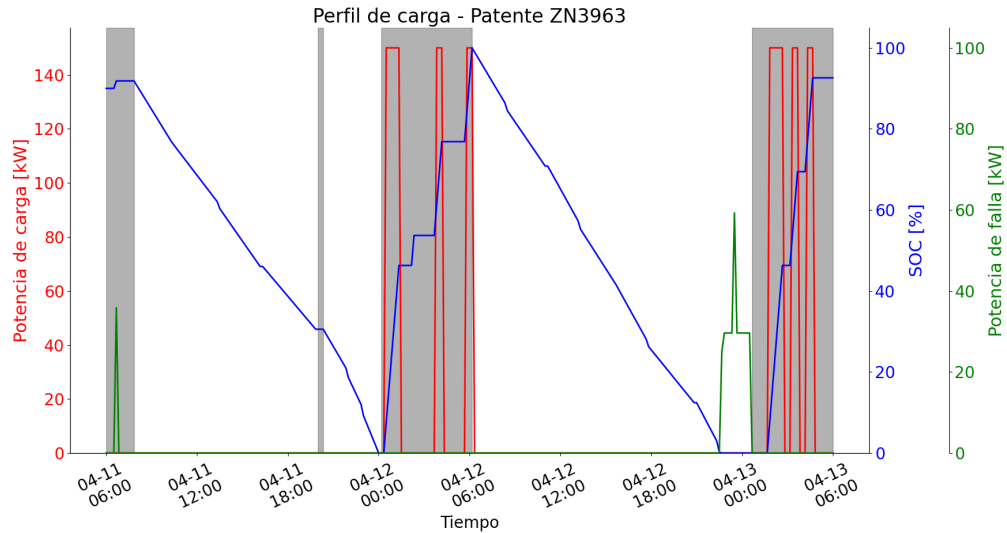


Figura 5.31: Perfil de carga patente ZN3963, Caso Base.

Como se comentó anteriormente, variar la restricción de potencia de carga entrega cierta flexibilidad respecto a la toma de decisión de carga. Un análisis respecto a los eventos de falla de todos los buses entrega mayores información sobre los instantes donde ocurren.

El gráfico 5.32 muestra el comportamiento de las fallas a lo largo del período de evaluación, para el Caso Base. La mayor parte de las fallas se concentran en la hora punta (entre 18 y 22 hrs), como una mezcla entre la gran cantidad de expediciones después de la jornada laboral semanal, disponiendo de menores tiempos de carga por parte de los buses, así como también el alto costo de cargar en esa hora.

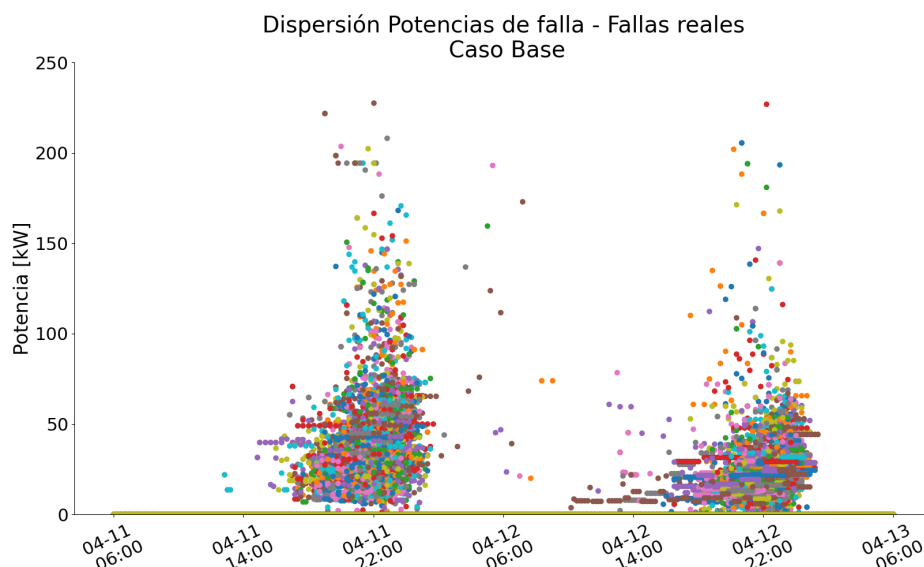


Figura 5.32: Dispersión de fallas, Caso Base.

Por otro lado, los resultados de potencias de falla entregan información sobre el porcentaje de electrificación del sistema de buses de Santiago. A continuación, la tabla 5.8 muestra los resultados de la proporción de buses con falla respecto de los que fueron utilizados diariamente en el programa de operación del 2018, para el Caso Base:

Tabla 5.6: Porcentajes de electrificación - Caso Base.

Período	Electrificación [%]
Día 1	97.03
Día 2	98.02
Completo	97.23

Los porcentajes de electrificación para este escenario son mayores al 97% en ambos días. Respecto a la electrificación para el período completo, se da la particularidad que algunos buses solo presentan falla el primer día y no el segundo, y viceversa; esto hace variar ligeramente la proporción global.

En cuanto a los otros escenarios, se repite la misma lógica para los Casos Variable 1 y Caso Variable 2 (figuras 5.33 y 5.34, respectivamente). Sin embargo, en ambos casos disminuye la cantidad de expediciones con falla debido a la flexibilidad para cargar en menores potencias.

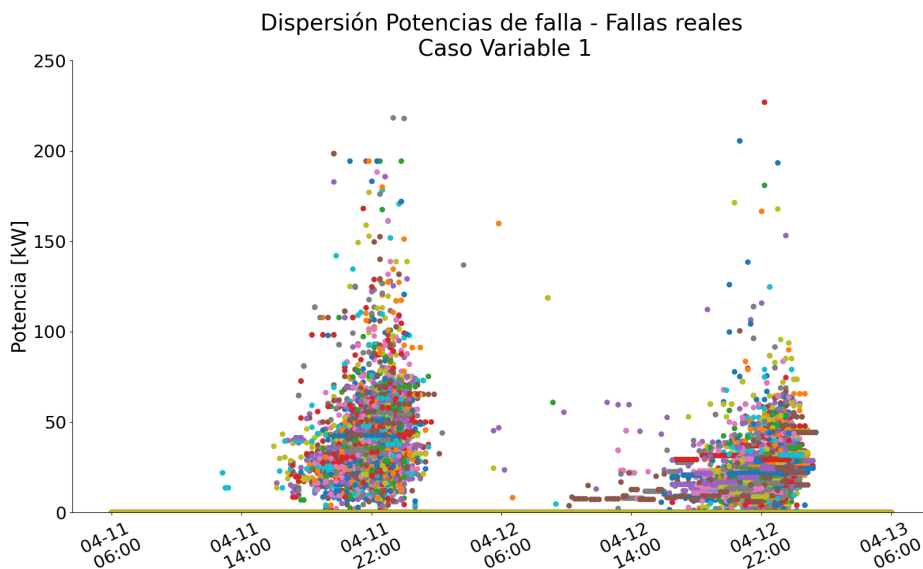


Figura 5.33: Dispersión de fallas, Caso Variable 1.

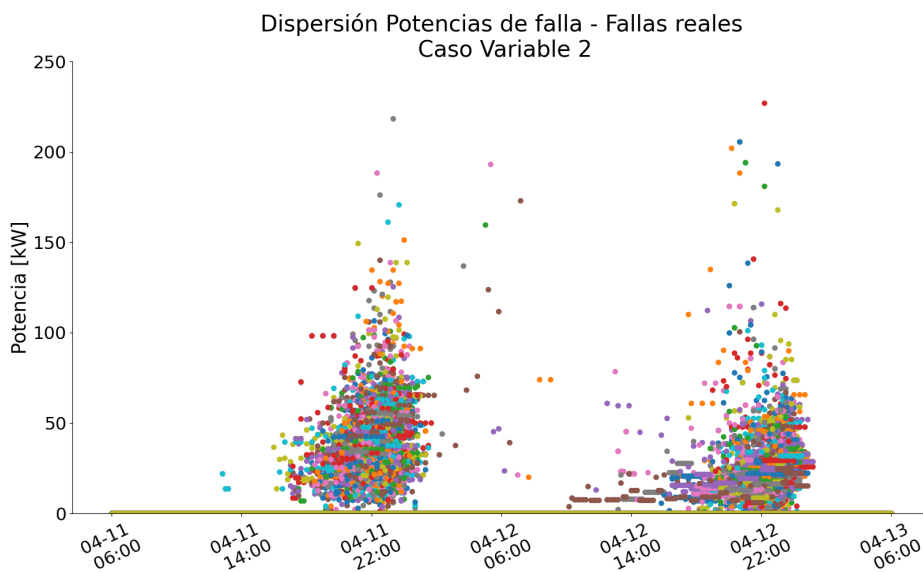


Figura 5.34: Dispersión de fallas, Caso Variable 2.

La forma de los gráficos de dispersión y su comportamiento asociado se refleja en un mayor porcentaje en la electrificación para cada escenario. El Caso Variable 2 finalmente es el que posee la mayor flexibilidad en la carga, reflejándose en los porcentajes diarios de expediciones sin fallas respecto a la cantidad total. Por otro lado, se mantienen los porcentajes globales para ambos casos.

Tabla 5.7: Porcentajes de electrificación - Caso Variable 1.

Período	Electrificación [%]
Día 1	97.49
Día 2	98.13
Completo	97.55

Tabla 5.8: Porcentaje de electrificación - Caso Variable 2.

Período	Electrificación [%]
Día 1	97.68
Día 2	98.16
Completo	97.55

Comparando los porcentajes de ambos días de operación para cada caso, se presenta una electrificación para la misma cantidad de expediciones en los casos Variable 1 y Variable 2, mientras que el Caso Base presenta un ligero menor valor (0.32% inferior). Por lo tanto, si bien cambian los porcentajes de acuerdo a la restricción de potencia de carga, no tiene mayor influencia al momento de detectar y extraer las expediciones con potencias de falla en la operación.

Continuando con la energía de falla, dado que el gráfico de dispersión de cada escenario presenta comportamientos similares en cuanto a eventos y magnitud de potencias. La figura C.7 entrega los perfiles asociados a esta potencia.

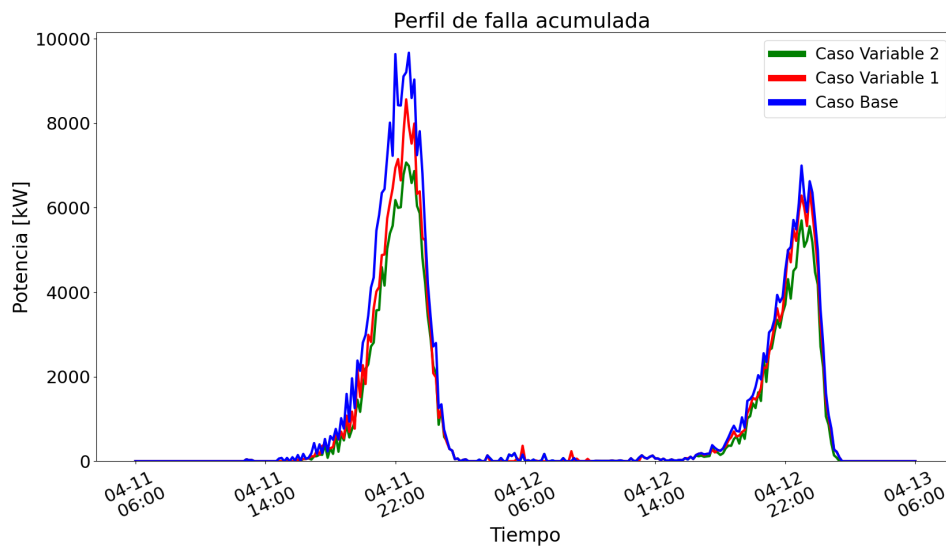


Figura 5.35: Perfil de falla acumulada.

La demanda de los buses con falla se concentra entre las 18 y 24 horas de cada día de operación, coincidiendo con gran parte del horario punta. Los valores de energía y potencia para las expediciones con falla se muestran en la tabla 5.9:

Tabla 5.9: Energía y potencia de falla

Caso	Energía [MWh]	Potencia [MW]
Base	55,25	9,66
Variable 1	47,12	8,56
Variable 2	41,57	7,06

### 5.3.1. Costos de operación

Utilizando los costos de energía y potencia para la gestión de carga (tabla 4.10) y dado que el precio de la potencia se calcula en forma mensual y la energía en cualquier instante de operación, los cálculos se llevan a valores mensuales, para obtener así un estimado de lo que deberían pagar en promedio las Unidades de Negocio al electrificar completamente la flota. Con esto se dará un indicio acerca del valor que paga el cliente final por uso de redes de distribución, uso del sistema de transmisión y pago por generación de energía con la suministradora que se realice el contrato. De igual forma se extrapolan los kilómetros recorridos durante los dos días de operación, para calcular el valor que debe pagar en electricidad por kilómetro. Para una distancia de 2.523.677 [km] entre todos los buses en ruta en los dos días de operación, se realizan los cálculos correspondientes que se muestran en la tabla 5.10:

Tabla 5.10: Costo de electricidad (energía y potencia) por caso.

Caso	Costo electricidad [\$/mes]	Costo por kilómetro [\$/km]
Base	3.447.499.929	25.49
Variable 1	3.302.304.248	24.42
Variable 2	3.289.020.657	24.32

## 5.4. Análisis de Sistema Eléctrico Nacional

A continuación, se presentan los resultados de las simulaciones del Sistema Eléctrico Nacional a través de OSE2000, para los perfiles de demanda acumulada en los distintos casos en un 100% de adopción. Se analizarán los cuatro escenarios presentados en los casos de estudio (sección 4.7) en comparación al escenario que no incluye buses eléctricos ni cierre agresivo de centrales a carbón (escenario *Benchmark*). La forma de desglosar los resultados será la siguiente:

- En primer lugar, se mostrarán los resultados de los perfiles de Caso Base y Caso Variable 2 en el despacho económico de carga y se compara con el *Benchmark*.
- Luego se darán a conocer los resultados de sensibilidad consistentes en agregar los escenarios de descarbonización junto con las curvas.

Se presentarán los resultados en valores anuales, comenzando en 2021 -coincidiendo con el inicio de operación de los buses eléctricos- y culminando en 2030, mientras que para análisis más específicos se detallarán años particulares, apuntando principalmente a los escenarios que involucran descarbonización. En específico, se mostrará lo siguiente:

- **Generación:**

- Energía generada bruta anual, como la suma de todas las tecnologías.
- Energía generada por tecnología, ordenadas desde la base hasta la punta.

- **Costos Maginales:**

- Promedio del sistema, considerando las 24 horas del día.
- Barra Alto Jahuel 220, que es la principal barra de suministro a la Región Metropolitana.
- Mismas dos anteriores pero para las horas de noche.

- **Costo de operación del sistema**

La revisión de generación por tipo de central se realizará para las unidades desde la base del despacho hasta la punta, en orden a identificar la variación de tecnologías de acuerdo al aumento de la demanda por buses eléctricos.

Por otro lado, se entregan los resultados de costos marginales para las horas de noche debido a que tal y como se mostró en los resultados asociados a la Gestión de Carga, los buses concentran la mayor parte de su carga en la noche. Así, se busca estudiar los resultados de la operación del sistema de generación y transmisión durante las horas de mayor demanda asociada a la carga de buses. Posteriormente se harán las comparaciones de los escenarios hipotéticos de descarbonización agresiva.

## **5.4.1. Escenarios de operación normal**

### **5.4.1.1. Generación total**

La generación anual del sistema considerando todas las tecnologías -que cubren la demanda y pérdidas asociadas al sistema- entrega resultados crecientes a lo largo del tiempo. La figura 5.36 muestra la generación para el *Benchmark*, Caso Base y Caso Variable 2, donde si bien es difícil establecer diferencias a simple vista entre los escenarios de demanda eléctrica y el de referencia, el aumento en la generación corresponde a la electrificación de los buses del transporte público de Santiago.

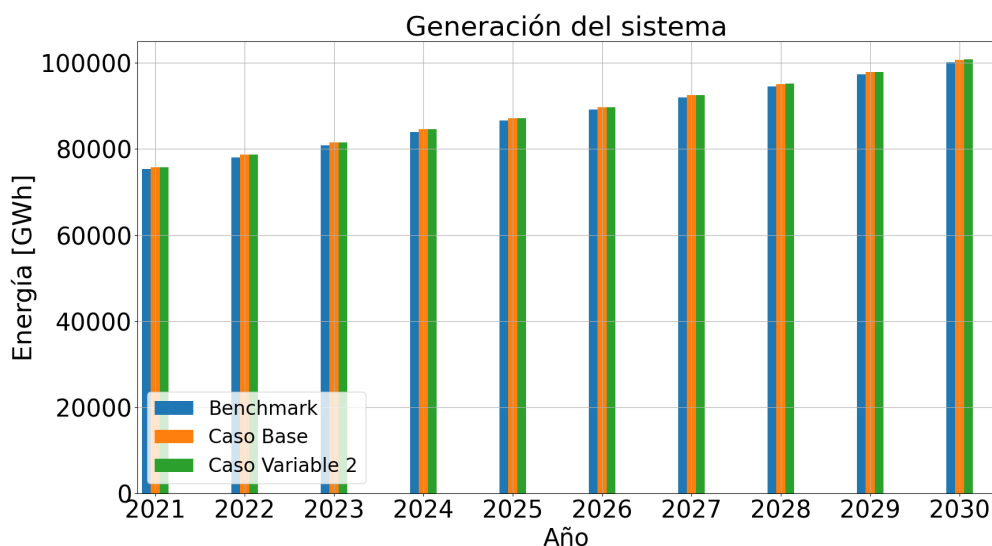


Figura 5.36: Generación anual de energía - período 2021-2030.

Para verificar si la diferencia entre los escenarios de demanda de buses eléctricos y el *Benchmark* es efectivamente el consumo de los buses, se realizará un cálculo simple para un año en particular. La tabla 5.11 muestra la generación anual para el año 2025:

Tabla 5.11: Generación de energía al 2025

Caso	Energía [GWh]
Benchmark	86.588
Base	87.158
Variable 2	87.174

El Caso Base general 570 GWh anuales que el *Benchmark*, por lo tanto es posible realizar una estimación de cuánta energía extra se genera por mes y día, bajo el supuesto que el consumo diario es el mismo y todos los meses poseen la misma cantidad de días (el cálculo es idéntico para los otros años):

$$570 \left[ \frac{GWh}{año} \right] \Rightarrow 47.5 \left[ \frac{GWh}{mes} \right] \Rightarrow 1.58 \left[ \frac{GWh}{día} \right] \quad (5.1)$$

Por otro lado, según los resultados de la gestión de carga en el Caso Base (sección 5.2.5), para dos días de operación de buses se requieren 3,186 [GWh], o 1,593 [GWh] diarios; comparando con los resultados del OSE, para el 2025 la diferencia es de 0.013[GWh]. Si se considera la diferencia entre el Caso Normal y el *Benchmark* para el período 2022-2025, el aumento de la demanda producto de las simulaciones en OSE2000 oscila entre 558,7 y 584,2 [GWh], mientras que el perfil resultante de la gestión de carga extrapolado al año completo es de 581,4 [GWh]. La diferencia se puede atribuir a dos factores:

- La generación proviene de distintas fuentes a lo largo del país. Al modelar las líneas de transmisión se deben considerar la resistencia e impedancia correspondiente, en directa relación con las pérdidas. Por lo tanto, cambiar las centrales generadoras para

una misma demanda puede influir en las pérdidas y por consiguiente en la diferencia entre las variaciones de energía respecto del *Benchmark*. Esto también está sujeto a la indisponibilidad de las unidades generadoras, pues el modelo incluye tiempos de mantenimiento y falla, mínimos técnicos, etc.

- El software OSE2000 realiza la optimización por etapas, debido a la técnica empleada para la resolución de despacho hidrotérmico. Esto implica la resolución inicial del problema en base a valores aleatorios (siempre dentro de una vecindad en torno al óptimo global); esto puede producir pequeñas variaciones, incluso si se corre un mismo modelo (en términos de parámetros) varias veces.

Se excluye el 2021 del análisis anterior, debido a que la electrificación completa de la flota de buses comienza en abril de 2021, coincidiendo con el inicio del año hidrológico en Chile (el aumento de la demanda para ese año es de 426,7 [GWh]).

La electrificación de los buses eléctricos al máximo nivel de adopción de acuerdo a los resultados de la gestión de carga ( produce un incremento en los requerimientos de energía anuales de entre 558.7 y 584.2 [GWh]. **Porcentualmente, corresponde a una variación entre 0.54% y 0.72% de la energía generada respecto del escenario proyectado sin demanda por buses eléctricos.**

#### 5.4.1.2. Generación de tecnologías con ligera variación en su despacho

Se presentan los resultados de las tecnologías que, frente al aumento de la demanda como consecuencia de la electrificación del transporte público de Santiago, modificaron ligeramente su generación, encontrándose las centrales que forman parte del despacho base: solar, eólica, hidráulica(embalse, pasada y mini-hidro), y geotermia . Se muestran las cuatro tecnologías en la figura 5.37:

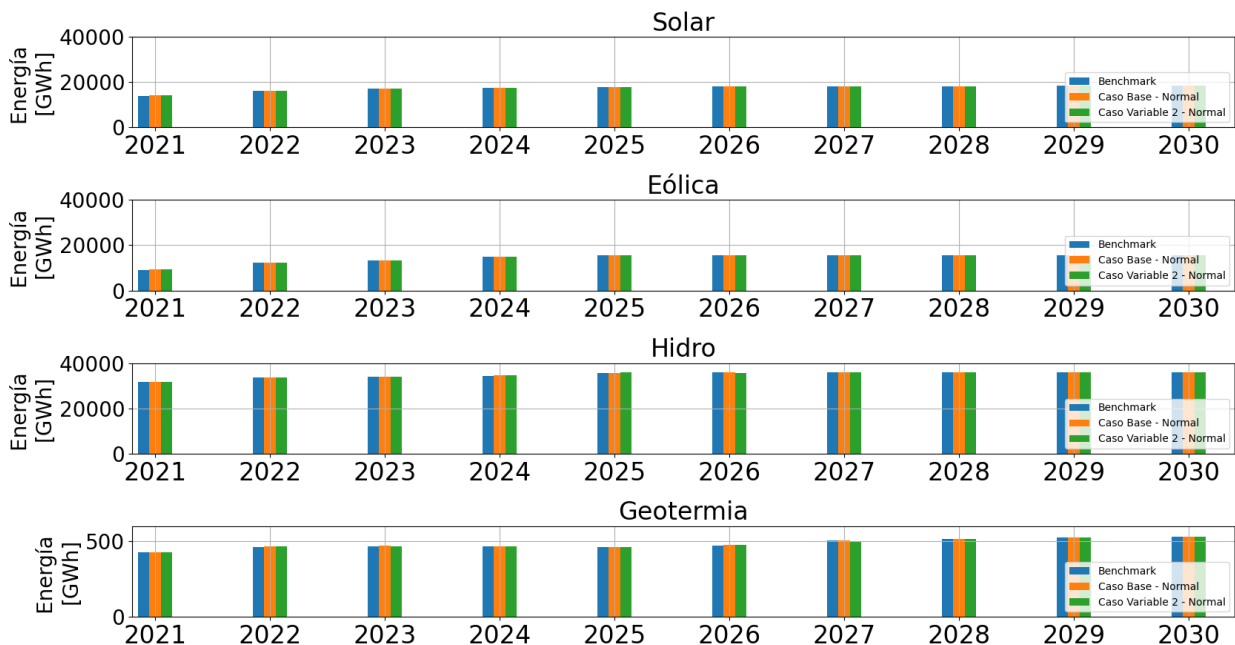


Figura 5.37: Generación de tecnologías base, período 2021-2030.



El petróleo también forma parte de esta categoría, pues a pesar de ser tecnología que por sus costos variables tiene última prioridad en el despacho (participación en la demanda punta), sufre pequeñas modificaciones en los escenarios que poseen demanda de buses eléctricos. La figura 5.38 muestra su generación anual para el período 2021-2030:

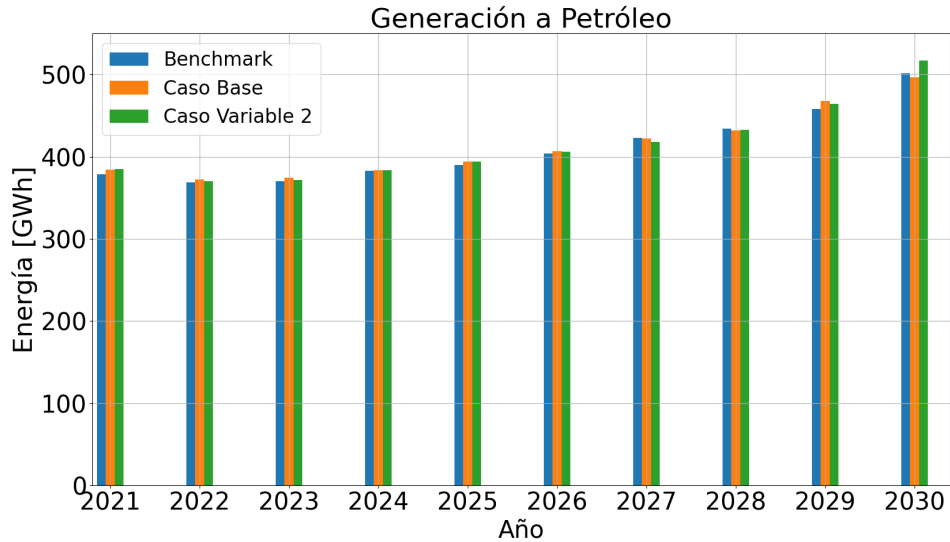


Figura 5.38: Generación a petróleo, período 2021-2030.

Existe un crecimiento a lo largo del tiempo, debido al aumento de la demanda durante el período de operación. Sin embargo, si consideramos el aporte de cada una al aumento de la demanda debido a los buses eléctricos, las cifras son relativamente bajas. Si -por ejemplo- nos situamos en el 2026, el aumento de generación del Caso Base respecto al *Benchmark* es de 566,38 [GWh]; haciendo el desglose del aporte relativo de cada tecnología, se tiene lo siguiente:

Solar:

$$AporteSolar = \frac{28,54[GWh]}{566,38[GWh]} = 5,03[\%] \quad (5.2)$$

Eólica:

$$AporteEólica = \frac{9,44[GWh]}{566,38[GWh]} = 1,66[\%] \quad (5.3)$$

Geotérmica:

$$AporteGeotermia = \frac{1,34[GWh]}{566,38[GWh]} = 0,23[\%] \quad (5.4)$$

Hidro:

$$AporteHidro = \frac{31,23[GWh]}{566,38[GWh]} = 5,51[\%] \quad (5.5)$$

Petróleo:

$$AportePetróleo = \frac{2,43[GWh]}{566,38[GWh]} = 0,43[\%] \quad (5.6)$$

Replicando el cálculo anterior para todos los años se obtiene la figura 5.39, la cual muestra

el aporte relativo de cada una de las tecnologías mencionadas respecto de la diferencia en generación del Caso Normal respecto al *Benchmark*.

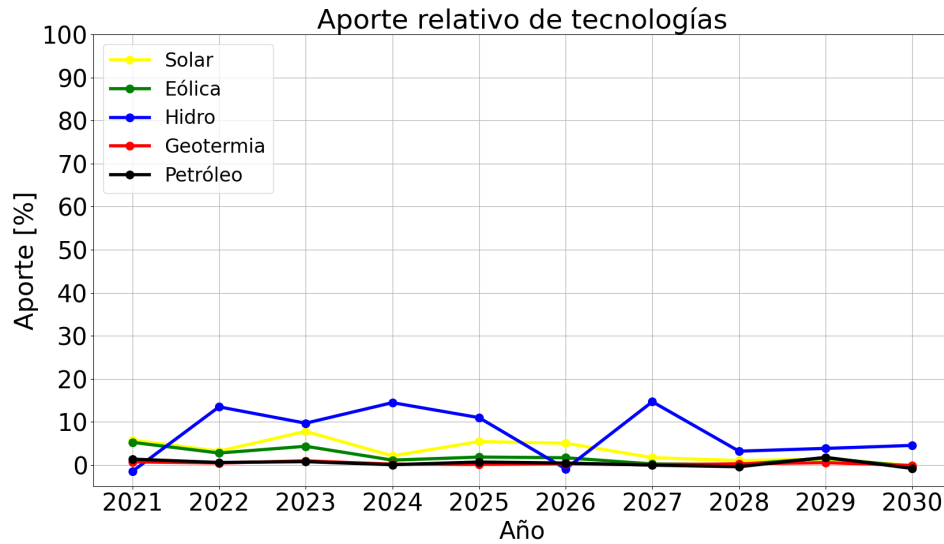


Figura 5.39: Aporte relativo de tecnologías a demanda de buses eléctricos.

Los resultados de la operación del sistema de generación-transmisión dan cuenta de aportes menores a 8% en el caso de solar, eólica, geotérmica, y en el caso del petróleo su aporte relativo es menor al 2,7%. El caso de la generación hidráulica posee una variabilidad propia de un modelo de despacho hidrotérmico y las decisiones que se tomen sobre el uso de agua en el futuro. Considerando solo las centrales de embalse, en la figura 5.40 se muestra la diferencia de generación anual del Caso Base respecto del *Benchmark*.

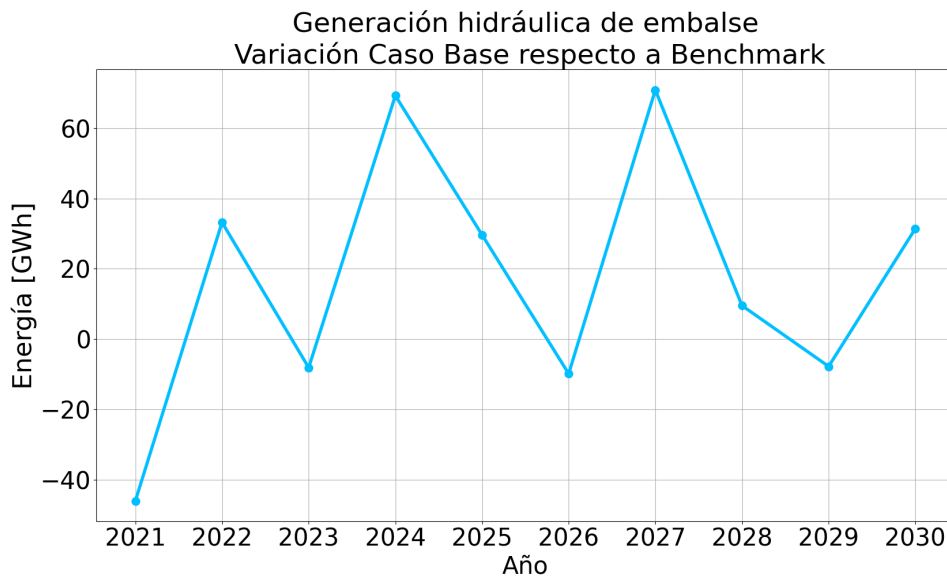


Figura 5.40: Centrales de embalse - variación Caso Normal respecto a *Benchmark*

La variación de energía no sigue una tendencia clara, pues hay años en que la diferencia es negativa (2021, 2023, 2026 y 2029). La decisión de generación por esta tecnología puede repercutir directamente en los costos marginales y de operación del sistema, pues una menor energía generada por embalse implica el uso de tecnologías más cargadas y que producen una mayor cantidad de gases de efecto invernadero (gas, carbón y diésel).

De acuerdo al análisis anterior, la electrificación de los buses del transporte público de Santiago implica pequeñas variaciones en la generación base y el petróleo en la punta. A continuación se evaluarán las tecnologías restantes: carbón y gas.

#### 5.4.1.3. Generación de tecnologías con mayor variación en despacho

La generación a carbón presenta mayores diferencias en los dos escenarios de perfiles de buses (Caso Base y Variable 2) respecto de la referencia. La figura 5.41 entrega la generación anual en el período 2021-2030. Si bien se produce un aumento en la generación en el período 2022-2030, hay una brusca caída del año 2021 al 2022 debido al cierre de Tocopilla U14 y U15, y mantenimientos programados de distintas unidades generadoras durante el año. En el Caso Base, el aumento en generación oscila entre 171 y 308 [GWh], mientras que el Caso Variable 2 se encuentra entre 363 y 192 [GWh].

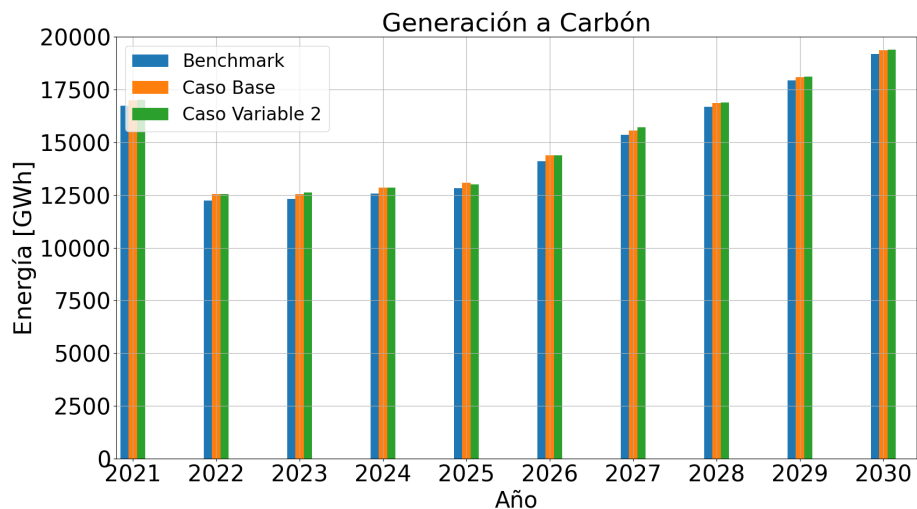


Figura 5.41: Generación a carbón, período 2021-2030.

La tecnología a gas también se lleva una parte importante de la demanda de buses eléctricos, principalmente debido al cierre programado de centrales de acuerdo al programa de descarbonización actual establecido por el Ministerio de Energía. Así, al cerrar centrales a carbón y por los costos variables asociados, el gas va realizando la toma de carga y cumpliendo con los requerimientos energéticos. En otras palabras **hasta el 2025, la generación a gas se lleva alrededor de un 30% de la demanda de buses; a partir del 2024-2025 que se producen aumentos como consecuencia de las políticas públicas actuales sobre descarbonización, finalizando el período evaluado con cerca del 60% de la energía de la electrificación del transporte público.** Los porcentajes relativos disminuyen debido a que la demanda de buses se mantiene constante a lo largo del tiempo, mientras que los

consumos industriales y vegetativos poseen una tasa de crecimiento a lo largo del horizonte de simulación.

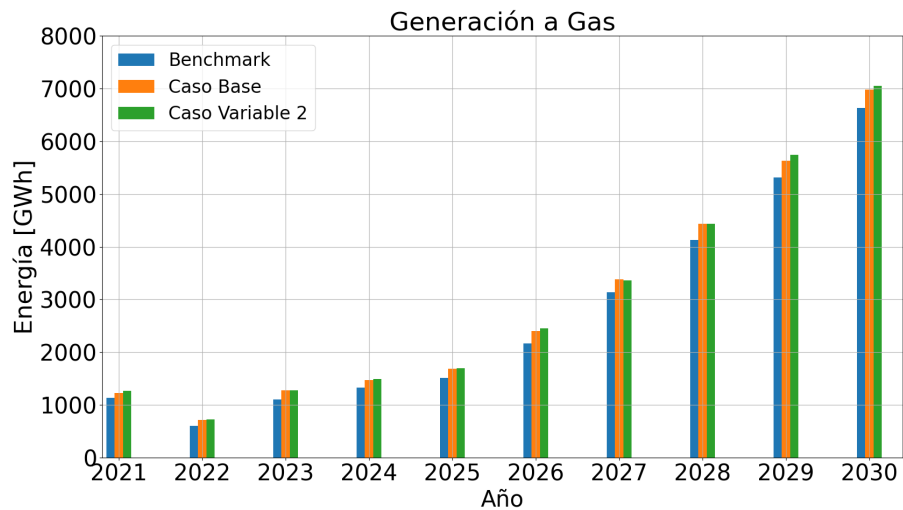


Figura 5.42: Generación a gas, período 2021-2030.

Al igual que las tecnologías revisadas con anterioridad, se muestra el porcentaje de aporte relativo del carbón y gas sobre la demanda de buses eléctricos, producto de la operación en OSE2000 (figura 5.43). Ambas tecnologías se hacen presente con porcentajes que van desde del 20 al 60%, pero con tendencias distintas, pues el carbón disminuye mientras que el gas aumenta.

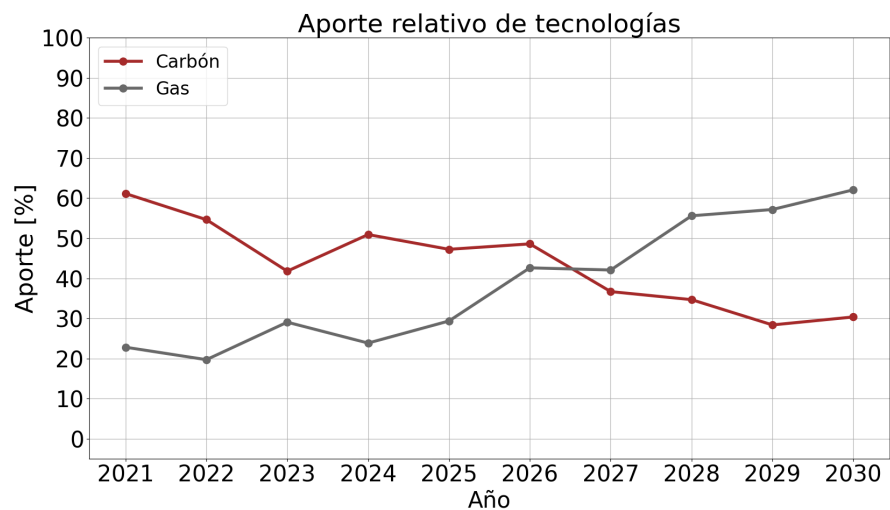


Figura 5.43: Aporte porcentual de centrales a gas y carbón a demanda de buses eléctricos.

Los aportes relativos de este tipo de centrales se produce debido a que, producto del aumento de la demanda en las horas de noche por los buses eléctricos, la generación que debe cubrir este consumo la producen el gas y carbón. El incremento en la demanda no es suficiente para aumentar significativamente la generación a petróleo.

Obteniendo el aporte relativo de cada tecnología a la demanda de buses eléctricos del transporte público de Santiago, como promedio en el período 2021-2030 para el Caso Base- figura 5.44 - se observan aportes de 43% y 43,8% para el carbón y gas, respectivamente, mientras que todo el resto de tecnologías abarcan el 13.2% restante. Las centrales térmicas realizan la toma de carga de los buses eléctricos, pero sin necesidad de usar las unidades de punta (petróleo y derivados).

Aporte relativo por tecnologías a demanda de buses

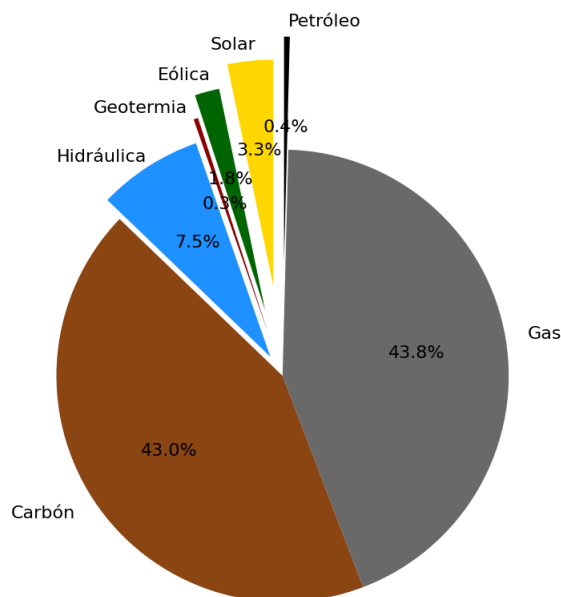


Figura 5.44: Aporte de cada tecnología a demanda de buses eléctricos.

#### 5.4.1.4. Costos Marginales

En cuanto a los costos marginales (precio de la energía en el sistema de generación-transmisión) se analiza el promedio anual tanto para el sistema como para la barra Alto Jahuel 220, debido a que es ahí donde se realiza una gran parte de los retiros de energía para la Región Metropolitana. Considerando los escenarios de operación normal, el costo marginal posee un incremento sostenido a lo largo del tiempo dado por el aumento de la demanda a nivel nacional, con valores que van desde 27,8 [USD/MWh] en el 2022 hasta 44,3 [USD/MWh] en 2030 (figura 5.45).

Ahora bien, si se compara el Caso Base y Variable 2 con el *Benchmark*, existe un ligero aumento por causas de la electrificación de los buses del transporte público de Santiago. Considerando el período 2021-2030, el incremento promedio corresponde a 0,53[USD/MWh] para el Caso Base y 0,58 [USD/MWh] para el Caso Variable 2. Promediando ambos escenarios, **porcentualmente la electrificación de acuerdo a la máxima adopción de buses diésel a buses eléctricos del transporte público de Santiago se traduce en un aumento en los costos marginales**



Figura 5.45: Costo marginal promedio del sistema.

Considerando los costos marginales a nivel local, se analiza la barra Alto Jahuel 220. Al no haber congestiones que conectan las líneas de esta barra con el resto del sistema, la curva de marginales anuales para esta barra mantiene el la misma forma que el promedio del sistema. Sin embargo, existe un aumento de 1 [USD/MWh] aproximadamente respecto de la media. En cuando a la adopción de buses, éstos producen un aumento promedio de 0.6 [USD/MWh] y 0.7 [USD/MWh] para los perfiles del Caso Base y Caso Variable 2, respectivamente. En otras palabras, en esta barra de retiro se mantiene la lógica del sistema completo, con **aumentos de 1.39% y 1.62% por efecto de los buses eléctricos.**

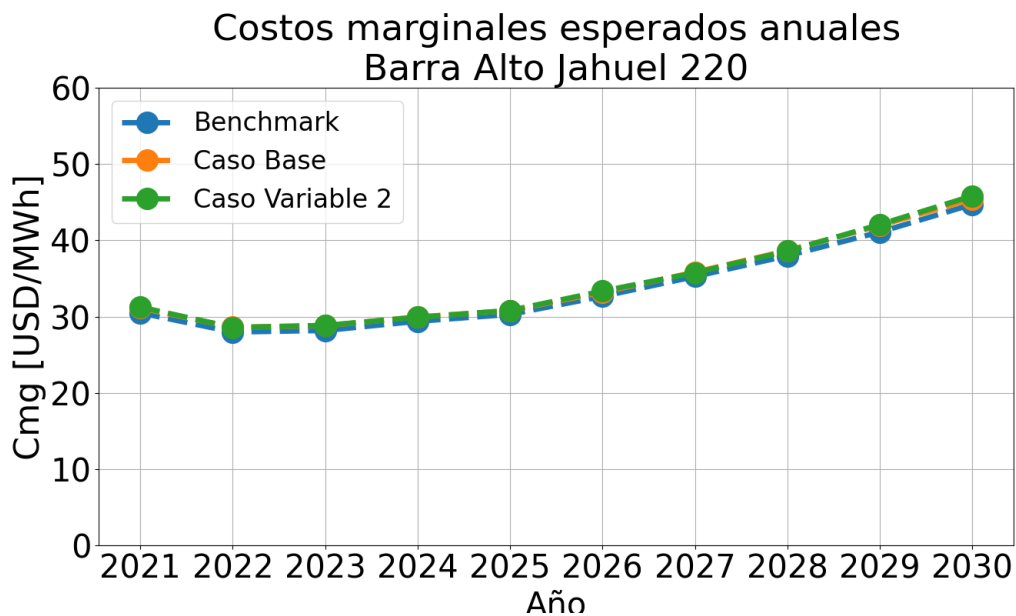


Figura 5.46: Costos marginales barra Alto Jahuel 220.

### 5.4.1.5. Costos de Operación

Si bien hasta este punto se describieron las tecnologías de generación en cuanto al aumento de la demanda por buses eléctricos, y la variación de costos marginales promedio del sistema, es necesario evaluar el impacto de la electrificación de buses del transporte público a nivel sistémico; esto es, analizando los costos de la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Los costos disminuyen en el período 2021-2025, para posteriormente tener un lento crecimiento hasta llegar al final del horizonte de evaluación, teniendo el mismo comportamiento para los tres casos evaluados. La explicación de esto radica principalmente en que en el período 2021-2024 hay una descarbonización real programada, disminuyendo considerablemente la potencia instalada de carbón -tal como se mostró en el análisis del *Benchmark*-, pues en su lugar existe un aumento en la generación solar y eólica, hasta llegar al máximo de su capacidad de generación de acuerdo a la disponibilidad de sus materias primas correspondientes. Posterior a 2025 los costos comienzan a aumentar pues los aumentos en la demanda se cubren por las tecnologías con mayores costos variables, como uso de otras unidades a carbón e incluso gas y petróleo, este último en menor medida.

Ahora bien, analizando los valores anuales de costos de operación, la tendencia es clara: **el aumento en la demanda debido a los buses eléctricos del transporte público de Santiago genera aumentos en los costos de operación del sistema, con valores que se mantienen en el orden de 10 [MM USD] en promedio**; porcentualmente el aumento respecto al *Benchmark* es de 2,8%. Este valor es consecuente con el aumento en generación térmica y los costos marginales.

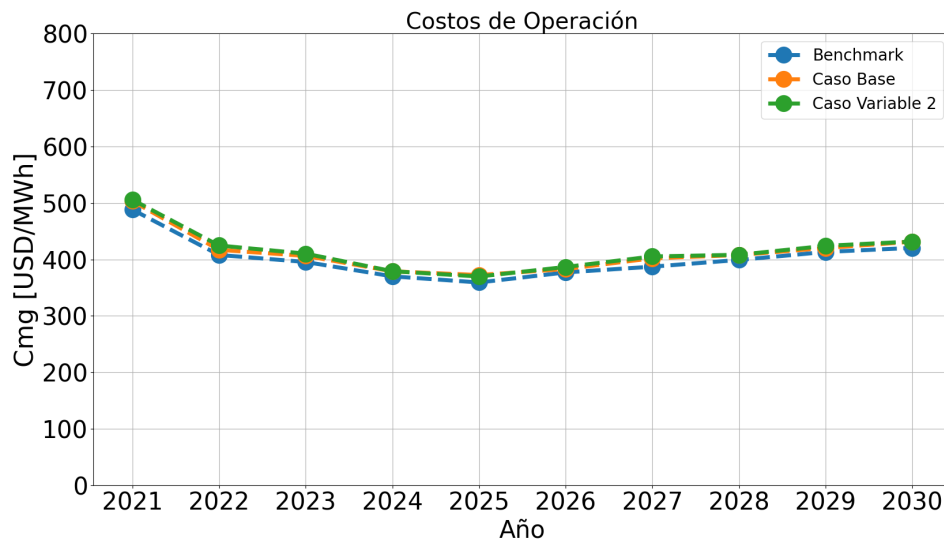


Figura 5.47: Costos de operación del sistema 2021-2030.

### 5.4.2. Escenarios con descarbonización en corto plazo

Siguiendo con la misma tónica del análisis de escenarios solo con perfiles de buses como demanda agregada, se procede a analizar la inclusión de descarbonización acelerada como componente extra en las simulaciones de OSE2000.

### 5.4.2.1. Generación total

La generación anual no sufre modificaciones respecto del análisis realizado sobre los casos sin descarbonización, pues la demanda no es objeto de sensibilidad y solo se dan de baja centrales a carbón entre 2021 y 2030. Así, las diferencias de energía entre los escenarios y el *Benchmark* corresponde al aumento de la demanda por los buses eléctricos; es coherente el aumento en generación con este consumo específico. Más en detalle, **el aumento en la demanda por buses representa entre 0.54% y 0.72% de energía extra respecto de la demanda vegetativa e industrial actual**, incluyendo sus tasas de crecimiento correspondiente. Además, los porcentajes de variación van disminuyendo en el tiempo, debido a que la demanda por buses es constante. No hay diferencias en relación al análisis de los escenarios 2 y 3 frente al **Benchmark**, variando la generación por tecnología.

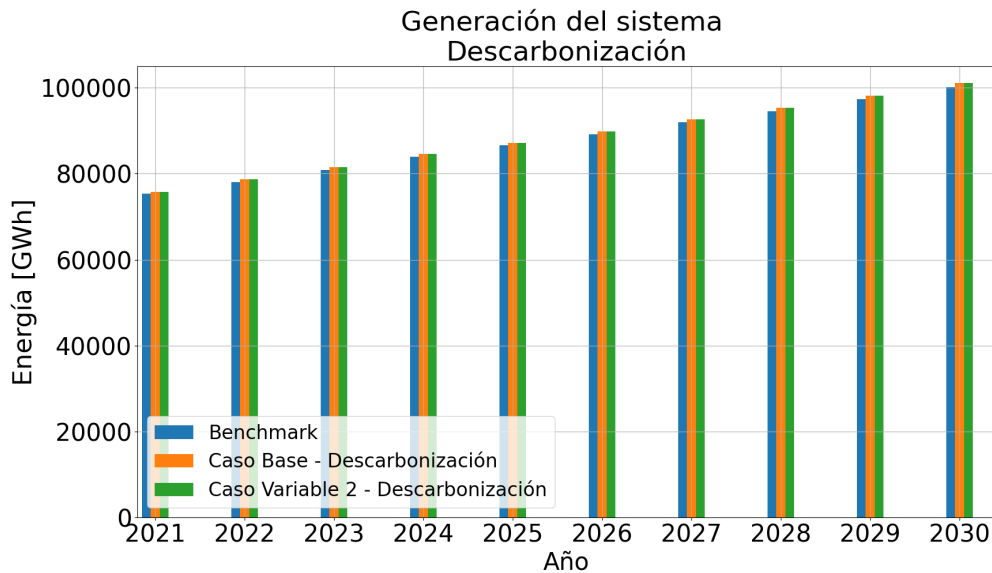


Figura 5.48: Generación de energía bruta anual 2021-2030, descarbonización acelerada.

Se realiza un cálculo simple para chequear la energía requerida por los buses eléctricos como resultado de la operación en el OSE2000, como ejemplo para un año en particular (el cálculo es el mismo para el resto del período). Así, en el año 2025 hay un aumento de 582,7 [GWh] del Caso Base (descarbonización) respecto del *Benchmark*:

$$582,7 \left[ \frac{GWh}{año} \right] \Rightarrow 48,55 \left[ \frac{GWh}{mes} \right] \Rightarrow 1,61 \left[ \frac{GWh}{día} \right] \quad (5.7)$$

presentando un aumento de 0,017 [GWh] para un día de operación de buses. Al igual que los escenarios sin buses, se atribuye la diferencia tanto a las pérdidas en líneas del sistema y la optimización por etapas llevada a cabo por OSE2000.

### 5.4.2.2. Generación de tecnologías con ligera variación en su despacho

Se agrupan las tecnologías del despacho base, pues al igual que el escenario normal, las variaciones como consecuencia de la electrificación de buses del transporte público de Santiago



son menores respecto a las tecnologías de generación térmica, encontrándose la generación solar, eólica, geotermia e hidráulica (pasada, embalse y mini-hidro).

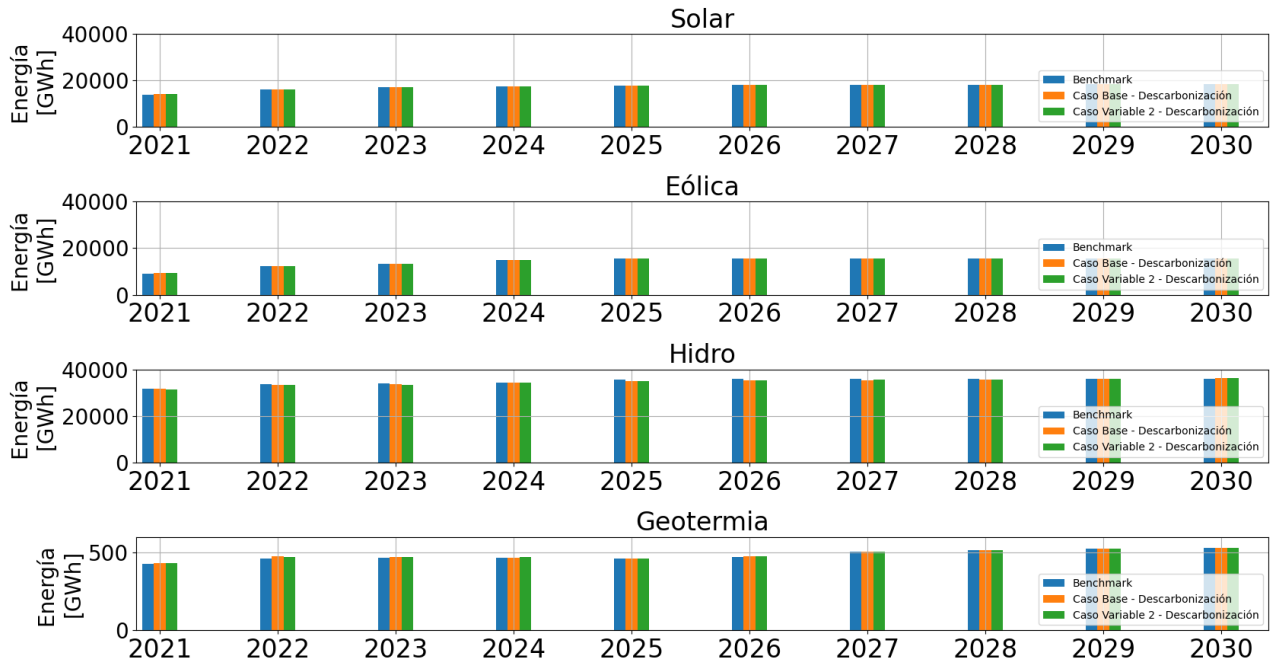


Figura 5.49: Generación centrales de base, escenarios de descarbonización.

La variación de este tipo de centrales frente al aumento de la demanda de los buses eléctricos es un ligero aumento, pues evaluando el período 2021-2030, la variación de cada tecnología es: solar +26,28 [GWh], eólica +20,28 [GWh], hidráulica -184,11 [GWh] y geotermia con +3,52[GWh]. Nuevamente el grueso de demanda de buses no recae en generación base.

#### 5.4.2.3. Generación de tecnologías con mayor variación en despacho

El cierre anticipado de centrales a carbón repercute enormemente la generación con este recurso. Dar de baja sistemáticamente las centrales de esta categoría disminuye la capacidad instalada, impactando sobre la generación anual en el largo plazo. Entre 2021 y 2023, hay un aumento por sobre el *Benchmark*, similar a los dos escenarios evaluados anteriormente; a partir de 2024 comienza la reducción de energía en forma lineal hasta el final del período, consecuente con la eliminación de esta tecnología para fines de 2030. Por lo tanto, como este recurso en los escenarios 1 y 2 se utiliza en forma activa para cubrir la demanda de buses eléctricos, en estos escenarios de descarbonización se requiere utilizar otro tipo de generación para estos propósitos.

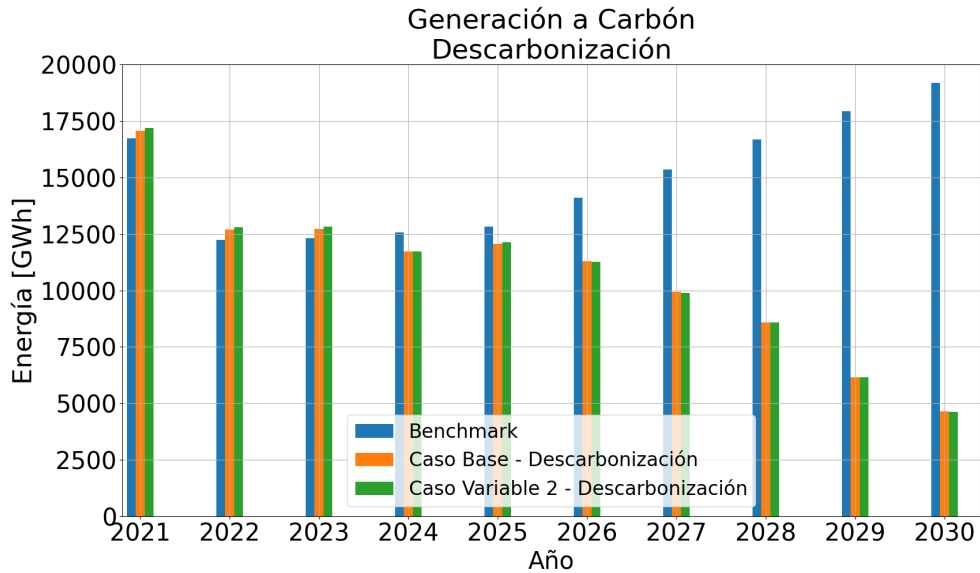


Figura 5.50: Generación hidráulica anual 2021-2031, escenarios de descarbonización.

La generación a gas sufre incrementos importantes a lo largo del horizonte de simulación, para los escenarios de descarbonización acelerada. Los aumentos van en línea con el cierre de unidades a carbón; con una divergencia respecto del *Benchmark* que se comienza a dar a partir del 2023, año en el cual comienza la descarbonización en mayor grado. Así, frente a una disminución de carbón, es el gas - la siguiente tecnología en orden creciente de costos variables - la que comienza a cubrir la demanda que se deja de suministrar, donde incluso se llega a generar el doble de energía del escenario de referencia, como lo es en 2028 con 199.36%. Los porcentajes relativos se mantienen similares en ambos escenarios de descarbonización, dado que es muy poca la variación entre sí.

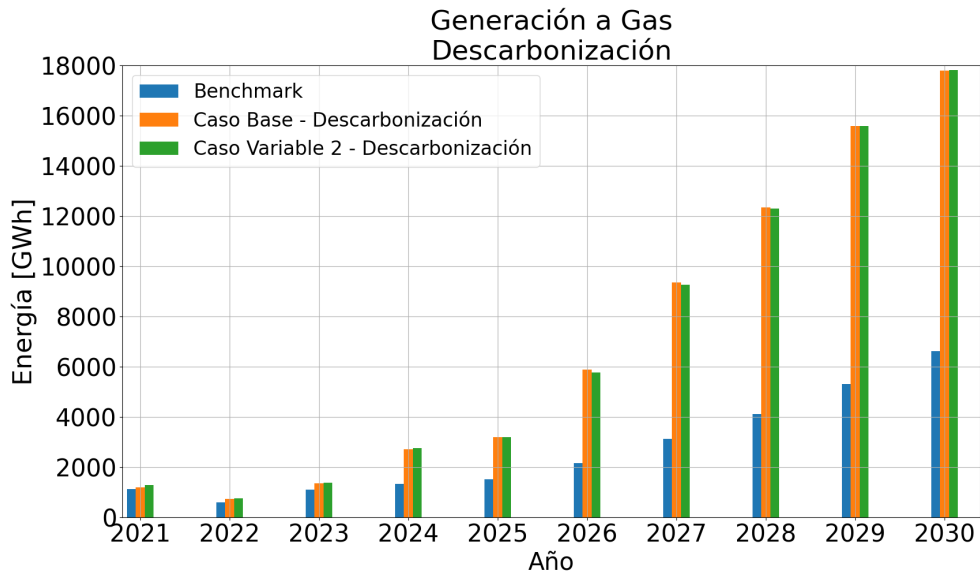


Figura 5.51: Generación a carbón, escenarios de descarbonización.

La energía a petróleo también sufre importantes modificaciones de cara a una descarbonización entre 2021 y 2031, obteniendo diferencias notorias a partir de 2025, año en que existe una variación porcentual de 8.65% respecto del *Benchmark*. A partir de ese ahí no solo aumentan las diferencias relativas porcentuales, sino también la variación en [GWh] en beneficio de esta tecnología. Entre sí, los escenarios de descarbonización para petróleo posee una diferencia promedio de 19 [GWh], atribuible a la aleatoriedad de las soluciones iniciales y de acuerdo a las ecuaciones y restricciones asociadas a la modelación propias de OSE2000.

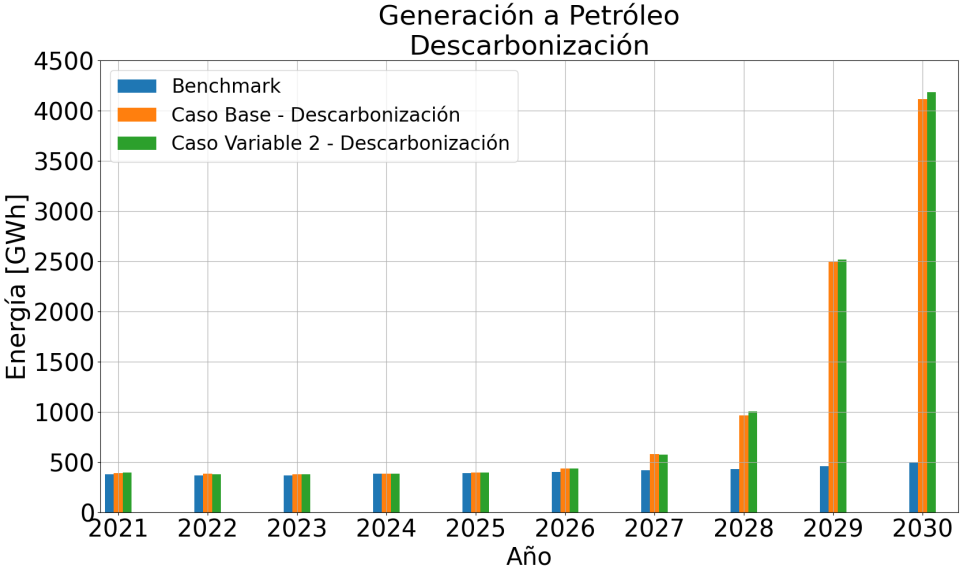


Figura 5.52: Generación a petróleo - escenarios de descarbonización.

### 5.4.3. Costos Marginales

Los costos marginales para los escenarios de descarbonización sufren importantes cambios a lo largo del período de simulación, pues existen divergencias en concordancia con el aumento en la generación a gas y petróleo. Al reemplazar el carbón por tecnologías de generación más caras, aumentan los costos de inyectar energía al sistema, lo cual se ve reflejado en los costos marginales promedio. Los primeros seis años sufre aumentos que no supera en 10% en comparación a la referencia; es a partir de 2027 donde se producen los mayores crecimientos en torno a esta variable, comenzando por sobre los 10 [USD/MWh] para que en los últimos dos años se incrementen los valores incluso duplicando los costos.

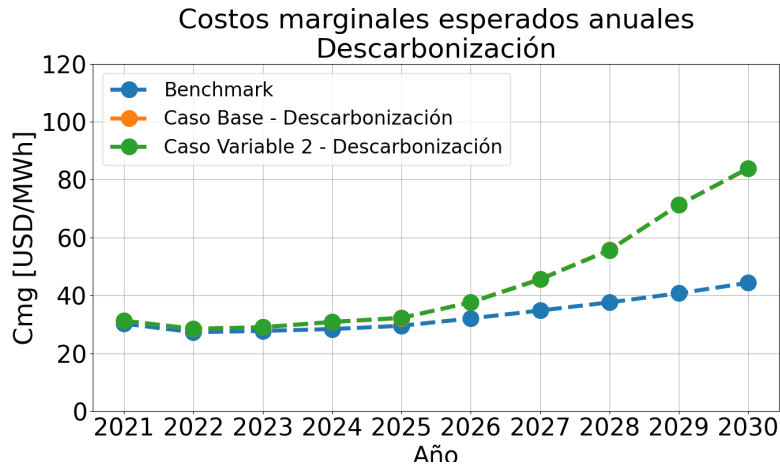


Figura 5.53: Costos marginales del sistema - escenarios de descarbonización.

Los costos marginales de la barra que suministra principalmente a Santiago, i.e. Alto Jahuel 220, presentan un crecimiento acorde a los aumentos del promedio, dado que no hay grandes pérdidas ni congestiones en la línea que suministra a esta barra. Por otro lado, las divergencias comienzan a partir del 2021, para ambos escenarios de descarbonización de la misma forma. Los marginales sin carbón llegan al 2030 a valores de 83,78 [USD/MWh] para el Caso Base y 83,99[USD/MWh] para el Caso Variable 2, mientras que el promedio para el período 2021-2030 es de 11,255[USD/MWh] y 12,277[USD/MWh] para el primer y segundo caso, respectivamente.

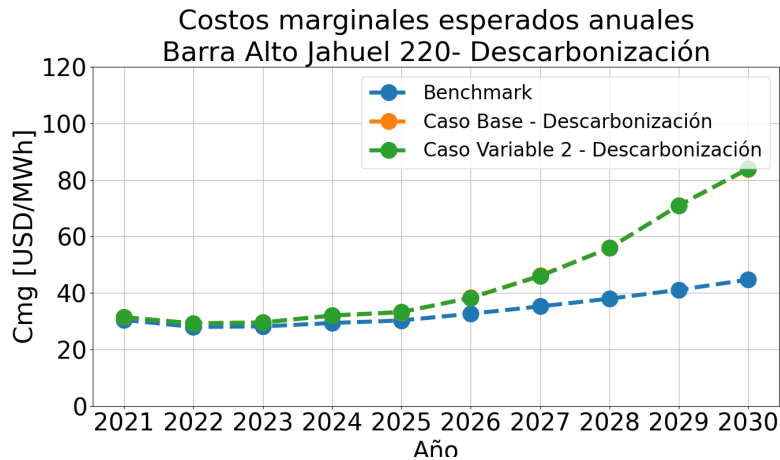


Figura 5.54: Costos marginales barra Alto Jahuel 220 - escenarios de descarbonización.

#### 5.4.4. Costos de operación

Los costos de operación del sistema de generación-transmisión van en línea con el aumento de los costos marginales del sistema, pues las diferencias son estrictamente crecientes durante el período de evaluación, y en mayor grado en cuanto a la comparación con los escenarios sin descarbonización. Según la figura 5.55 el aumento asociado a los buses eléctricos supera los 100 millones de dólares en promedio para el tiempo de simulación, asociado al reemplazo en la

generación a carbón por tecnologías más caras. El aumento anual respecto al *Benchmark* para el período 2021-2030 considerando el promedio del Caso Base y Variable 2 -en sus variantes de descarbonización- es de 88,281[MMUSD], porcentualmente un 21,80% de incremento en los costos de operación. Nuevamente se recalca que estos escenarios no tienen un reemplazo para las tecnologías a carbón, la generación la deben cubrir las centrales en funcionamiento.

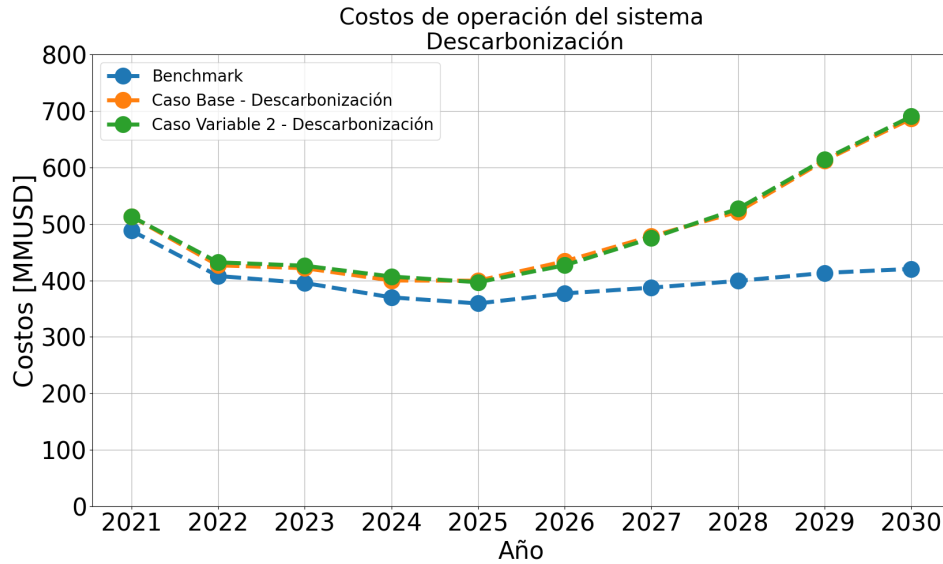


Figura 5.55: Costos de operación del sistema - escenarios de descarbonización.

## 5.5. Emisiones de CO<sub>2</sub>

### 5.5.1. Procesamiento de datos de SNIFA

El Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental (SNIFA) posee datos de las emisiones anuales de todas las centrales que participan en el SEN, cuyo formato es horario y sus resultados se entregan trimestralmente, información de acceso público a través de su sitio web. Se recopilan los datos entre 2017 y 2020 (incluyendo ambos años) y luego de aplicar pre-procesamiento, se obtienen los histogramas de factor de emisión por tipo de tecnología.

#### 5.5.1.1. Carbón

El histograma para los factores de emisión de las centrales a carbón se muestra en la figura 5.56, con valores que oscilan entre 0,713 y 1,213  $[\frac{\text{TonCO}_2}{\text{MWh}}]$ . Para efectos de cálculo de emisiones resultantes de la operación del sistema, se utiliza el promedio ponderado entre el factor de emisión de cada central y la capacidad instalada de la misma, resultando un valor de 0,922  $[\frac{\text{TonCO}_2}{\text{MWh}}]$ .

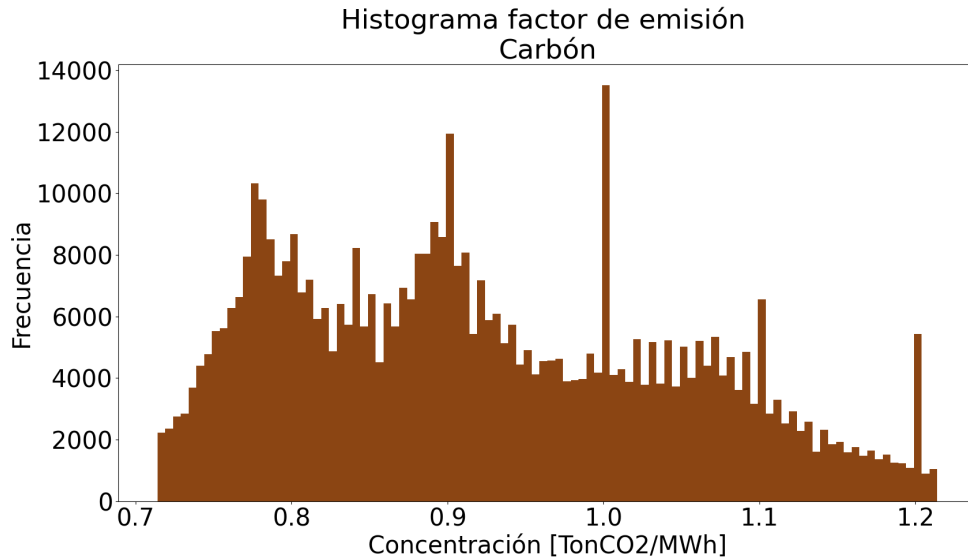


Figura 5.56: Histograma factor de emisión centrales a carbón.

### 5.5.1.2. Petróleo

La figura 5.57 contiene el histograma del factor de emisión para las centrales que generaron a petróleo entre 2017 y 2020, post procesamiento de datos, con valores que están entre 0,493 y 1,480 [ $\frac{\text{TonCO}_2}{\text{MWh}}$ ]. Al igual que el caso anterior, ante la dispersión de los datos se utiliza la media ponderada como factor para las centrales de esta tecnología: 0,844 [ $\frac{\text{TonCO}_2}{\text{MWh}}$ ].

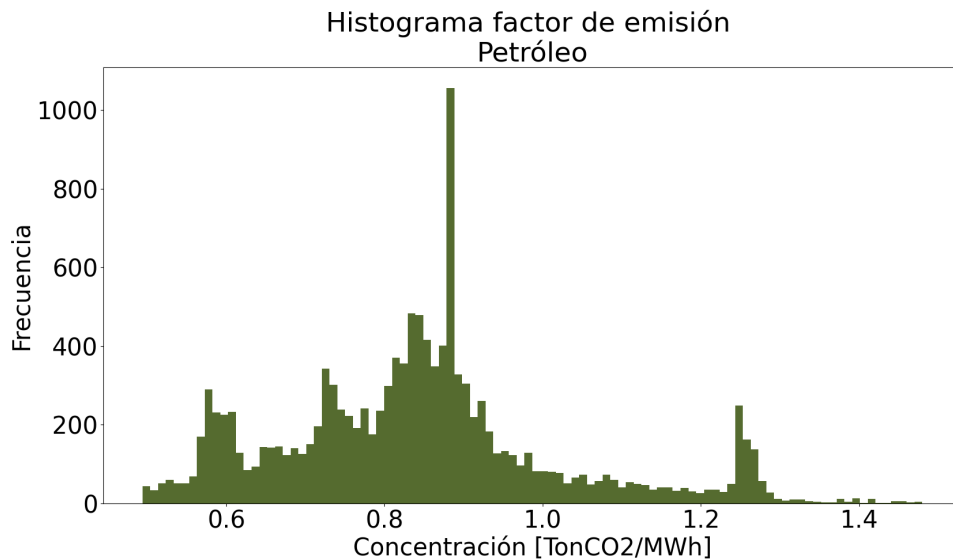


Figura 5.57: Histograma factor de emisión centrales a petróleo.

### 5.5.1.3. Gas

El factor de emisión del Gas tiene un tratamiento de datos distinto al anterior. En la figura 5.58 se muestra el histograma de esta tecnología de generación según los datos de SNIFA, con

un rango de datos entre 0,344 y 0,779 [ $\frac{\text{TonCO}_2}{\text{MWh}}$ ]

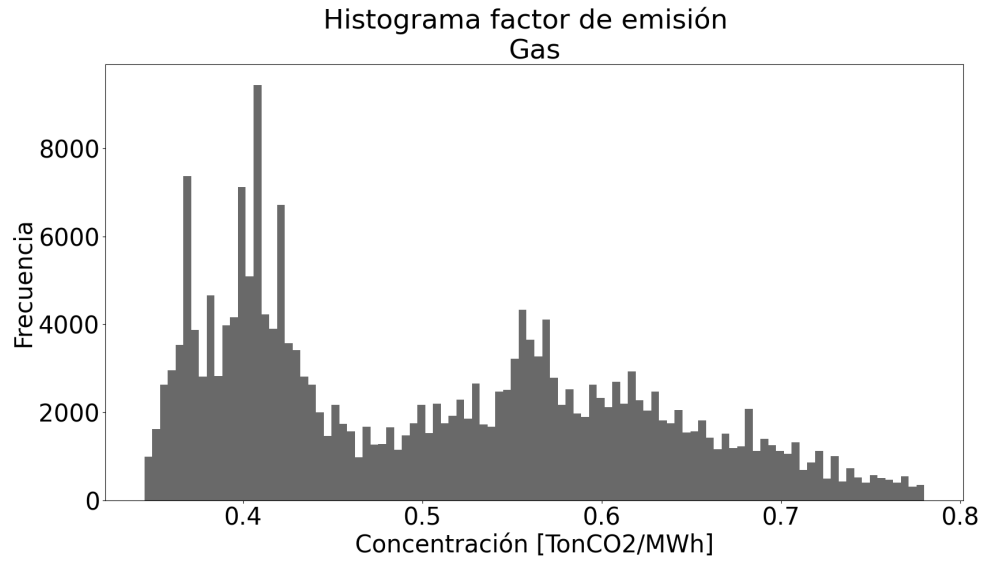


Figura 5.58: Histograma factores de emisión centrales a gas.

Ante la concentración de datos en torno a dos valores particulares (0,402 y 0,560 [ $\frac{\text{TonCO}_2}{\text{MWh}}$ ]) se procede a separar en dos histogramas: entre 0 - 0,463 [ $\frac{\text{TonCO}_2}{\text{MWh}}$ ] (caso bajo, figura 5.59), y 0,463 - 0,779 [ $\frac{\text{TonCO}_2}{\text{MWh}}$ ] (caso alto, figura 5.60).

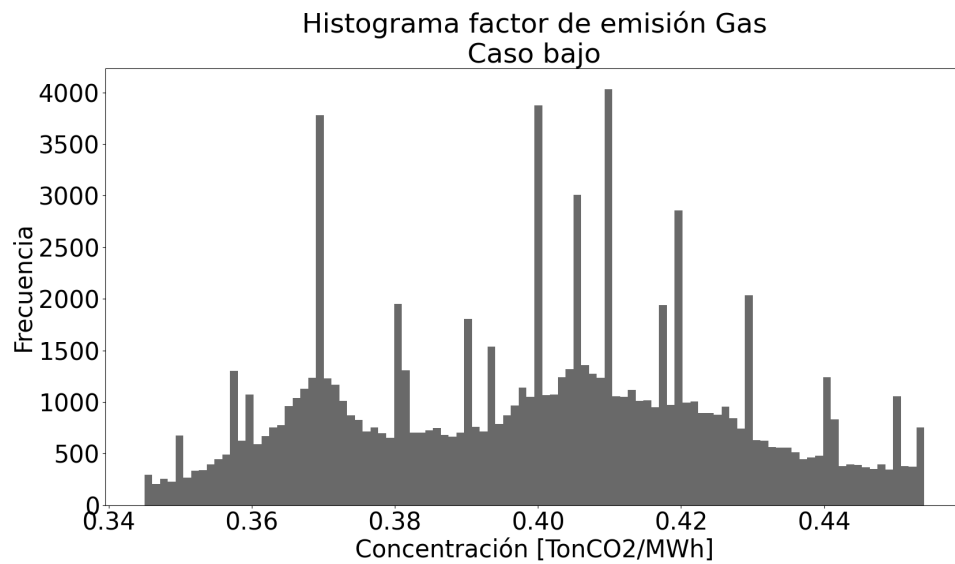


Figura 5.59: Histograma factor de emisión centrales a gas - Caso Bajo.

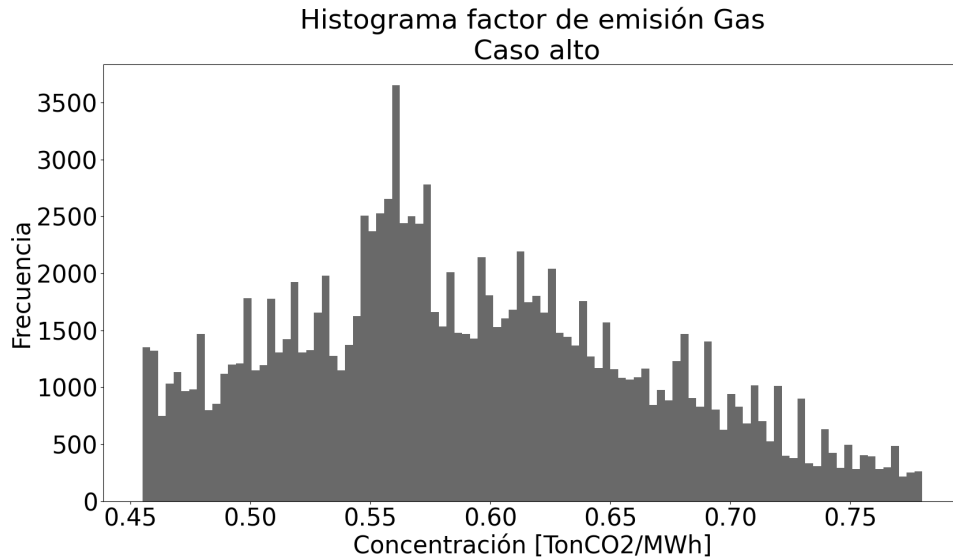


Figura 5.60: Histograma factor de emisión centrales a gas - Caso Alto.

La segmentación de datos anterior permite obtener medias de 0,399 y 0,590  $[\frac{\text{TonCO}_2}{\text{MWh}}]$  para el caso bajo y alto, respectivamente. Por otro lado, de acuerdo a la literatura internacional [37],[38],[7], los factores de emisión comúnmente utilizados son 1,180 para carbón, 0,830 para petróleo y 0,530 para gas. Finalmente se utilizará el factor promedio del caso alto, debido a la menor diferencia con el valor aceptado por el estado del arte. En la tabla 5.12 se resumen los factores de emisión utilizados para el cálculo de emisiones producto de la generación:

Tabla 5.12: Factores de emisión utilizados en este trabajo.

Tipo	Factor TonCO <sub>2</sub>
Carbón	0,922
Petróleo	0,844
Gas	0,590

### 5.5.2. Emisiones en ruta

El cálculo de emisiones en ruta se realiza bajo los siguientes supuestos:

- Todos los buses poseen norma EURO V
- Se utiliza la distancia promedio para los días 11 y 12 de abril de 2018 (días de simulación): 1.265.026 [km]
- Se utiliza un factor de emisión de 1,259  $[\frac{\text{kgCO}_2}{\text{km}}]$ , valor utilizado en la literatura [37],[38],[7]

De acuerdo a lo anterior, las emisiones en ruta producto de la operación de los buses diésel corresponde a

$$EmisionesDiarias = 1.265.206[\frac{\text{km}}{\text{día}}] \cdot 1,259[\frac{\text{kgCO}_2}{\text{km}}] = 1.592.894,3[\frac{\text{kgCO}_2}{\text{día}}] = 1.592,9[\frac{\text{TonCO}_2}{\text{día}}] \quad (5.8)$$



Extrapolando el cálculo al año completo (365 días), se tienen las siguientes emisiones producto de la operación de buses:

$$EmisionesAnuales = 1.592,9 \left[ \frac{TonCO_2}{día} \right] \cdot 365[días] = 581.408,5 \left[ \frac{TonCO_2}{año} \right] \quad (5.9)$$

Este valor se utilizará para la comparación del *Benchmark* frente al aumento en generación debido a la demanda de buses eléctricos, y también para el desplazamiento de emisiones locales.

### 5.5.3. Emisiones en generación

Con el objetivo de obtener la variación de emisiones de dióxido de carbono en forma global (i.e., a nivel nacional) producto de la generación térmica de los distintos escenarios proyectados en OSE2000, se calculan las emisiones anuales del sistema según los factores de emisión de la tabla 5.12. Para ello, se utiliza el Caso Base en sus dos variantes (normal y descarbonización), y se compara con el *Benchmark* en conjunto con las emisiones en ruta calculadas en la sección precedente. Los resultados se muestran en la tabla 5.13, la cual se divide en emisiones totales anuales (en MMTonCO<sub>2</sub>) para cada escenario, diferencia del Caso Base normal y descarbonización respecto al *Benchmark* más emisiones de buses, en MMTonCO<sub>2</sub> y porcentual.

Tabla 5.13: Emisiones en generación.

Año	Emisiones anuales [MMTonCO <sub>2</sub> ]			Emisiones eliminadas [MMTonCO <sub>2</sub> ]		Emisiones CO <sub>2</sub> eliminadas [%]	
	Benchmark	Caso Base Normal	Caso Base Descarbonización	Caso Base Normal	Caso Base Descarbonización	Caso Base Normal	Caso Base Descarbonización
2021	17,02	16,74	16,79	-0,28	-0,23	-1,63%	-1,34%
2022	12,56	12,33	12,49	-0,23	-0,07	-1,82%	-0,53%
2023	12,93	12,66	12,87	-0,26	-0,06	-2,03%	-0,46%
2024	13,30	13,07	12,78	-0,24	-0,53	-1,77%	-3,95%
2025	13,66	13,43	13,37	-0,23	-0,29	-1,69%	-2,09%
2026	15,23	15,05	14,30	-0,18	-0,93	-1,20%	-6,09%
2027	16,98	16,74	15,23	-0,25	-1,76	-1,45%	-10,35%
2028	18,79	18,57	16,07	-0,22	-2,72	-1,16%	-14,48%
2029	20,66	20,42	17,06	-0,23	-3,59	-1,12%	-17,39%
2030	22,65	22,43	18,35	-0,22	-4,31	-0,97%	-19,01%
<b>Promedio</b>	<b>16,38</b>	<b>16,14</b>	<b>14,93</b>	<b>-0,23</b>	<b>-1,45</b>	<b>-1,43%</b>	<b>-8,83%</b>

A nivel global, la electrificación del Caso Base mediante el parque de generación actual produce reducción de emisiones a nivel nacional en promedio de 1,43% para el período 2021-2030. El aumento en la demanda debido a la electrificación de los buses del transporte público de Santiago implica que una gran parte de la generación para abastecerla se deba producir mediante centrales térmicas. Así, una proporción de la disminución local de emisiones producto de los buses diésel se traslada a las centrales térmicas que realizan la toma de carga. En el escenario de descarbonización, si bien hay una disminución que llega a un 8,83% en el mismo período, la toma de carga de la descarbonización la realizan las centrales térmicas restantes en el sistema: gas y petróleo. De lo anterior se desprende lo siguiente:

- Eliminar las emisiones locales producto de la electrificación de los buses del transporte público de Santiago, no significa una reducción total, sino más bien una parte se traspassa a las emisiones de CO<sub>2</sub> de las centrales térmicas, pues es carbón y gas que producen un gran porcentaje de la demanda de los buses.

- Descarbonizar la matriz de generación en el corto plazo no significa reducir las emisiones a cero, sino más bien una reducción de emisiones, debido a que la generación a carbón se suple por gas y petróleo.

#### 5.5.4. Desplazamiento de emisiones locales

En el apartado anterior se demostró que a nivel global se producen reducciones de emisiones en 1,43% promedio en el período 2021-2030. Ahora bien, utilizando la diferencia entre el Caso Base (en sus dos variantes) y el *Benchmark* se muestran las emisiones eliminadas completamente a nivel local, producto de la electrificación, de acuerdo a la tabla 5.14

Tabla 5.14: Emisiones de CO<sub>2</sub> eliminadas.

Año	Benchmark	Emisiones anuales [MMTonCO <sub>2</sub> ]		Emisiones eliminadas [MMTonCO <sub>2</sub> ]		Emisiones CO <sub>2</sub> eliminadas [%]	
		Caso Base Normal	Caso Base Descarbonización	Caso Base Normal	Caso Base Descarbonización	Caso Base Normal	Caso Base Descarbonización
2021	16,44	16,74	16,79	0,30	0,35	47,85%	39,09%
2022	11,97	12,33	12,49	0,35	0,51	39,28%	11,45%
2023	12,35	12,66	12,87	0,32	0,52	45,24%	10,31%
2024	12,72	13,07	12,78	0,35	0,06	40,59%	90,41%
2025	13,08	13,43	13,37	0,35	0,30	39,67%	49,21%
2026	14,65	15,05	14,30	0,40	-0,35	31,37%	159,60%
2027	16,40	16,74	15,23	0,34	-1,18	42,23%	302,23%
2028	18,21	18,57	16,07	0,36	-2,14	37,53%	467,85%
2029	20,07	20,42	17,06	0,35	-3,01	39,82%	617,74%
2030	22,07	22,43	18,35	0,36	-3,72	37,91%	740,49%
<b>Promedio</b>	<b>15,80</b>	<b>16,14</b>	<b>14,93</b>	<b>0,35</b>	<b>-0,87</b>	<b>40,15%</b>	<b>248,84%</b>

En la sección 5.5.2 se calcularon las emisiones anuales debido a la operación de los buses diésel actuales (bajo el supuesto de que todos están bajo la norma EURO V), dando como resultado un valor de 581.408,5 [ $\frac{\text{TonCO}_2}{\text{año}}$ ]; tomando como ejemplo el año 2022, según la tabla 5.14, la diferencia entre el Caso Normal y *Benchmark* corresponde a 350.000 [MMTonCO<sub>2</sub>], implicando dos cosas:

- Se traspasan 350.000 [MMTonCO<sub>2</sub>] de emisiones locales a la generación a nivel nacional.
- Se eliminan 231.408,5 [MMTonCO<sub>2</sub>], como la diferencia entre las emisiones anuales de buses y el aumento en generación.

Replicando los cálculos anteriores para el período 2021-2030, los resultados muestran que se produce una eliminación efectiva de un 40,15% de las emisiones locales de buses diésel. Es importante recalcar los supuestos para estos cálculos, pues se asume el mismo valor de emisiones anuales para el período evaluado.

# Capítulo 6

## Conclusiones y trabajos futuros

### 6.1. Conclusiones

El presente trabajo se cuantifica el impacto de la electrificación de los buses del transporte público de Santiago sobre el sistema de generación-transmisión, se analiza el sistema de transporte en el sentido de la viabilidad de la electrificación manteniendo el programa de operación actual, y se obtienen las emisiones de carbono a nivel nacional producto de esta adopción de buses eléctricos.

El principal aporte de esta memoria es entregar en números concretos los efectos de electrificar la flota de buses del transporte público de Santiago, de acuerdo a un modelo de Gestión de Carga que minimiza las compras de energía y potencia para cada uno de los terminales de las Unidades de Negocio que se reparten los recorridos del sistema, simulando los pagos de un cliente libre a un suministrador, y en base a restricciones eléctricas, económicas y normativas. Asimismo, se entregan valores sobre las variaciones en generación, costos marginales y costo de operación del sistema, para escenarios que involucran el aumento de la demanda producto de la adopción de buses diésel a eléctricos, como casos hipotéticos donde se acelera la descarbonización para los próximos diez años, manteniendo el cierre real de centrales, definido por el Ministerio de Energía. De igual forma, se entregan valores de máxima adopción posible si se mantiene el programa de operación, así como las emisiones eliminadas y/o desplazadas producto de este ejercicio.

Los resultados asociados a la Gestión de Carga entregan valores de potencia y energía que dependen fuertemente de las restricciones asociadas a la potencia de carga, estado de carga final, tiempos mínimos de carga y tiempo entre cargas, pues al entregar mayores holguras, el modelo entrega valores de energía y potencia más bajos. Una potencia de carga fija de 150 [kW] entrega requerimientos a nivel metropolitano por sobre los 130 [MW], y una energía promedio de 1,590 [GWh] por día, la cual disminuye a 109 [MW] al permitir una carga entre 0 y 150 [kW] por cargador. No existe carga en las horas punta del sistema, debido a los altos costos de la potencia en esos momentos del día. Esta demanda representa un 0.63% respecto de la energía generada anualmente, y un 1,2% sobre la demanda punta del sistema (tomando como referencia la demanda punta de 2020, 10.896 [MW]). Sensibilizar sobre la potencia de carga disminuye los requerimientos de potencia del sistema, pero es menor a 0,1 puntos porcentuales respecto del peak anual de 2020, informado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

En cuanto a la electrificación de los buses del transporte público de Santiago, el indicador de expediciones de falla respecto al total de expediciones realizadas en el horizonte de simulación entrega porcentajes por sobre el 97%, independiente del escenario simulado, variando la potencia de carga. Indicando una cota superior de electrificación, asociada a la operación del sistema, capacidad de los buses y cantidad de expediciones durante el período de simulación. Cambiar las patentes dentro de una misma Unidad de Negocios podría mejorar los porcentajes, así como también modificar los recorridos y/o agregar cargadores en ruta; todo lo anterior queda supeditado a la planificación del sistema de transporte en todos sus niveles, trabajo que requiere un análisis en profundidad, combinando distintas disciplinas en orden a obtener un transporte más sustentable, seguro y sin fallas de buses eléctricos en ruta.

Los efectos de la electrificación de los buses del transporte público de Santiago sobre el Sistema Eléctrico Nacional son menores, pues un aumento como el descrito en párrafos anteriores, incrementa los costos marginales del sistema en 0,6 [USD/MWh]. El aumento en los costos de operación como promedio entre los años 2021 y 2030 es de 10,8 [MM USD], asociado principalmente a los costos variables de las centrales utilizadas para cubrir la demanda de los buses, la cual depende de la hora del día, pero situada específicamente en carbón y gas; solar, eólica, hidráulica, petróleo y geotermia experimentan menores aumentos en relación a las tecnologías anteriormente mencionadas. La demanda de buses eléctricos requiere el uso, en su gran mayoría, de centrales a gas y carbón.

Realizar una sensibilidad sobre el uso de tecnologías a carbón aumenta considerablemente los costos del sistema, debido a que la toma de carga de estas centrales la realiza la generación a gas y petróleo, que poseen costos variables más altos que el carbón mismo. En el mediano plazo incluso se duplican los costos marginales y de operación. Este ejercicio es solo hipotético, y sirve como indicador de que existen oportunidades e incentivos para la entrada en el corto plazo de centrales renovables al sistema, pues al tener costos variables nulos - o muy bajos - pueden realizar la toma de carga del carbón, disminuyendo los costos de operación del sistema y reduciendo los gases de efecto invernadero producidos por la generación a nivel nacional.

Por último, en cuanto a la contaminación asociada, se calculan las emisiones de  $CO_2$  de los buses en ruta y se hace la comparación con los escenarios analizados en OSE2000, de acuerdo a factores de emisión promedio de las centrales del SEN, entregando como resultado una disminución global de 1,43% para el caso de generación solo con la demanda agregada de buses eléctricos, y 8,83% para los escenarios de descarbonización acelerada, durante el período 2021-2030. En el primer caso, además, al realizar la toma de carga las centrales a carbón y gas (en un gran porcentaje de la demanda de buses), una parte de las emisiones locales de buses diésel se trasladan a generación, eliminando completamente del sistema un 40,15% de las 586 mil toneladas de  $CO_2$  emitidas anualmente debido a la operación de buses diésel del transporte público.

En conclusión, en base a la información dispuesta anteriormente, el procesamiento de datos y posterior análisis de la generación debido al aumento de la demanda eléctrica producto de los buses eléctricos del sistema de transporte público de Santiago, es posible aseverar que no impactan de manera considerable el sistema de generación-transmisión; existe infraestructura suficiente para dar requerimientos a esta demanda, la cual está asociada principalmente a tecnologías térmicas, debido a la forma en que se plantea el despacho económico de carga. De igual forma se desprende que la electrificación completa disminuye las emisiones a nivel

local, representando una reducción a nivel nacional menor a 1.5%. Descarbonizar la matriz de generación del SEN disminuye las emisiones de  $CO_2$  pero no las elimina, pues son otras las centrales térmicas que realizan la toma de carga (petróleo y gas, con menores factores de emisión por MWh), y encarece los costos de operación, pues las tecnologías de reemplazo del carbón poseen costos variables más altos.

## 6.2. Trabajos futuros

Esta memoria entrega los siguientes puntos para tomar en consideración en caso que se quiera profundizar sobre el trabajo ya realizado, con énfasis en la gestión de carga y modelación del Sistema Eléctrico Nacional:

- Considerar el consumo energético y tiempo empleado desde el inicio/fin de recorridos hacia los terminales, pues pueden haber distancias considerables que reducen la capacidad energética del bus al momento de llevar a cabo la expedición correspondiente en forma exitosa. En la práctica se debe conocer las distancias entre estos puntos, y agregar variables de decisión que permitan ir hacia el terminar y cargar, en la medida de lo posible. A priori, agregar estas restricciones aumentaría los tiempos de computación y optimización del problema, pues se debe decidir la carga en una forma más estricta respecto al modelo actual.
- Agregar elementos que afectan en forma real el desempeño de los buses eléctricos, como lo son la topología de la ciudad, cantidad de pasajeros en ruta, uso de aire acondicionado o puertos usb, y finalmente el tráfico dependiente de la hora del día. Estos elementos, si bien agregan cierto grado de complejidad al modelo actual, entregaría resultados interesantes respecto de factores externos que impactan en el consumo de los buses, y por lo tanto los costos de compras de energía y potencia.
- Incorporar distintas potencias de carga, no solo en los tres casos detallados, sino más bien sensibilizar sobre distintas potencias máximas para los cargadores, de acuerdo al estado del arte.
- Estimar los costos de inversión de la electrificación completa de la flota de buses, para tener una idea de costos al mantener el programa de operación actual. Esto sería solo con fines ilustrativo, para tener una idea sobre la magnitud de la inversión inicial.
- Manteniendo el programa de operación actual y la categorización de buses, un ejercicio interesante sería el detectar puntos donde se producen o hay una mayor probabilidad de que un bus realizando una expedición falle, e instalar cargadores en estos puntos estratégicos para dar solución a esta problemática. Hoy en día existen soluciones de ese tipo implementadas en distintas ciudades del mundo, principalmente mediante carga conductiva por pantógrafo.
- En cuanto a la simulación del despacho económico de carga, agregar centrales renovables al sistema en la medida que se cierran las unidades a carbón. Esto puede impactar positivamente sobre el sistema, disminuyendo los costos marginales y por consiguiente de operación.

- Realizar simulaciones para un horizonte mayor de tiempo, apuntando a una operación a largo plazo para así visualizar el comportamiento de la generación y costos del sistema.
- Un ejercicio interesante de realizar sería el de cuantificar el impacto en generación-transmisión considerando la repartición de la demanda de buses sobre las distintas subestaciones de la Región Metropolitana. Así se tendría una idea del aumento de demanda en forma específica a nivel local.

# Bibliografía

- [1] M. Munizaga A. Gschwender and C. Simonetti. Research in transportation economics using smart card and gps data for policy and planning : The case of transantiago, 2016.
- [2] ABB. Tosa flash-charging e-bus, geneva, switzerland, 2017. URL <https://new.abb.com/substations/references-selector/tosa-flash-charging-e-bus-geneva-switzerland>.
- [3] ABB. Electroterminales suman tecnología abb, 2020. URL <https://www.revistaei.cl/2020/04/20/electroterminales-suman-tecnologia-abb/#>.
- [4] Energía Abierta. Capacidad instalada de generación bruta histórica. URL <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/255082/capacidad-instalada-de-generacion-bruta-historica/>.
- [5] Juan Arnés. Electrificación del transporte público de santiago, 2019. URL <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/173341>.
- [6] Alberto Aroyo. Distribución espacial y temporal de emisiones contaminantes producidas por buses del transporte público de santiago., 2017. URL <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/146691>.
- [7] Tom Beer, Timothy Grant, David Williams, and Harry Watson. Fuel-cycle greenhouse gas emissions from alternative fuels in australian heavy vehicles. atmospheric environment, 36, 753-763., 2002. URL [https://doi.org/10.1016/S1352-2310\(01\)00514-3](https://doi.org/10.1016/S1352-2310(01)00514-3).
- [8] bloombergNEF. Forget tesla, it's china's e-buses that are denting oil demand., 2017. URL <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-03-19/forget-tesla-it-s-china-s-e-buses-that-are-denting-oil-demand>.
- [9] Andrés Braga. Electrificación del transporte - buses eléctricos y el sistema de distribución, 2020. URL <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/175421>.
- [10] BYD. Flota de buses eléctricos byd chile, 2019. URL <http://movelatam.org/wp-content/uploads/2019/09/20190830-EV-Buses-BYD-Chile.pdf>.
- [11] Joakim Ekström Nils-Hassan Quttineh Carl H. Häll, Avishai (Avi) Ceder. Adjustments of public transit operations planning process for the use of electric buses, journal of intelligent transportation systems, 2016. URL [10.1080/15472450.2018.1488131](https://doi.org/10.1080/15472450.2018.1488131).
- [12] A. Ceder. Public transit planning and operation: Modeling, practice and behavior (2nd ed.), 2016. URL [BocaRaton,FL:CRCPress](https://www.crcpress.com/Products/9781420036111).
- [13] Golany B. Tal O. Ceder, A. Creating bus timetables with maximal synchronization., 2001. URL [TransportationResearchPartA,35,913\T1\textendash928](https://doi.org/10.1016/S0191-2615(01)00092-8).
- [14] C40 Cities. Declaración de calles libres de combustibles fósiles., 2019. URL <https://www.c40cities.org/en/declaration>.

[//www.c40.org/other/green-and-healthy-streets](http://www.c40.org/other/green-and-healthy-streets).

- [15] Wikipedia PACO colaborador. Simplified scheme of the system of electrical power. URL <https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Redelectrica2.png>.
- [16] CONASET. Consumo energético buses propulsión eléctrica transporte público urbano de santiago, 2018. URL [http://www.conaset.gov.cl/wp-content/uploads/2014/01/Consumo-Energético-Buses-Eléctricos\\_WEB.xls](http://www.conaset.gov.cl/wp-content/uploads/2014/01/Consumo-Energético-Buses-Eléctricos_WEB.xls).
- [17] PSR Energy Consulting and Analytics. Manual de metodología sddp., 2018.
- [18] Gobierno de Chile. Estrategia nacional de movilidad, 2017. URL [https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia\\_electromovilidad-8dic-web.pdf](https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_electromovilidad-8dic-web.pdf).
- [19] Gobierno de Chile. Ruta energética 2018-2022, 2018. URL <https://www.energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf>.
- [20] Comisión Nacional de Energía. Anuario estadístico de energía 2018, 2019. URL <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/04/Anuario-CNE-2018.pdf>.
- [21] Ministerio de Energía. Energía 2050. política energética de chile, 2015. URL [https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia\\_2050\\_-\\_politica\\_energetica\\_de\\_chile.pdf](https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf).
- [22] Ministerio de Energía. Balance nacional de energía 2019, 2020. URL <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>.
- [23] Instituto Nacional de Estadísticas. Parque de vehículos, 2018. URL <https://www.ine.cl/estadisticas/economia/transporte-y-comunicaciones/permiso-de-circulacion/parque-de-vehiculos>.
- [24] Organización de las Naciones Unidas. Protocolo de kyoto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático, 1998. URL <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>.
- [25] Ministerio de Medio Ambiente. Plan de acción nacional de cambio climático 2017-2022, 2017. URL [https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2017/07/plan\\_nacional\\_climatico\\_2017\\_2.pdf](https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2017/07/plan_nacional_climatico_2017_2.pdf).
- [26] Red Metropolitana de Movilidad. Detalle de unidades de negocio. URL <https://www.red.cl/acerca-de-red/detalle-de-emresas>.
- [27] Directorio de Transporte Público Metropolitano. Ranking de calidad de servicio de empresas operadoras del sistema de transporte público - primer trimestre 2020, 2020. URL [http://www.dtpm.cl/descargas/ranking/Ranking-n31\\_vF.pdf](http://www.dtpm.cl/descargas/ranking/Ranking-n31_vF.pdf).
- [28] Miguel Díaz. La flexibilidad en el sistema eléctrico nacional: análisis de tecnologías existentes y contribución de los vehículos eléctricos., 2019. URL <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/170886>.
- [29] Enel-X. Inauguración primer electroterminal de latinoamérica., 2021. URL <https://www.enelx.com/cl/es/medios-noticias/press/-enel-x--metbus-y-byd-inauguran-primer-electroterminal-de-latino>.
- [30] Periódico El Espectador. Buses eléctricos, la apuesta por un transporte sostenible., 2021. URL <https://www.elespectador.com/colombia/mas-regiones/>



[buses-electricos-la-apuesta-por-un-transporte-sostenible-article/](#).

- [31] Delgado F. Giesen R. Muñoz J. (2015) Ibarra-Rojas, O. Planning, operation, and control of bus transport systems: A literature review. *transportation research part b*, 77, 38–75., 2015. URL <https://doi.org/10.1016/j.trb.2015.03.002>.
- [32] Microgrid Knowledge. Flash-charging e-bus system in china expected to charge in seconds, 2019. URL <https://microgridknowledge.com/flash-charging-e-bus-china-microgrids/>.
- [33] Wood Mackenzie. China’s e-bus stock to surpass 1 million mark by 2023., 2019. URL <https://www.woodmac.com/press-releases/chinas-e-bus-stock-to-surpass-1-million-mark-by-2023/>.
- [34] Farag H. El-Taweel N. Ferguson M. (2017) Mohamed, M. Simulation of electric buses on a full transit network: Operational feasibility and grid impact analysis. *electric power systems research*, 142, 163–175., 2015. URL <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.09.032>.
- [35] L.M.V.G Pinto (1985) M.V.F.Pereira. Stochastic optimization of a multireservoir hydro-electric system: A decomposition approach. *water resources research - water resour res*, 21, 779-792, 1985. URL [10.1029/WR021i006p00779](https://doi.org/10.1029/WR021i006p00779).
- [36] L.M.V.G Pinto (1985) M.V.F.Pereira. Pereira, m.v.f., pinto, l.m.v.g., 1991. multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *mathematical programming* 52, 359–375, 1991. URL [doi:10.1007/BF01582895](https://doi.org/10.1007/BF01582895).
- [37] E.A. Nanaki, C.J. Koroneos, J. Roset, T. Susca, T.H. Christensen, S. De Gregorio Hurtado, A. Rybka, J. Kopitovic, O. Heidrich, and P. Amparo López-Jiménez. Environmental assessment of 9 european public bus transportation systems. *sustainable cities and society*, 28, 42-52., 2017. URL <https://doi.org/10.1016/j.scs.2016.08.025>.
- [38] Nils-Olof Nylund, Kimmo Erkkilä, Maija Lappi, and Markku Ikonen. Transit bus emission study: Comparison of emissions from diesel and natural gas buses. *vtt technical research centre of finland*, 28, 42-52., 2004. URL <http://www.vtt.fi/inf/julkaisut/muut/2004/TransitBusEmission.pdf>.
- [39] European Alternative Fuels Observatory. Estadística de buses eléctricos en europa., 2021. URL <https://eafo.eu/vehicles-and-fleet/m2-m3>.
- [40] March 18) OPI. (2014. “tosa 2013 - trolleybus optimisation system alimentation”. URL <http://www.tosa2013.com>.
- [41] Asesoría Técnica Parlamentaria. ¿qué es el acuerdo de paris?, 2017. URL <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>.
- [42] Asesoría Técnica Parlamentaria. Conceptos de cambio climático, 2019. URL [https://www.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27284/1/BCN\\_Impacto\\_del\\_cambio\\_climatico\\_2019\\_EVF.pdf](https://www.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27284/1/BCN_Impacto_del_cambio_climatico_2019_EVF.pdf).
- [43] K. Malmedal O. Martinoo M.G. Simoes K. Butler-Purry P.K. Sen, S. Pansuwan. Transformer overloading and assessment of loss-of-life for liquid-filled transformers, *power systems engineering research center, arizona, usa*, 2011., 2015. URL <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.09.032>.

- [44] Kelly K. Eudy L. Prohaska, R. Fast charge battery electric transit bus in-use fleet evaluation. 2016 iee transportation electrification conference and expo (itec), 2016.
- [45] Kelly K. Eudy L. (2016). Prohaska, R. Fast charge battery electric transit bus in-use fleet evaluation. 2016 iee transportation electrification conference and expo (itec). URL <https://doi.org/10.1109/ITEC.2016.7520220>.
- [46] J.C.O. Matias J.P.S. Catalao R. Godina, E.M.G. Rodrigues. Effect of loads and other key factors on oil-transformer ageing: sustainability benefits and challenges, *energies* 8 (2015) 12147–12186., 2015.
- [47] E-Bus Radar. Buses eléctricos en américa latina., 2021. URL <https://www.ebusradar.org/es/>.
- [48] Munoz L. Zambrano S. Albarracin A. (2014) Rios, M. Load profile for a bus rapid transit flash station of full-electric buses. *iee pes innovative smart grid technologies, europe*, 2015-(january), 1–6. URL <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2014.7028927>.
- [49] Wollny S. Sauer D. (2015) Rogge, M. Fast charging battery buses for the electrification of urban public transport—a feasibility study focusing on charging infrastructure and energy storage requirements. *energies*, 8(5), 4587–4606., 2017. URL <https://doi.org/10.3390/en8054587>.
- [50] R.E.: Rosenthal. ‘gams —a user’s guide’ (gams development corporation, washington, dc, usa).
- [51] Revista Semana. Licitación de buses en bogotá., 2021. URL <https://www.semana.com/economia/empresas/articulo/bogota-tendra-la-mayor-flota-de-buses-electricos-de-america/202116/>.
- [52] W.; Sauer D.U. Sinhuber, P.; Rohlf. Study on power and energy demand for sizing the energy storage systems for electrified local public transport buses. in *proceedings of the iee vehicle power and propulsion conference (vppc)*, seoul, korea, 9–12 october 2012; pp. 315–320, 2012.
- [53] Le Anh Tuan Steen, D. Fast charging of electric buses in distribution systems. 2017 iee manchester powertech, 1–6., 2017. URL <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981167>.
- [54] Le Anh Tuan. (2017) Steen, D. Fast charging of electric buses in distribution systems. 2017 iee manchester powertech, 1–6. URL <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981167>.
- [55] Le Anh Tuan Carlson O. (2016) Steen, D. Effects of network tariffs on residential distribution systems and price-responsive customers under hourly electricity pricing. *iee transactions on smart grid*, 7(2), 617–626., 2017. URL <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2464789>.
- [56] TOSA 2013 TOSA Project. Workshop: Electrical buses, copenhagen, 2013.
- [57] R. Palma W. Brokering Ch. Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia, 2018. URL [http://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro\\_download.pdf](http://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro_download.pdf).
- [58] Leduc S. Laurent A. Patrizio P. van Der Meer Y.-Kraxner F. Silveira S. (2019) Xylia, M. Impact of bus electrification on carbon emissions: The case of stockholm. *journal of cleaner production*, 209, 74–87. URL <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.10.085>.

- [59] Wu Ye Zhou Bin Wang Renjie Ke Wenwei Zhang Shaojun- Hao Jiming Zhou, Boya. Real-world performance of battery electric buses and their life-cycle benefits with respect to energy consumption and carbon dioxide emissions. *energy*, 96, 603-613, 2016.

# Anexo A

## Curvas de demanda por terminal

### A.1. Caso Base

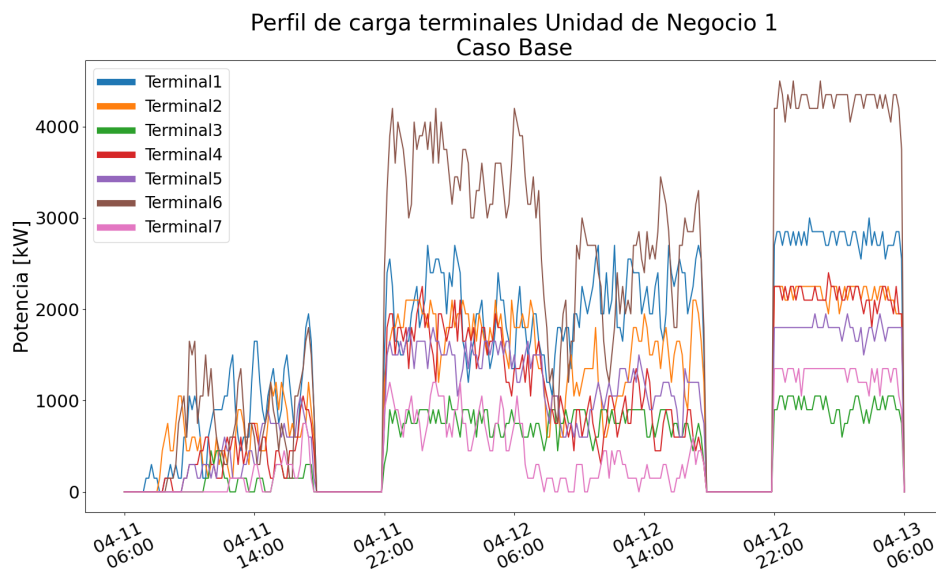


Figura A.1: Terminales UN1 - Caso Base.

Perfil de carga terminales Unidad de Negocio 2  
Caso Base

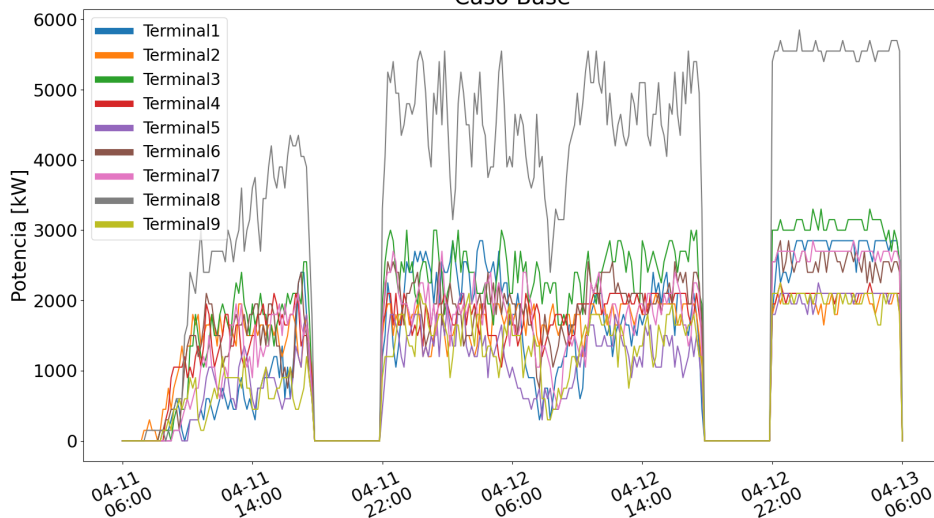


Figura A.2: Terminales UN2 - Caso Base.

Perfil de carga terminales Unidad de Negocio 3  
Caso Base

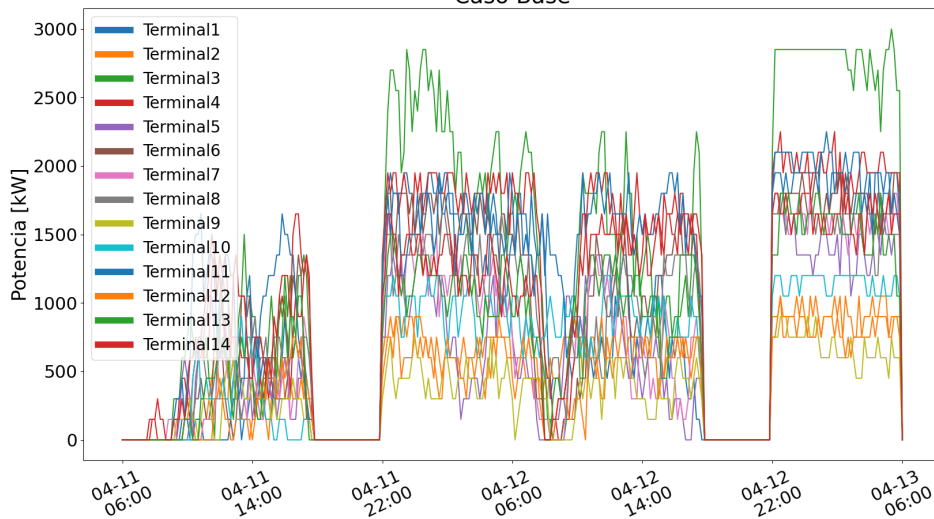


Figura A.3: Terminales UN3 - Caso Base.

Perfil de carga terminal Unitad de Negocio 4  
Caso Base

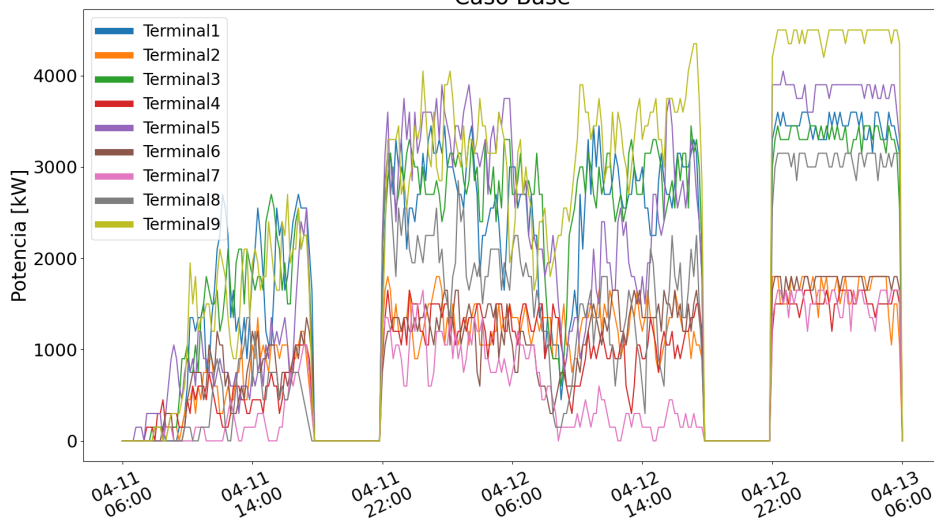


Figura A.4: Terminales UN4 - Caso Base.

Perfil de carga terminal Unitad de Negocio 5  
Caso Base

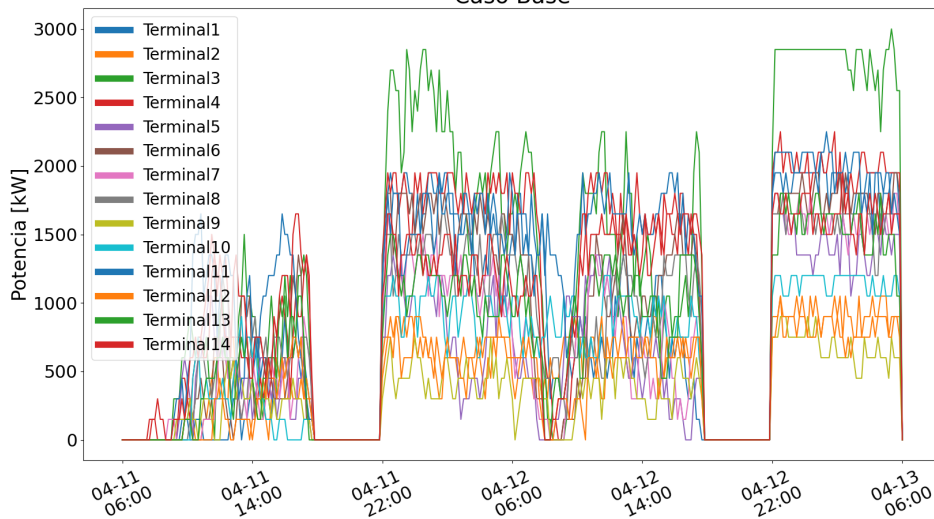


Figura A.5: Terminales UN5 - Caso Base.

Perfil de carga terminales Unidad de Negocio 6  
Caso Base

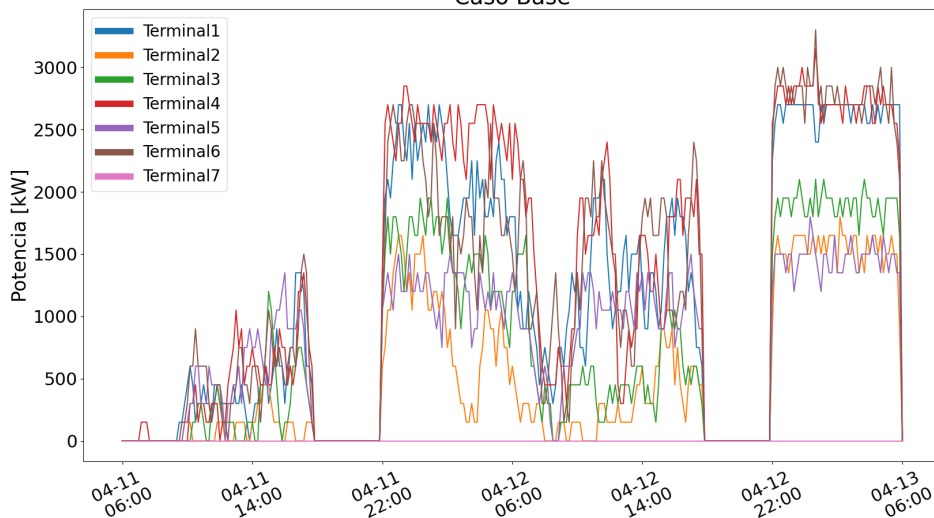


Figura A.6: Terminales UN6 - Caso Base.

Perfil de carga terminales Unidad de Negocio 7  
Caso Base

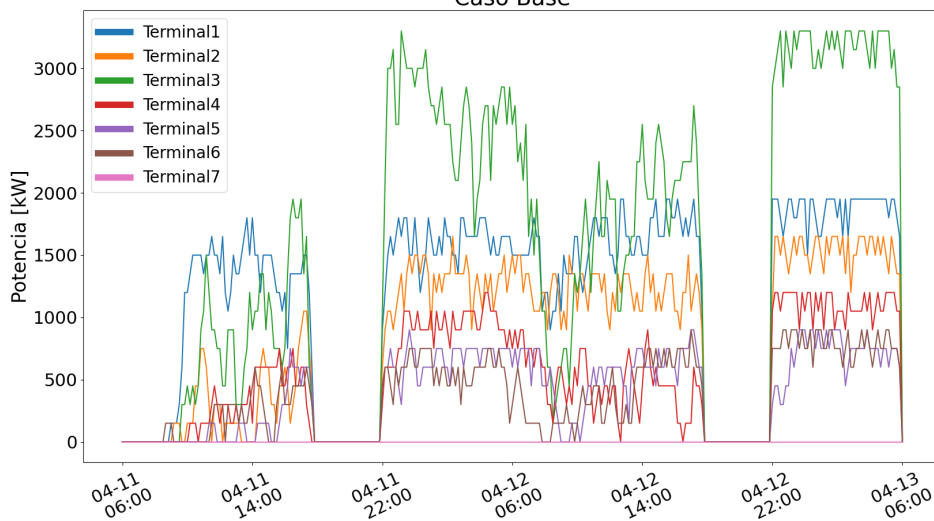


Figura A.7: Terminales UN7 - Caso Base.

## A.2. Caso Variable 1

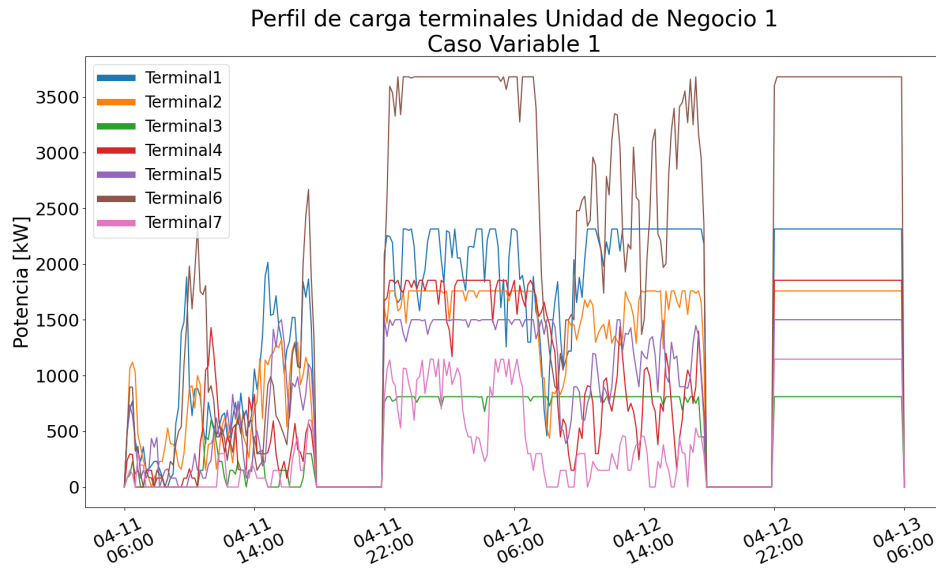


Figura A.8: Terminales UN2 - Caso Variable 1.

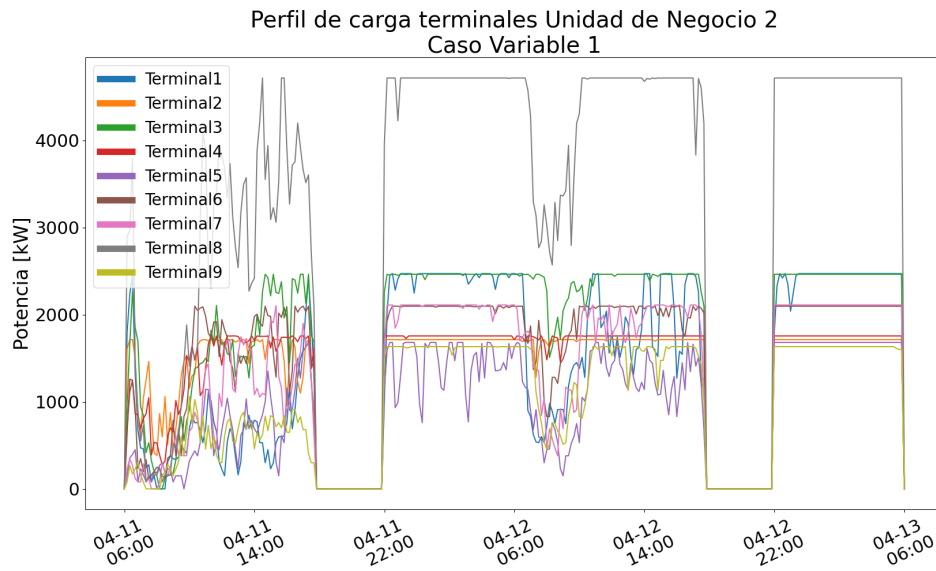


Figura A.9: Terminales UN2 - Caso Variable 1.



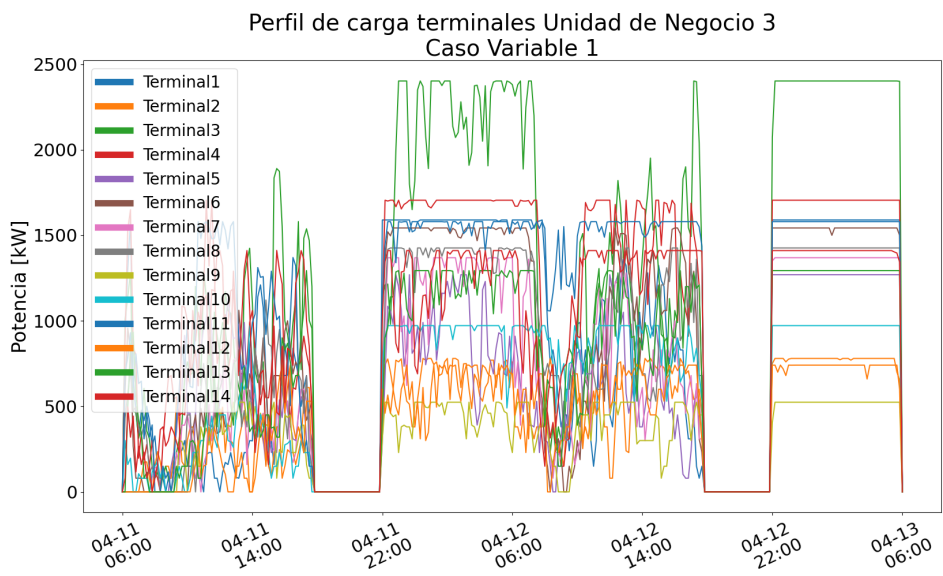


Figura A.10: Terminales UN3 - Caso Variable 1.

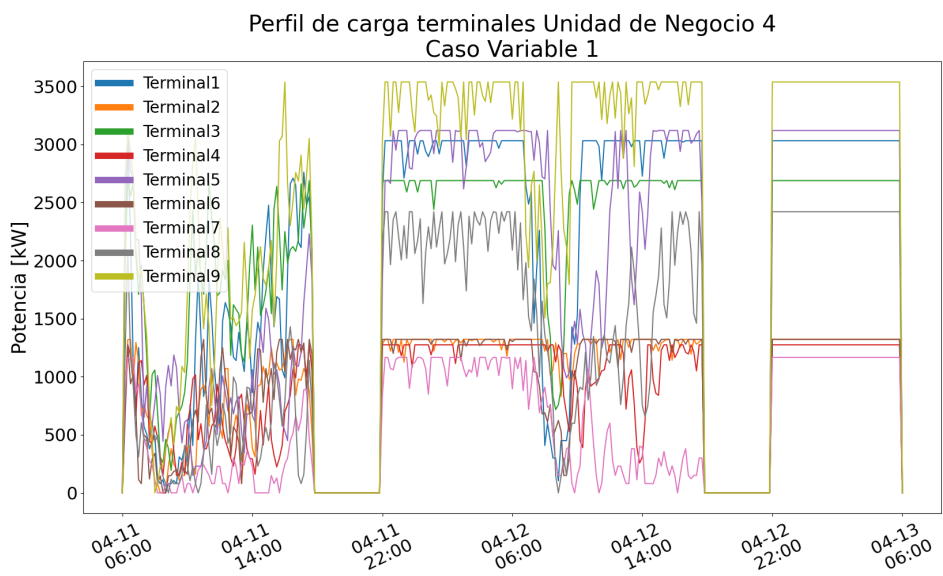


Figura A.11: Terminales UN4 - Caso Variable 1.

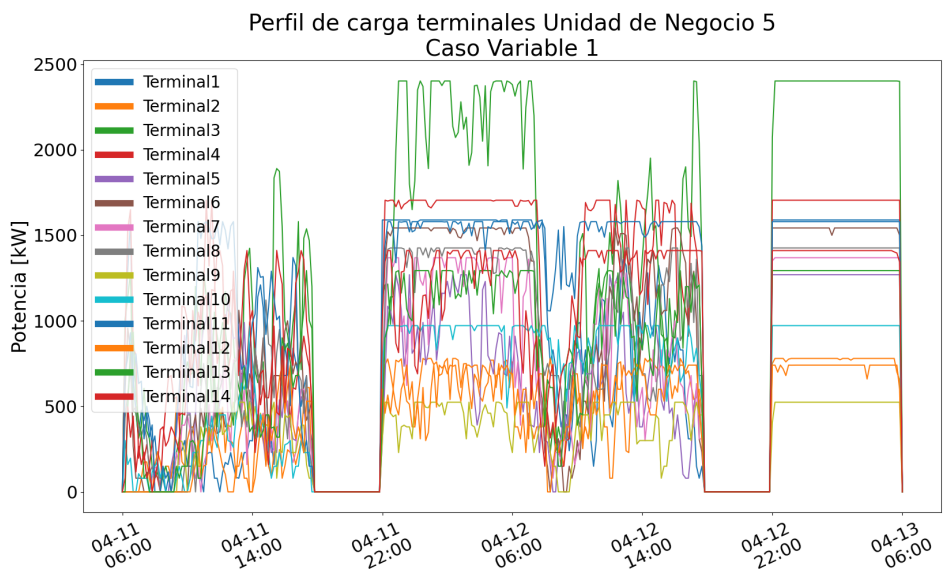


Figura A.12: Terminales UN5 - Caso Variable 1.

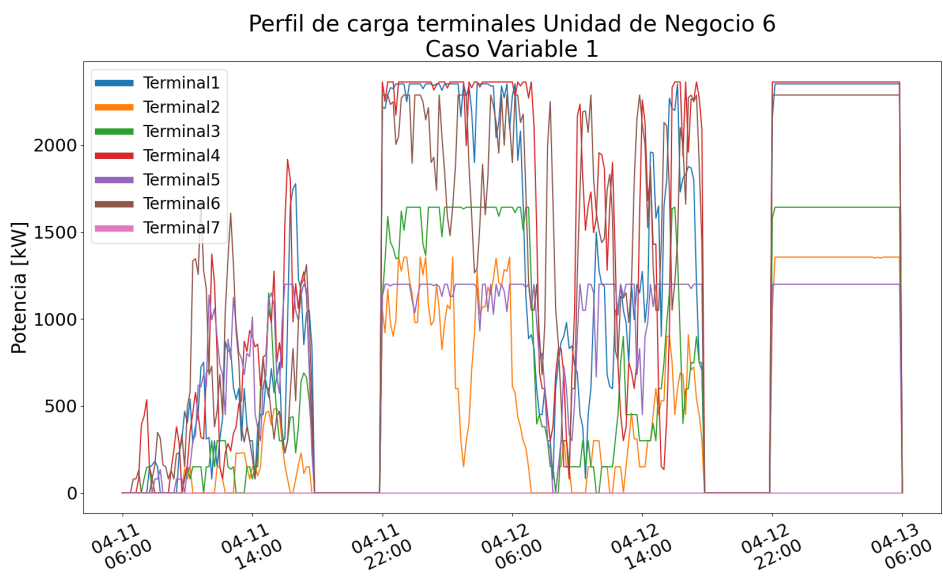


Figura A.13: Terminales UN6 - Caso Variable 1.

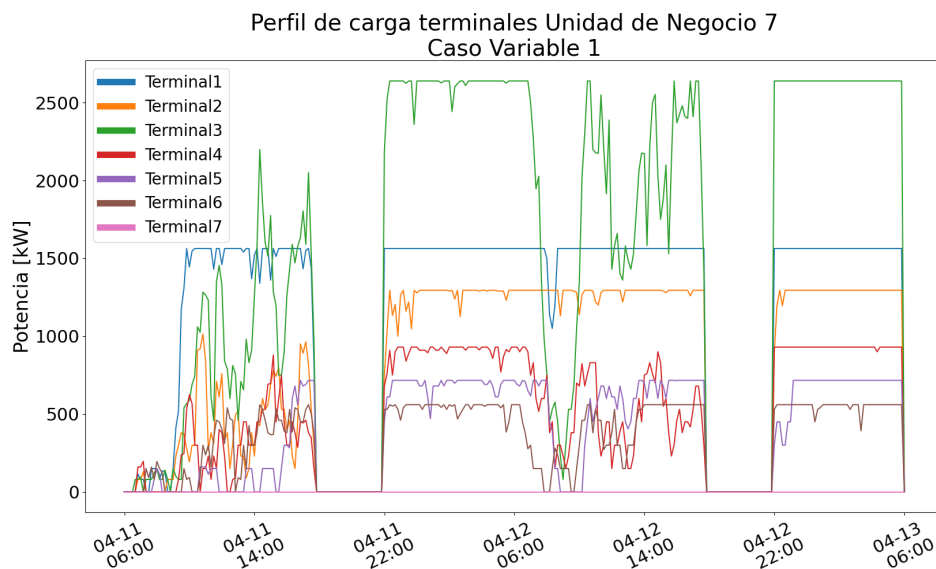


Figura A.14: Terminales UN7 - Caso Variable 1.

### A.3. Caso Variable 2

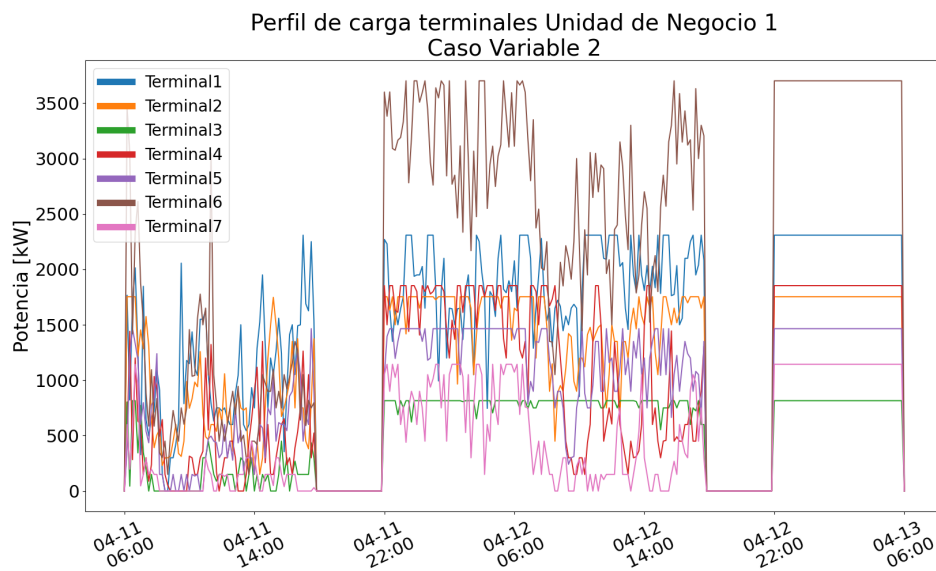


Figura A.15: Terminales UN2 - Caso Variable 2.

Perfil de carga terminales Unidad de Negocio 2  
Caso Variable 2

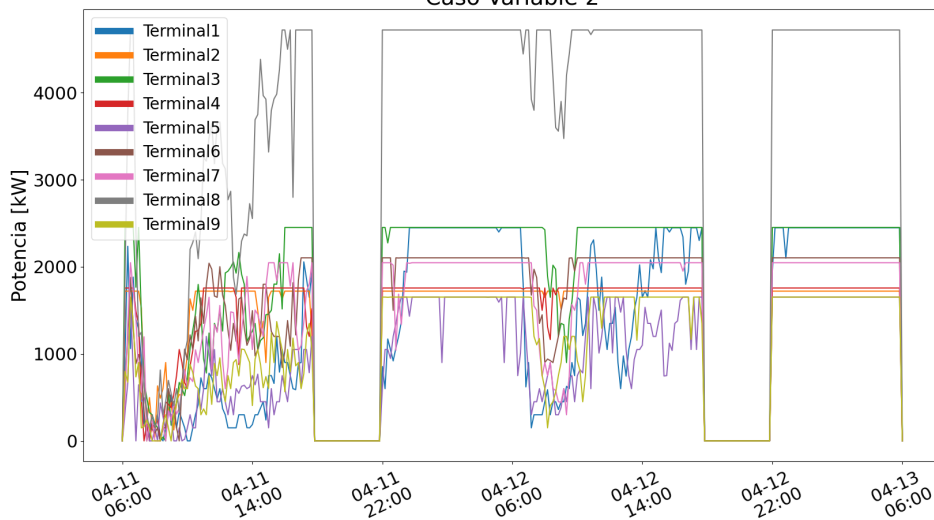


Figura A.16: Terminales UN2 - Caso Variable 2.

Perfil de carga terminales Unidad de Negocio 3  
Caso Variable 2

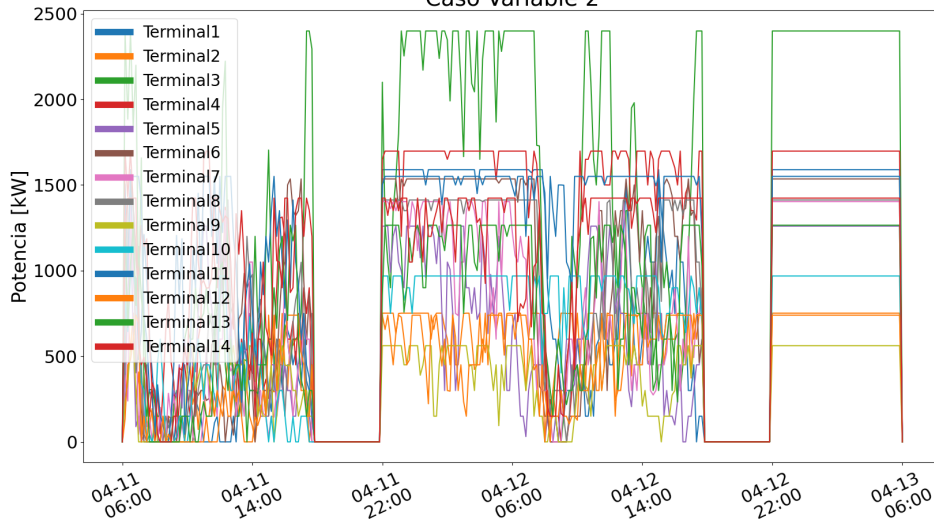


Figura A.17: Terminales UN3 - Caso Variable 2.

Perfil de carga terminales Unidad de Negocio 4  
Caso Variable 2

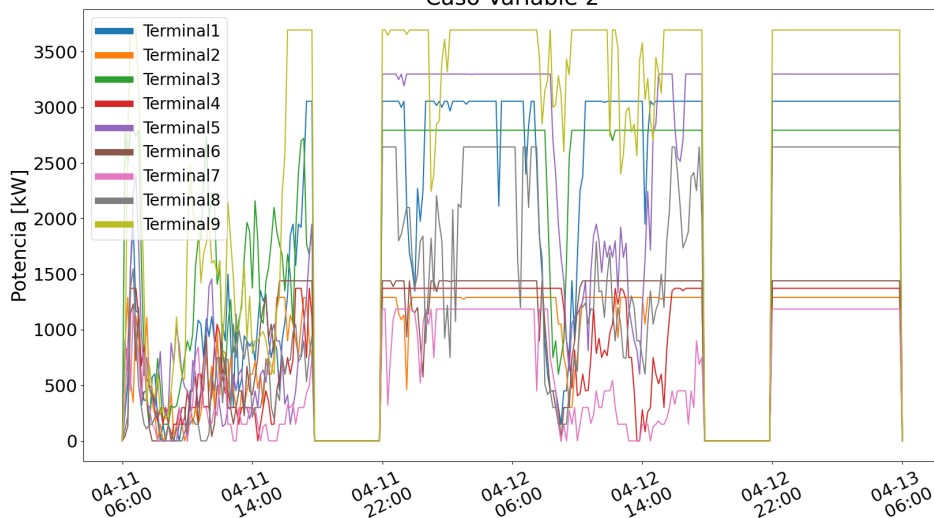


Figura A.18: Terminales UN4 - Caso Variable 2.

Perfil de carga terminales Unidad de Negocio 5  
Caso Variable 2

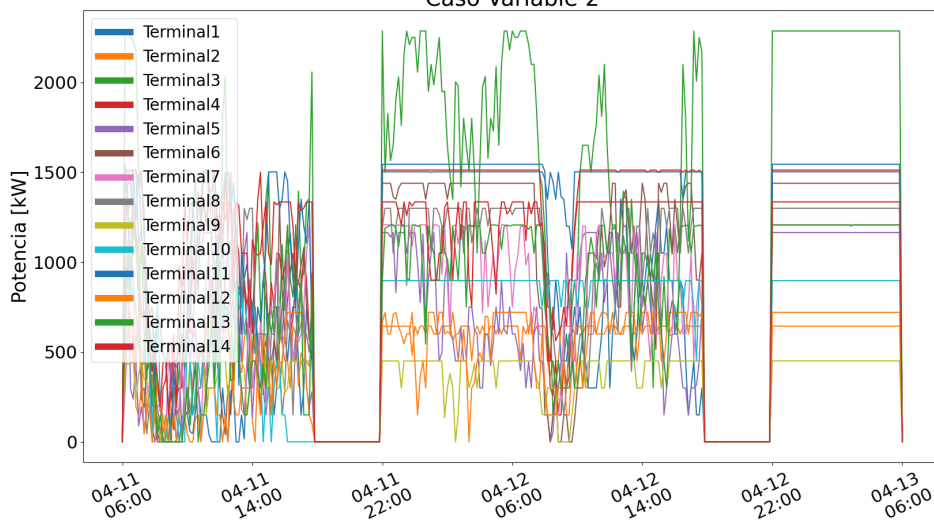


Figura A.19: Terminales UN5 - Caso Variable 2.

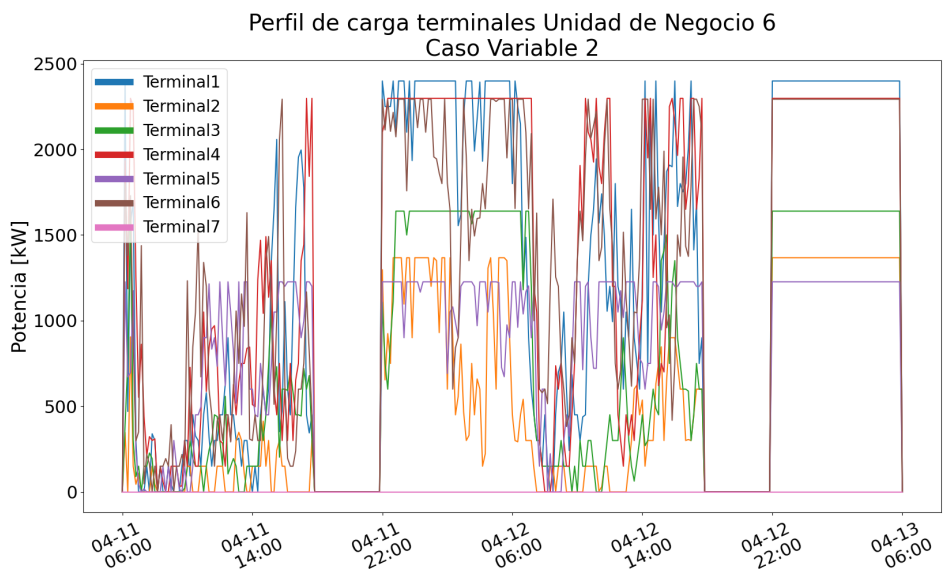


Figura A.20: Terminales UN6 - Caso Variable 2.

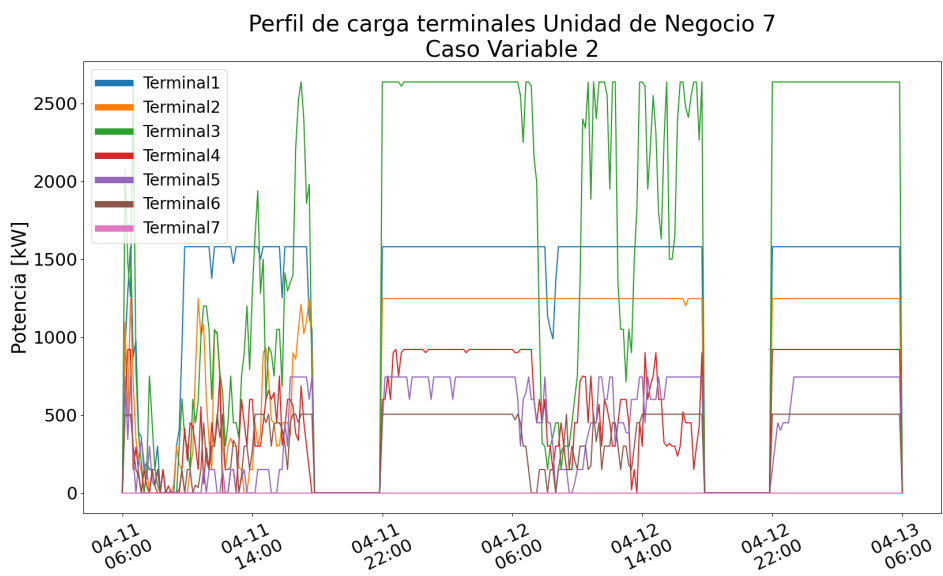


Figura A.21: Terminales UN7 - Caso Variable 2.

# Anexo B

## Curvas de demanda por Unidad de Negocios

### B.1. Caso Base

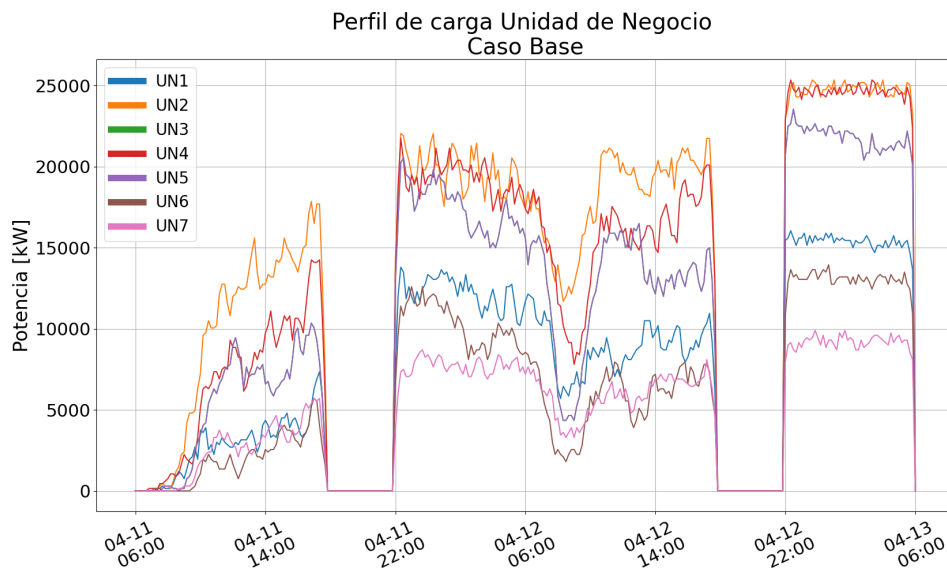


Figura B.1: Unidades de Negocio - Caso Base.

## B.2. Caso Variable 1

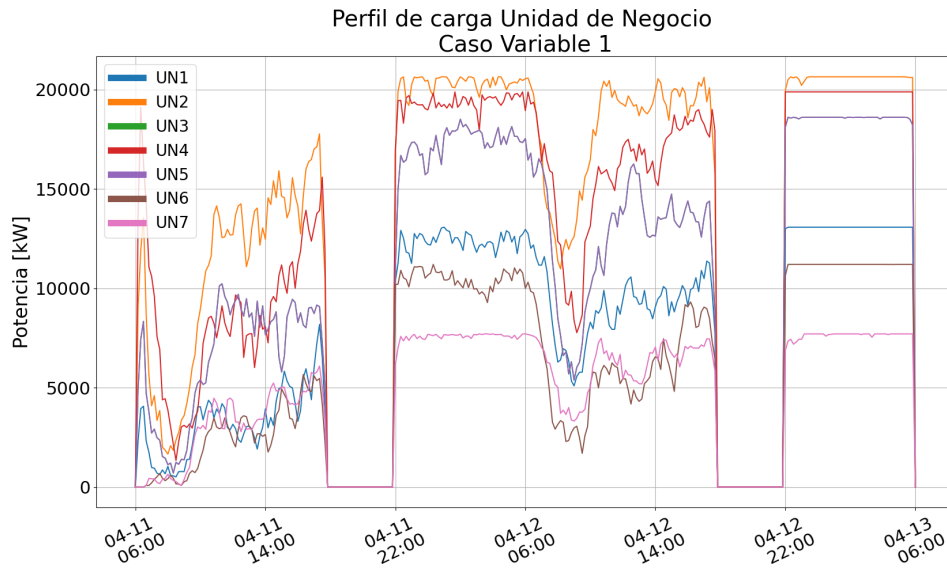


Figura B.2: Unidades de Negocio - Caso Variable 1.

## B.3. Caso Variable 2

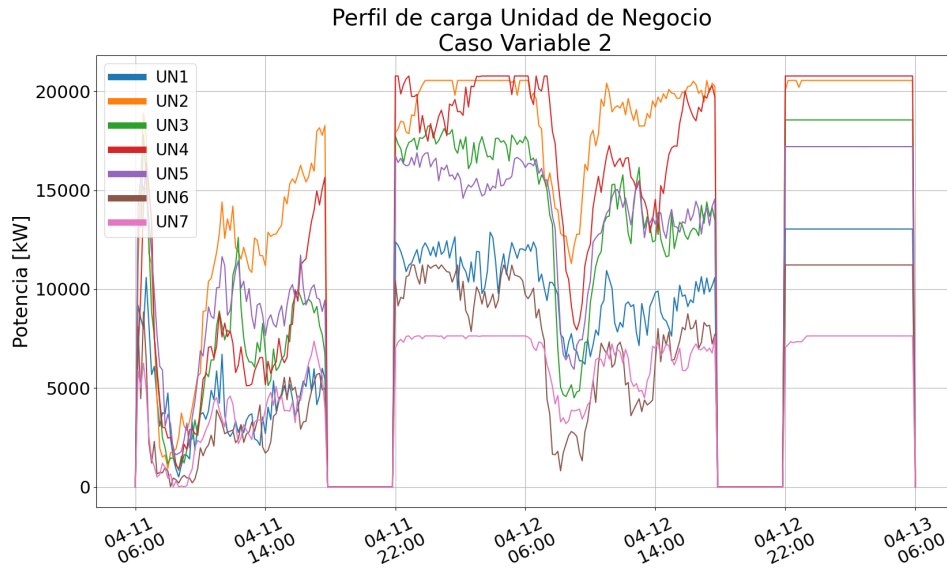


Figura B.3: Unidades de Negocio - Caso Variable 2.



# Anexo C

## Buses en ruta por Unidad de Negocio

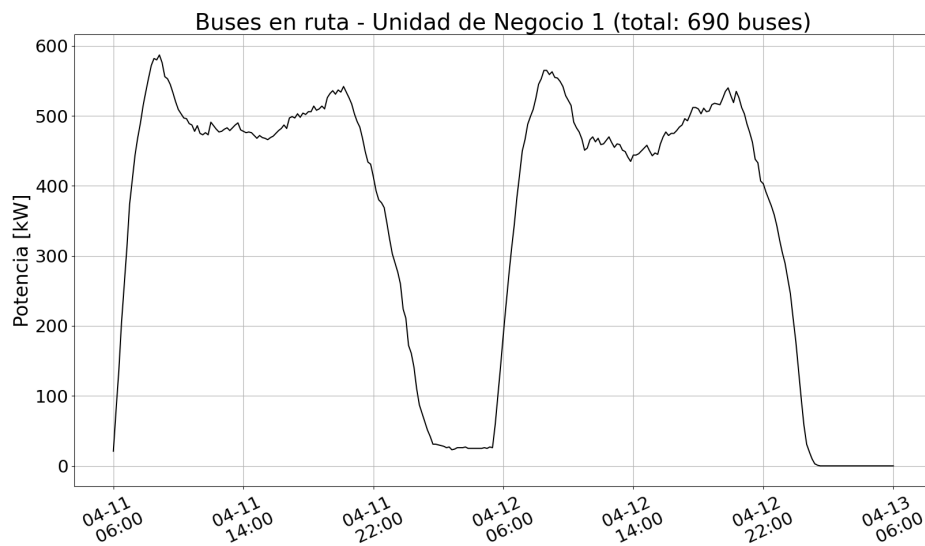


Figura C.1: Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 1.

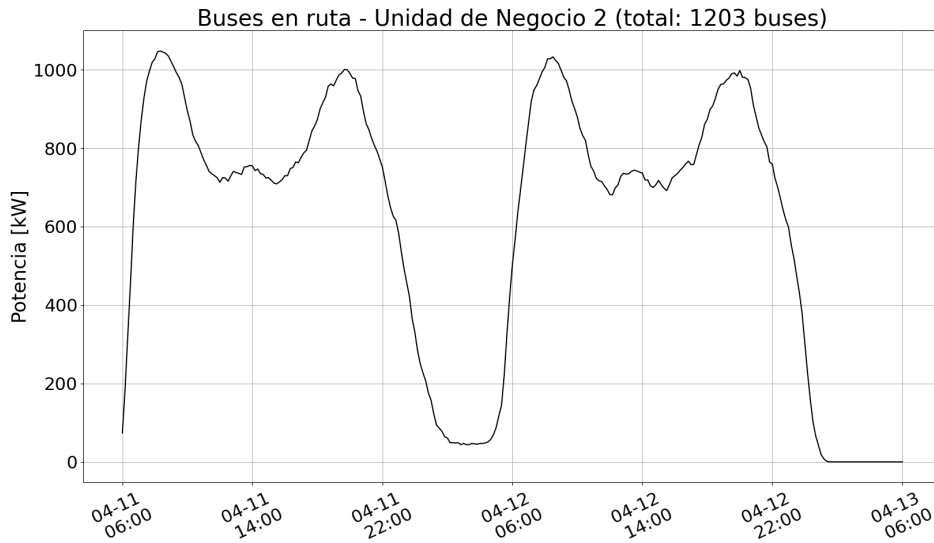


Figura C.2: Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 2.

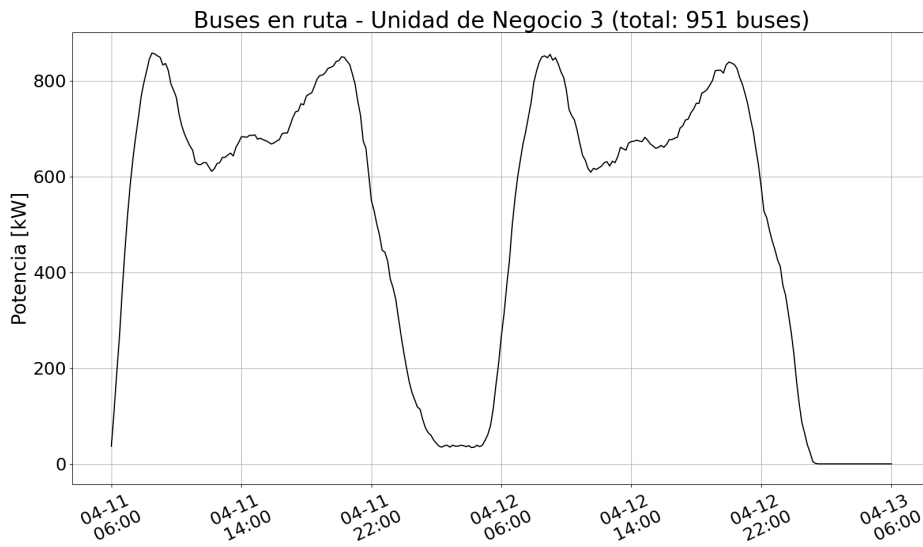


Figura C.3: Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 3.

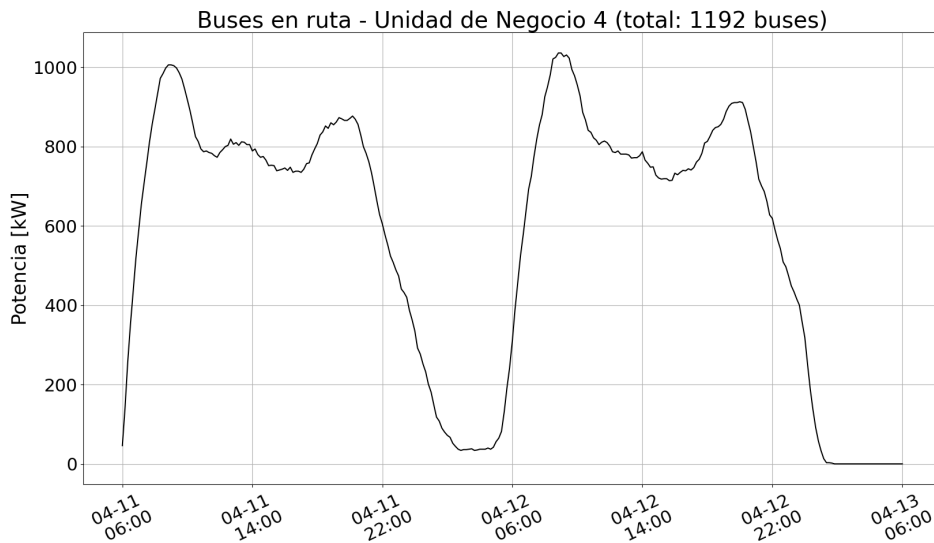


Figura C.4: Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 4.

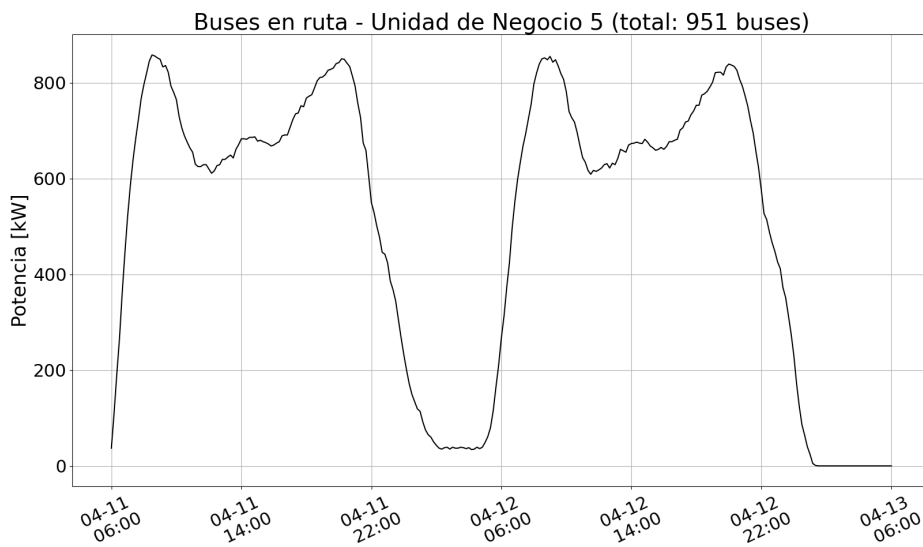


Figura C.5: Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 5.

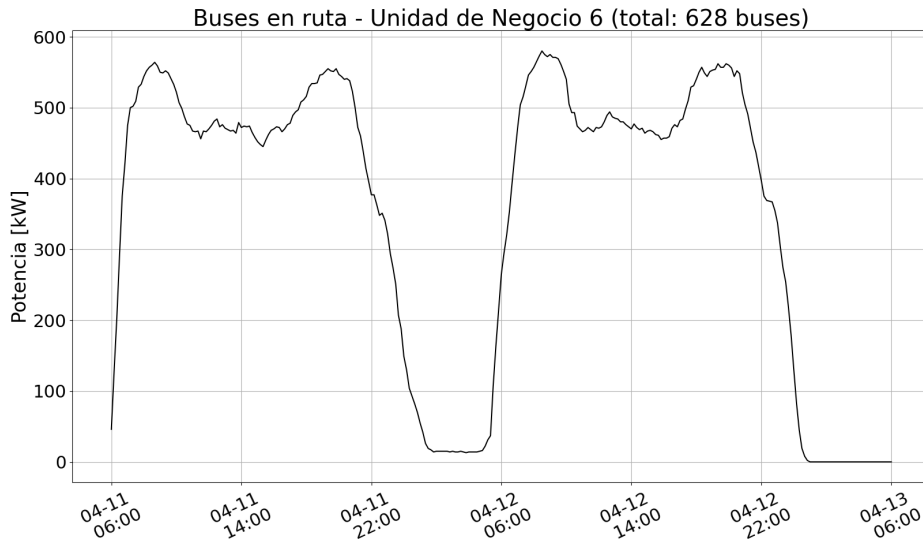


Figura C.6: Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 6.

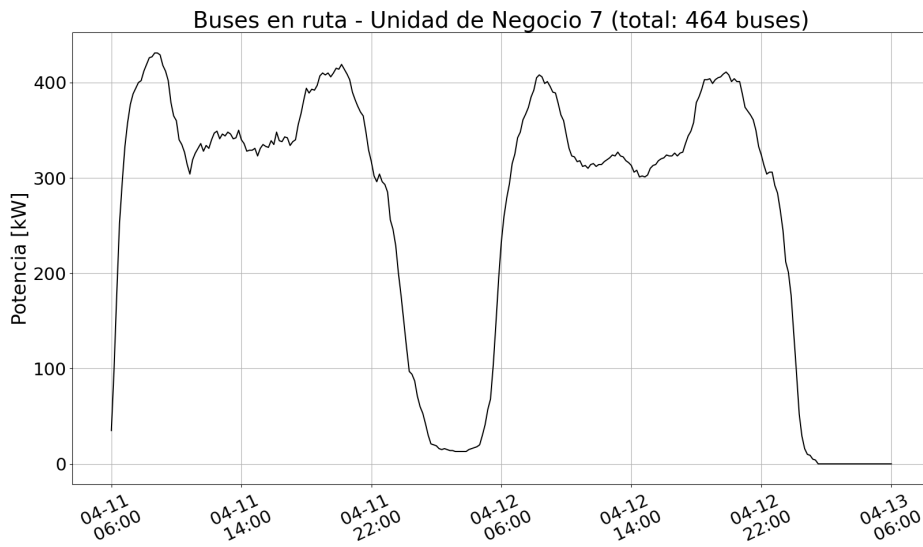


Figura C.7: Cantidad de buses en ruta - Unidad de Negocios 7.