



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

ELECTRIFICACIÓN DEL TRANSPORTE – BUSES ELÉCTRICOS Y EL
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

ANDRÉS EDUARDO BRAGA MUÑOZ

PROFESOR GUÍA:
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MARCELA MUNIZAGA MUÑOZ
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: ANDRÉS BRAGA MUÑOZ
FECHA: ENERO DE 2020
PROF. GUÍA: ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

ELECTRIFICACIÓN DEL TRANSPORTE – BUSES ELÉCTRICOS Y EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Ante los efectos negativos que se proyectan debido al cambio climático, ha habido un interés global en impulsar políticas y tecnologías que permitan disminuir la huella de carbono. En el caso de Chile, el sector de transporte es particularmente relevante, ya que produce alrededor de un cuarto de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel país. Esto hace que los impactos de hacer la transición hacia un sistema de transporte limpio y sustentable puedan ser una importante contribución en este ámbito.

Es en ese contexto donde la electromovilidad surge como una alternativa para lograr dicha transición. Si bien la tecnología todavía no se encuentra totalmente desarrollada, se espera que con una baja en el precio de las baterías su adopción sea masiva, producto de sus ventajas. En particular, se ha destacado la importancia de electrificar el transporte público, producto de sus altos costos operacionales y nivel de gestión que se tiene de la flota, además de ser un agente que permita a su vez impulsar hacia la electromovilidad a los otros agentes del mismo sector de transporte. Sin embargo, la electrificación del transporte público tiene una serie de consecuencias y desafíos que deben ser analizados. En el sistema eléctrico, la adopción masiva de buses eléctricos podría elevar considerablemente los requerimientos de energía y potencia para abastecer de suministro a la flota, además de requerir infraestructura adicional para la carga de los buses tanto en los terminales como el sistema de distribución que los abastece.

En esta línea, el objetivo de este trabajo consistió en analizar estos últimos dos aspectos, a través del desarrollo de un modelo de gestión de carga que minimiza compras de energía y potencia. Como también, un modelo que permite cuantificar preliminarmente los costos en infraestructura de distribución asociado al abastecimiento de los puntos de carga, a través de la minimización de costos de inversión y pérdidas de energía. Para todo ello, se utilizó información de la operación real del Transantiago para el año 2018.

Los resultados obtenidos muestran que, para el programa de operación actual, la flota es altamente electrificable, aunque no en su totalidad, por lo que es necesario reasignar buses o bien añadir nuevos. En cuanto a los requerimientos de potencia, estos serían como máximo 170[MW] para una flota de 6.441 en el período analizado. Por otra parte, se ha estimado que para las características de los recorridos y la flota actual, las demandas máximas de los terminales variarían entre 0,3 y 9,3[MW], concentrándose el 50% de ellos entre 0,3 y 3[MW]. Se determina que los costos de inversión corresponderían a 2.850 millones de pesos solo por conceptos de alimentadores de distribución.

El trabajo entrega herramientas para analizar el impacto de un sistema de transporte público eléctrico. El estudio de este problema puede ser profundizado en distintas líneas que se detallan en las conclusiones y que permiten abordar aristas y extensiones de esta investigación.

Agradecimientos

Si tuviera que describir esta etapa de mi vida, diría que ha sido una llena de vaivenes, emociones de topo tipo, momentos importantes, y muchísimos aprendizajes. Pero por ningún motivo ha sido un proceso que he recorrido solitariamente, y por lo tanto me gustaría agradecer a las personas importantes que me han acompañado en él.

En primer lugar, me gustaría empezar agradeciendo a mi familia, por estar ahí siempre en todo momento y lugar, y tener la posibilidad de compartir siempre con ustedes. Gracias a mi mamá y papá por enseñarme la importancia del esfuerzo y constancia a partir de sus propias historias de vida, por entregarme su apoyo en cada uno de mis proyectos y su preocupación constante, por escucharnos y acompañarnos en todos nuestros éxitos y fracasos. Gracias a mi hermana y mis hermanos, por todos esos momentos que hemos pasado, y esa interesante dinámica que se da debido a nuestras diversas personalidades. A la Xime por haber estado con nosotros todos estos años (desde que tengo recuerdo la verdad). No puedo dejar de mencionar a Ogú en este punto, por acompañarme prácticamente todos los días que estuve desarrollando este trabajo.

Agradezco también a mis amigos y amigas que conocí durante el colegio, y que se han mantenido por todos estos años, son para mí realmente una segunda familia. Mencionar especialmente dentro de ellos a Garbarini, Nacho y Seba por apoyarme en esos momentos personales realmente duros, y por esa amistad fraterna que hemos construido, que no ha decaído jamás a pesar de nuestras diferencias, distancias y circunstancias de la vida.

A las personas que he conocido durante la universidad, desde los de la sección, los chiquillos que conocí en eléctrica, mis amigos del intercambio, y aquellos que he conocido por el deporte. Por todos esos viajes, trasnoches, carretes, anécdotas, juntas, partidos, cordadas, y un larguísimo etc. Agradezco el gran grupo que tenemos y espero que se mantenga a lo largo de los años.

Al deporte, por ser mi fuente de distracción, frustraciones y enseñanzas. Ya sea el fútbol, la escalada/montañismo ahora último, o simplemente el hecho de salir a correr o andar en bici. No podría pensar mi día a día sin estas actividades, toda la gente que he conocido a través de él y los proyectos que a futuro me plantea, siendo una fuente constante de motivación y desahogo personal.

Finalmente agradecer a los profesores de esta comisión, por su interés, tiempo y conocimientos que me han transmitido. Agradecer especialmente al profesor Alejandro Navarro por guiar este trabajo, por todo el tiempo y atención que ha dedicado a él durante todo este período.

Tabla de Contenido

Capítulo 1: Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos.....	2
1.3. Alcances	2
Capítulo 2: Marco Conceptual	4
2.1. Balance Nacional de Energía.....	4
2.2. Sistema Eléctrico Chileno.....	5
2.2.1. Mercado Eléctrico Chileno y Tarificación	7
2.2.2. Aspectos básicos de las redes de distribución	8
2.2.3. Normativa Chilena en Regulación de Tensión	10
2.3. Desarrollo de la electrificación del transporte	11
2.4. Sistema de transporte público de Santiago.....	18
2.5. Planificación del transporte público	20
2.6. Revisión Bibliográfica.....	22
2.6.1. Revisión Bibliográfica general.....	22
2.6.2. Electrificación del transporte público.....	25
Capítulo 3: Metodología.....	33
3.1. Revisión y recolección del modelo base	33
3.2. Desarrollo del Modelo	34
3.2.1. Modelo de Gestión de Carga.....	36
3.2.2. Diseño de alimentadores.....	40
3.3. Ejecución del Modelo	41
3.4. Análisis de Resultados	42

Capítulo 4: Elaboración del Modelo	43
4.1. Herramientas computacionales	43
4.1.1. Python	43
4.1.2. Fico Xpress-Mosel	44
4.1.3. QGIS.....	44
4.1.4. OpenDSS.....	44
4.2. Bases de Datos	44
4.2.1. Diccionario Patentes.....	45
4.2.2. Información de expediciones	45
4.2.3. shapeRutas e Inicio y Fin de recorridos	46
4.2.4. Inventario de Terminales.....	47
4.3. Modelo de gestión de carga	49
4.3.1. Asignación de recorridos a Terminales	49
4.3.2. Matriz de estado de la flota	52
4.3.3. Modelo de optimización para gestión de carga	55
4.3.4. Modelo para continuidad de carga de buses	60
4.4. Diseño de alimentadores	68
4.4.1. Recopilación de información de subestaciones	68
4.4.2. Determinación del trazado de alimentadores a subestaciones	72
4.4.3. Inventario de conductores y criterio de postes eléctricos	73
4.4.4. Selección óptima de conductor y cantidad de postes	74
4.5. Definición del caso de estudio	78
4.5.1. Horizonte de tiempo, discretización elegida y dimensionalidad del problema	78
4.5.2. Costo de potencia	79
4.5.3. Precio de energía	80
4.5.4. Casos de simulación	80

4.5.5. Incorporación directa de un terminal de carga a una red de MT	81
Capítulo 5: Resultados y Análisis	83
5.1. Modelo de gestión de carga	83
5.1.1. Gestión de flota.....	83
5.1.2. Perfiles de carga	87
5.2. Diseño de alimentadores	96
5.2.1. Resultados de demanda máxima por terminal	96
5.2.2. Diseño de alimentadores.....	100
5.3. Evaluación de caídas de tensión y problemas de corriente	104
Capítulo 6: Conclusiones y trabajos futuros	107
6.1. Conclusiones	107
6.2. Trabajos Futuros.....	109
Bibliografía	111
Capítulo 7: Anexos.....	116
7.1. Anexo B: Inventario de Conductores	116
7.2. Anexo C: Requerimientos de potencia por terminal,.....	117

Índice de Tablas

TABLA 2.1: LÍMITES PARA REGULACIÓN DE TENSIÓN.	11
TABLA 2.2: ELECTROTERMINALES PARA BUSES EXISTENTES DE <i>RED</i> , ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE [12][42].	17
TABLA 2.3: EMPRESAS CONCESIONARIAS DE LOS SERVICIOS DE BUSES DE RED, ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE [43].	19
TABLA 2.4: HOMOLOGACIÓN DE TIPOLOGÍA DE BUSES [16].	27
TABLA 4.1: CAMPOS CONTENIDOS EN LA BASE DE DATOS DICCIONARIO PATENTES.	45
TABLA 4.2: CAMPOS CONTENIDOS EN LA BASE DE DATOS DE INFORMACIÓN DE EXPEDICIONES.	46
TABLA 4.3: CAMPOS CONTENIDOS EN LA BASE DE DATOS SHAPERUTAS.	47
TABLA 4.4: CAMPOS DE LA MATRIZ DE ESTADO DE LA FLOTA.	53
TABLA 4.5: ESTRUCTURA DE COSTOS DE LA FUNCIÓN OBJETIVO.	58
TABLA 4.6: CAMPOS DEL PROCESAMIENTO DE PERFILES.	62
TABLA 4.7: HORIZONTE DE TIEMPO ESCOGIDO.	79
TABLA 4.8: CARGOS POR POTENCIA UTILIZADOS.	80
TABLA 4.9: CASOS DE SIMULACIÓN.	81
TABLA 7.1: INVENTARIO DE CONDUCTORES, ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE LO EXPUESTO EN LA SECCIÓN 4.4.3.	116

Índice de Figuras

FIGURA 2.1: MATRIZ ENERGÉTICA PRIMARIA DE CHILE AÑOS 2018, 2017 Y 2007, ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE [4][18].	4
FIGURA 2.2: MATRIZ ENERGÉTICA SECUNDARIA 2018, ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE [4].	4
FIGURA 2.3: DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO FINAL DEL SECTOR TRANSPORTE SEGÚN FUENTE DE ENERGÍA, 2018 [4].	5
FIGURA 2.4: ESQUEMA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO CON SUS COMPONENTES PRINCIPALES [21].	6
FIGURA 2.5: CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN SEN, ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE [6].	7
FIGURA 2.6: GENERACIÓN ELÉCTRICA POR TECNOLOGÍA SEN 2019, ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE [23].	7
FIGURA 2.7: TRANSMISIÓN RADIAL SIN ADMITANCIAS [24].	9
FIGURA 2.8: FACTORES DE EMISIÓN ANUALES , PERÍODO 2010-2019, ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE [33]. ANTES DEL 2018, SE UTILIZÓ EL PROMEDIO DE LOS VALORES CORRESPONDIENTES PARA EL SIC Y EL SING.	12
FIGURA 2.9: VENTAS DE AUTOS ELÉCTRICOS Y PROPORCIÓN DEL MERCADO [32].	13
FIGURA 2.10: STOCK DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS A NIVEL MUNDIAL, PERÍODO 2013-2018 [32].	13
FIGURA 2.11: CIUDADES PARTICIPANTES DE LA INICIATIVA EVI-PCP [34].	14
FIGURA 2.12: PUNTOS DE CARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN CHILE, JUNIO 2019 [35].	14
FIGURA 2.13: INTERFAZ APLICACIÓN <i>EcoCARGA</i> [8].	15
FIGURA 2.14: VENTAS ANUALES DE AUTOS ELÉCTRICOS EN CHILE, ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE DATOS DE [13].	16
FIGURA 2.15: TIPOS DE BUSES SEGÚN LONGITUD [46].	19
FIGURA 2.16: ETAPAS DE DISEÑO DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE TRANSPORTE PÚBLICO, ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE [48], [50].	20
FIGURA 2.17: MODIFICACIÓN AL PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE TRANSPORTE PÚBLICO ANTE UNA ELECTRIFICACIÓN DE ESTE, ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE [48]. LAS VARIABLES EN ROJO CORRESPONDEN A LAS MODIFICACIONES.	22
FIGURA 2.18: PERFIL DE POTENCIA PARA UNA ESTACIÓN DE CARGA DE 500 kW [52].	23
FIGURA 2.19: PERFIL DE DEMANDA PARA CARGADORES LENTOS [53].	24
FIGURA 2.20: PERFIL DE DEMANDA PARA CARGADORES RÁPIDOS [53].	24
FIGURA 2.21: ESTADO DEL TAP Y PERFIL DE VOLTAJE PARA CARGADORES LENTOS [53].	24
FIGURA 2.22: PERFIL DE POTENCIA DE EVENTO DE CARGA DE UN BUS, MEDIDO POR FASE [54].	25
FIGURA 2.23: PERFIL DE CARGA DEL ELECTROTERMINAL ESTUDIADO, ANTES Y DESPUÉS DE LA APLICACIÓN DEL MODELO (CARGA NO CONTROLADA Y CONTROLADA, RESPECTIVAMENTE) [54].	25
FIGURA 2.24: ESQUEMA GENERAL DEL MODELO, CON SUS DATOS DE ENTRADA Y SALIDA [16].	26
FIGURA 2.25: DEMANDA DE ENERGÍA HORARIA TOTAL [16].	27
FIGURA 2.26: ESTADO DE LA FLOTA A NIVEL GLOBAL [16].	28
FIGURA 2.27: METODOLOGÍA DEL MODELO DESARROLLADO EN [16].	29
FIGURA 2.28: GESTIÓN DE FLOTA Y RESULTADO DEL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE BUSES [16].	31
FIGURA 2.29: PERFIL DE CARGA A NIVEL GLOBAL DE FLOTA [16].	31
FIGURA 2.30: EJEMPLO DE UN PERFIL DE CARGA INDIVIDUAL PARA UN BUS [16].	32
FIGURA 3.1: METODOLOGÍA GENERAL DE TRABAJO.	33
FIGURA 3.2: DIAGRAMA GENERAL DEL MODELO.	35
FIGURA 3.3: METODOLOGÍA DEL MODELO DE GESTIÓN DE CARGA.	36
FIGURA 3.4: DATOS DE ENTRADA Y SALIDA DE LA ETAPA DE EXTRACCIÓN DE EXPEDICIONES.	37
FIGURA 3.5: DATOS DE ENTRADA Y SALIDA ETAPA DE ASIGNACIÓN DE TERMINALES.	37
FIGURA 3.6: DATOS DE ENTRADA Y SALIDA DE LA ETAPA N°3.	38
FIGURA 3.7: FLUJO DE INFORMACIÓN DE LA ETAPA DE GESTIÓN DE CARGA.	38
FIGURA 3.8: FLUJO DE INFORMACIÓN DE LA ETAPA DE VERIFICACIÓN DE FALLA.	39
FIGURA 3.9: FLUJO DE INFORMACIÓN PARA LA ETAPA DE RESOLUCIÓN DE FALLAS.	39
FIGURA 3.10: FLUJO DE INFORMACIÓN ETAPA DE ARREGLO DEL <i>SWITCHING</i> , O MODELO DE CONTINUIDAD DE CARGA DE BUSES.	40
FIGURA 3.11: METODOLOGÍA DEL MODELO DE DISEÑO DE ALIMENTADORES.	40
FIGURA 4.1: ESQUEMA EXPLICATIVO CAPÍTULO 4.	43
FIGURA 4.2: ESQUEMA EXPLICATIVO CAPÍTULO 4-HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES.	43
FIGURA 4.3: ESQUEMA EXPLICATIVO CAPÍTULO 4-BASES DE DATOS.	44
FIGURA 4.4: VISUALIZACIÓN RECORRIDO 210-IDA, LOS PUNTOS DE INICIO Y FIN DEL RECORRIDO SE MARCAN EN AMARILLO.	46
FIGURA 4.5: INVENTARIO DE TERMINALES.	48
FIGURA 4.6: METODOLOGÍA DE DETERMINACIÓN DE SUPERFICIES DE TERMINALES.	48
FIGURA 4.7: ESQUEMA EXPLICATIVO CAPÍTULO 4-MODELO DE GESTIÓN DE CARGA.	49

FIGURA 4.8: VISUALIZACIÓN DE LA CAPA QUE CONTIENE LA RED VIAL DE SANTIAGO, SUPERPUESTA SOBRE EL MAPA DE LA RM.	50
FIGURA 4.9: ZOOM A UN EXTRACTO DE LA CAPA QUE CONTIENE LA RED VIAL DE SANTIAGO.	50
FIGURA 4.10: METODOLOGÍA ASIGNACIÓN DE TERMINALES A RECORRIDOS. EN ROJO SE MUESTRA EL TERMINAL DE INICIO N°3 ESCOGIDO PARA ESE RECORRIDO.	51
FIGURA 4.11: METODOLOGÍA ASIGNACIÓN DE TERMINALES A RECORRIDOS. EN ROJO SE MUESTRA EL TERMINAL DE FIN N°7 ESCOGIDO PARA ESE RECORRIDO.	51
FIGURA 4.12: RECORTE DE INFORMACIÓN DE EXPEDICIONES PARA EL BUS BJFC88.	52
FIGURA 4.13: EJEMPLO DE LA MATRIZ DE ESTADO DE LA FLOTA.	55
FIGURA 4.14: PERFIL DE CARGA BUS CJRF96.	60
FIGURA 4.15: METODOLOGÍA DEL PROCESO PARA CONTINUIDAD DE CARGA DE BUSES.	61
FIGURA 4.16: DIAGRAMA EXPLICATIVO DE LA PRIMERA PARTE DEL MODELO PARA CONTINUIDAD DE CARGA.	66
FIGURA 4.17: EVENTO DE CARGA N°1 Y VARIABLES DE ESTADO.	66
FIGURA 4.18: DIAGRAMA EXPLICATIVO, MINIMIZACIÓN DE COSTOS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN MODELO DE CONTINUIDAD DE CARGA	67
FIGURA 4.19: ESQUEMA EXPLICATIVO CAPÍTULO 4-DISEÑO DE ALIMENTADORES.	68
FIGURA 4.20: MAPA DE LAS SUBESTACIONES DE SANTIAGO FILTRADAS. EN ROJO SE MUESTRAN LAS DE PROPIEDAD DE EEPa Y EN NEGRO LAS DE ENEL.	69
FIGURA 4.21: RETIROS HORARIOS SUBESTACIÓN CHACABUCO PARA NIVEL DE TENSIÓN 23[kV], AÑO 2018.	71
FIGURA 4.22: HISTOGRAMA DE CAPACIDAD DISPONIBLE EN CIRCUITOS DE LAS SUBESTACIONES.	71
FIGURA 4.23: HISTOGRAMA DE PORCENTAJE DE OCUPACIÓN EN CIRCUITOS DE LAS SUBESTACIONES.	71
FIGURA 4.24: EJEMPLO DE APLICACIÓN DE METODOLOGÍA PARA DETERMINACIÓN DEL TRAZADO DE ALIMENTADORES.	73
FIGURA 4.25: CIRCUITO EQUIVALENTE REPRESENTATIVO PARA ALIMENTADORES.	75
FIGURA 4.26: GRÁFICA DE EJEMPLO PARA LA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE CONDUCTORES. VALOR PRESENTE EN FUNCIÓN DE LA CORRIENTE PARA UN SET DE 3 CONDUCTORES.	75
FIGURA 4.27: ESQUEMA EXPLICATIVO CAPÍTULO 4-DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO.	78
FIGURA 4.28: RED DE MEDIA TENSIÓN UTILIZADA.	82
FIGURA 4.29: DEMANDA AGREGADA PARA RED DE MEDIA TENSIÓN.	82
FIGURA 5.1: RESUMEN GESTIÓN DE FLOTA CASO 1 Y 2.	84
FIGURA 5.2: RESUMEN GESTIÓN DE FLOTA EN PORCENTAJES DEL TOTAL DE LA FLOTA, CASO 1 Y 2.	84
FIGURA 5.3: RESUMEN GESTIÓN DE FLOTA CASO 3 Y 4.	85
FIGURA 5.4: RESUMEN GESTIÓN DE FLOTA EN PORCENTAJES DEL TOTAL DE LA FLOTA, CASO 3 Y 4.	85
FIGURA 5.5 RESUMEN GESTIÓN DE FLOTA, TODOS LOS CASOS.	86
FIGURA 5.6: PORCENTAJE DE BUSES CON FALLA, TODOS LOS CASOS.	87
FIGURA 5.7: PORCENTAJE DE BUSES CON Y SIN FALLA, TODA LA FLOTA.	87
FIGURA 5.8: PERFILES INDIVIDUALES DE BUSES PARA EL TERMINAL 5 DE LA UN3, CASO 1, UNA VEZ APLICADO EL MODELO DE CONTINUIDAD DE CARGA.	88
FIGURA 5.9: PERFIL TERMINAL 5 UNIDAD DE NEGOCIO 3, ANTES Y DESPUÉS DE APLICAR MODELO DE CONTINUIDAD DE CARGA.	88
FIGURA 5.10: RECORTE PERFIL INDIVIDUAL BUS BJFG30, ANTES Y DESPUÉS DE APLICAR MODELO DE CONTINUIDAD DE CARGA.	89
FIGURA 5.11: RECORTE PERFIL INDIVIDUAL BUS BJFW45, ANTES Y DESPUÉS DE APLICAR MODELO DE CONTINUIDAD DE CARGA.	89
FIGURA 5.12: PERFIL DE CARGA PARA TODA LA FLOTA AGREGADA CASO 1, ANTES Y DESPUÉS DE APLICAR EL MODELO DE CONTINUIDAD DE CARGA.	90
FIGURA 5.13: PERFIL DE CARGA PARA LA UNIDAD DE NEGOCIO 1, ANTES Y DESPUÉS DE APLICAR EL MODELO DE CONTINUIDAD DE CARGA.	91
FIGURA 5.14: PERFIL DE CARGA PARA EL TERMINAL 1 DE LA UNIDAD 1 NEGOCIO 1, ANTES Y DESPUÉS DE APLICAR EL MODELO DE CONTINUIDAD DE CARGA.	91
FIGURA 5.15: REQUERIMIENTOS TEMPORALES DE ENERGÍA Y POTENCIA CASO 1, TODA LA FLOTA.	92
FIGURA 5.16: REQUERIMIENTOS TEMPORALES DE ENERGÍA Y POTENCIA CASO 2, TODA LA FLOTA.	92
FIGURA 5.17: REQUERIMIENTOS TEMPORALES DE ENERGÍA Y POTENCIA CASO 3, TODA LA FLOTA.	93
FIGURA 5.18: REQUERIMIENTOS TEMPORALES DE ENERGÍA Y POTENCIA CASO 4, TODA LA FLOTA.	94
FIGURA 5.19: REQUERIMIENTOS TEMPORALES DE POTENCIA PARA TODOS LOS CASOS, TODA LA FLOTA.	94
FIGURA 5.20: COSTOS DE OPERACIÓN ASOCIADOS A LA CARGA DE LOS BUSES POR UNIDAD DE NEGOCIO Y CASO.	95
FIGURA 5.21: REQUERIMIENTOS DE POTENCIA POR TERMINAL UN1, CASO 1.	96
FIGURA 5.22: GRÁFICO DE DISPERSIÓN, % RECORRIDOS ASIGNADOS Y DEMANDA MÁXIMA POR TERMINAL.	97
FIGURA 5.23: SUMA DEMANDA MÁXIMA POR TERMINAL DE CADA UNIDAD DE NEGOCIO, TODOS LOS CASOS.	98
FIGURA 5.24: DEMANDA MÁXIMA POR COMUNA, TODOS LOS CASOS.	98
FIGURA 5.25: DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE LOS TERMINALES Y SU DEMANDA MÁXIMA POR CASO.	99
FIGURA 5.26: HISTOGRAMA DEMANDA MÁXIMA TERMINALES.	100

FIGURA 5.27: RESULTADO DEL MODELO DE DISEÑO DE ALIMENTADORES, CASO 1. EN AMARILLO SE MUESTRAN LAS SUBESTACIONES A LAS QUE EL MODELO HA DECIDIDO CONECTAR AL MENOS 1 TERMINAL.	101
FIGURA 5.28: CAPACIDAD DISPONIBLE EN LAS SUBESTACIONES ANTES Y DESPUÉS DE ASIGNAR TERMINALES A ELLAS, CASO 1.....	102
FIGURA 5.29: COSTO TOTAL DE INVERSIÓN POR UNIDAD DE NEGOCIO, TODOS LOS CASOS.	103
FIGURA 5.30: COSTO TOTAL DE INVERSIÓN ALIMENTADORES, TODOS LOS CASOS.	103
FIGURA 5.31: DEMANDA AGREGADA DE LA RED ANTE LA INCORPORACIÓN DE TERMINALES DE CARGA. LA LEYENDA MUESTRA LAS DEMANDAS MÁXIMAS DEL TERMINAL AGREGADO SEGÚN SEA EL CASO.	104
FIGURA 5.32: PERFIL DE VOLTAJES DE LA RED ANTE LA INCORPORACIÓN DE TERMINALES DE CARGA. 17:30 PM.	105
FIGURA 5.33: PROBLEMAS DE CORRIENTE ANTE INCORPORACIÓN DE TERMINALES DE CARGA.....	105
FIGURA 5.34: TOPOLOGÍA DE LA RED Y VISUALIZACIÓN DE PROBLEMAS DE CORRIENTE.	106
FIGURA 7.1: UNIDAD DE NEGOCIO 1	117
FIGURA 7.2: UNIDAD DE NEGOCIO 2	118
FIGURA 7.3: UNIDAD DE NEGOCIO 3	119
FIGURA 7.4: UNIDAD DE NEGOCIO 4.	120
FIGURA 7.5: UNIDAD DE NEGOCIO 5	121
FIGURA 7.6: UNIDAD DE NEGOCIO 6.	122
FIGURA 7.7: UNIDAD DE NEGOCIO 7.	123

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

En las últimas décadas, el calentamiento global es un hecho que ha causado gran atención a nivel mundial. Hay una serie de impactos críticos que tiene el calentamiento global, dentro de las cuales destacan el derretimiento de glaciares, aumento de nivel del mar, colapso de ecosistemas, entre otros [1]. Bajo este marco, una serie de países se han comprometido mediante el acuerdo de París a reducir con metas tangibles las causas del cambio climático. En el caso particular de Chile, se ha propuesto reducir en un 30% las emisiones de GEI respecto del año 2007 [2].

Para poder lograr esto, es necesario apuntar a la reducción de actividades que utilicen la quema de combustibles fósiles. De acuerdo a [3], las emisiones de CO₂ producto de este tipo de actividades contribuyó al 78% del aumento total de emisiones GEI en el período 1970-2010 . En el contexto nacional, de acuerdo con el Balance Nacional de Energía, alrededor de un 80% de la matriz energética primaria se basa en combustibles fósiles [4]. En particular, el sector transporte es uno de los principales responsables produciendo un cuarto de las emisiones a nivel país.

Por otro lado, en el sector energía, la generación eléctrica es la mayor fuente de emisiones del país, con un 31,3% [4]. Dado este contexto, a nivel nacional han surgido políticas públicas como la de Energía 2050, que tiene la meta de lograr que la matriz energética eléctrica se componga en un 70% de energías renovables al año 2050 [5]. Actualmente, el nivel de energías renovables en SEN alcanza un 47% [6].

Este contexto permite posicionar a la electromovilidad como una tecnología clave para poder reducir las emisiones de CO₂ y gases de efecto invernadero, si es acompañada de una matriz energética renovable como la que se plantea a futuro con el actual plan de descarbonización, cuyo objetivo es el cierre de todas las centrales a carbón para el año 2040 [7]. El transporte eléctrico conlleva una serie de beneficios, como la ausencia de emisión de gases contaminantes por los vehículos, reducción del nivel de ruido, bajos costos de operación y mantenimiento [8]. En el contexto nacional, hay una serie de iniciativas que apuntan a esta tecnología. Por ejemplo, en la *Ruta Energética 2018-2022* se ha posicionado al transporte eficiente y dentro de ello a la electromovilidad como uno de los ejes claves para un desarrollo sostenible [9].

Uno de los aspectos importantes dentro del sector de transporte es la electrificación del transporte público. De acuerdo a [9][10], este sector es uno de los más importantes, y constituye un pilar fundamental para alcanzar un transporte sustentable en su totalidad. Esto, debido a su uso intensivo y, al ser coordinado por el Gobierno, permite demostrar factibilidad económica y reducir barreras de información . Teniendo esto en consideración, se ha definido como metas de la política energética en Chile el objetivo de alcanzar un 100 % de transporte público eléctrico para el año 2040 y un 40% vehículos eléctricos de uso particular para el 2050 [8]. A fines del 2019, aproximadamente un 6% del transporte público de Santiago ha sido electrificado[11][12], y hay 714 vehículos eléctricos de uso particular, que representan menos del 0.05% del parque vehicular [13][14].

Sin embargo, hay una serie de desafíos a superar para poder lograr una implementación de vehículos eléctricos a gran escala: Desafíos regulatorios, económicos, de operación, impacto en el sistema eléctrico, entre otros [10]. A nivel de sistema eléctrico, la electrificación del transporte supone un aumento de la demanda eléctrica que no debe ser despreciada, en [15] se evidencia que podrían haber impactos relevantes en la red de media tensión incluso para niveles relativamente bajos de penetración.

Considerando todo lo anterior, este trabajo busca determinar los impactos que tendría la electrificación del transporte público de Santiago. Para esto, se busca determinar perfiles de demanda representativos de una operación con buses eléctricos, y posteriormente cuantificar los impactos en el sistema de distribución, a través del dimensionamiento de alimentadores de distribución que abastecerían a los puntos de carga de los buses desde las subestaciones primarias.

1.2. Objetivos

En esta sección, se describen los objetivos de la presente memoria. Primeramente, se describe el objetivo general y luego los objetivos específicos.

1.2.1. Objetivo general

El objetivo fundamental es determinar el perfil de demanda eléctrica producto de la adopción de buses eléctricos en el transporte público de Santiago y cuantificar los impactos en el sistema de distribución, a nivel de media tensión.

1.2.2. Objetivos específicos

- Obtener perfiles de carga, espacial y temporalmente distribuidos, a nivel de sistema de una operación representativa de buses eléctricos. Ello a través del perfeccionamiento y profundización del modelo de gestión de carga elaborado en la memoria “*Electrificación del transporte Público de Santiago*” [16].
- Analizar el problema de gestión de flota del transporte público y sus particularidades debido a la electrificación de éste.
- Cuantificar los impactos en el sistema de distribución, a través del desarrollo de una herramienta que permita dimensionar parte de la infraestructura necesaria para abastecer la demanda eléctrica producto de una electrificación de la flota de buses.
- Proponer medidas para poder enfrentar los desafíos asociados a la electrificación del transporte público, desde la perspectiva de sistemas eléctricos.

1.3. Alcances

Para el desarrollo de este trabajo, se utiliza como base el modelo y trabajo desarrollado en la memoria “*Electrificación del transporte Público de Santiago*” [16]. Además, se utilizan los datos GPS de la operación real de la flota del Transantiago del año 2018, los cuales fueron obtenidos a través del sistema ADATRAP[17], a través de un convenio de colaboración entre la Universidad de Chile y el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones de Chile.

Como parámetros del modelo de estado de carga de las de las baterías de los buses eléctricos, se utilizarán las especificaciones técnicas de buses existentes en el mercado, siendo los buses de la marca BYD los que se incorporan en el modelo.

Con respecto a la infraestructura de la carga, en el trabajo se asume que los buses pueden cargarse en todos los terminales, pero no se asume un número de cargadores por terminal. El objetivo es más bien entregar una aproximación de cuanta potencia se necesita en base a los requerimientos necesarios para abastecer un sistema de transporte público de buses eléctrico, teniendo en cuenta que la función objetivo es minimizar las compras de energía y potencia. Teniendo los requerimientos de potencia, es posible determinar el número aproximado de cargadores necesarios.

El modelo elaborado se compone de una serie de etapas y resolución de problemas de optimización, del tipo lineal y lineal entero mixto. Dada su complejidad y cantidad de variables (detalladas en la Sección 4.5.1), se elige un horizonte de simulación de 2 días para el año 2018.

Por otro lado, el trabajo se limita a analizar los impactos en el sistema de distribución a nivel de media tensión, considerando subestaciones primarias y dimensionando alimentadores dedicados exclusivos para los puntos de carga de buses desde las subestaciones. Los efectos a nivel de sistema de transmisión o generación no son analizados en este trabajo.

Capítulo 2: Marco Conceptual

En esta sección se detallan los principales conceptos y temáticas revisadas para poder entender el contexto y los elementos que fundamentan el desarrollo del presente trabajo.

2.1. Balance Nacional de Energía

En primer lugar, para poder reducir las emisiones a nivel país, es necesario entender cuáles son las fuentes de dichas emisiones, para luego determinar qué medidas de mitigación se pueden implementar con relación a éstas. El *Balance Nacional de Energía* [4] busca contabilizar la oferta total de energía disponible y cuantificar como esta oferta fue consumida por los principales sectores de la economía nacional. En la Figura 2.1 se muestra la matriz energética primariaⁱ de Chile en distintos años, siempre fuertemente dominada por el uso de combustibles fósiles como el petróleo, carbón y gas natural, y constituyendo estos energéticos alrededor de un 80% del total.

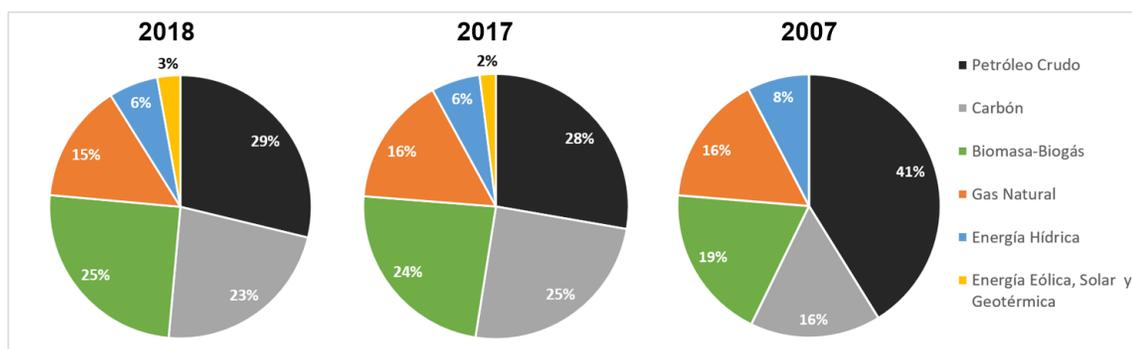


Figura 2.1: Matriz energética primaria de Chile años 2018, 2017 y 2007, elaboración propia a partir de [4][18].

Por otro lado, la matriz energética secundaria muestra la participación sectorial en el consumo final de energía. En la Figura 2.2 se muestra la matriz energética secundaria para el caso de Chile en el año 2018. Como se puede observar, el sector de transporte concentra más de un tercio del total, y por lo tanto es un importante consumidor de energía a nivel nacional.

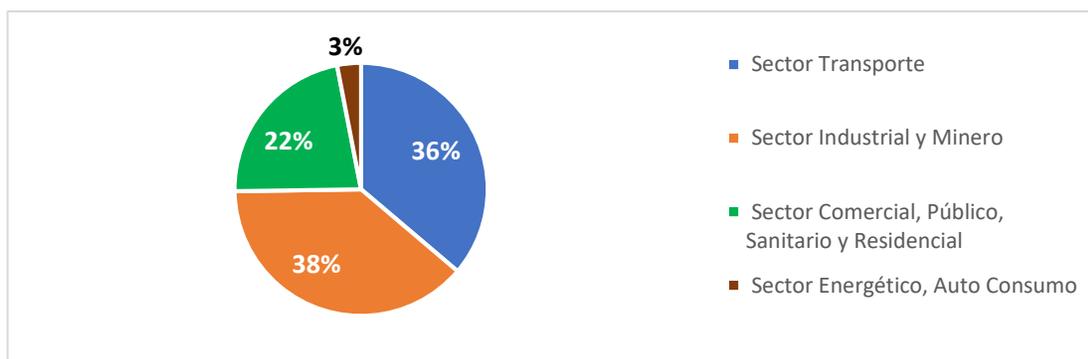


Figura 2.2: Matriz Energética Secundaria 2018, elaboración propia a partir de [4].

ⁱ La matriz energética muestra la participación de los energéticos directamente desde los recursos naturales en el consumo total, antes de ser convertida o transformada.

Si se profundiza aún más con relación al rubro de transporte, en la Figura 2.3 se muestra la distribución de los recursos energéticos para el sector transporte, donde se destaca el hecho de que casi su totalidad proviene de combustibles fósiles, convirtiéndolo en un sector particularmente contaminante. Es más, de acuerdo a [19], las emisiones que produjo este sector para el 2016 correspondieron a un 24% del total a nivel país, siendo el transporte terrestre el más relevante, con un 87% de las emisiones de GEI del sector.

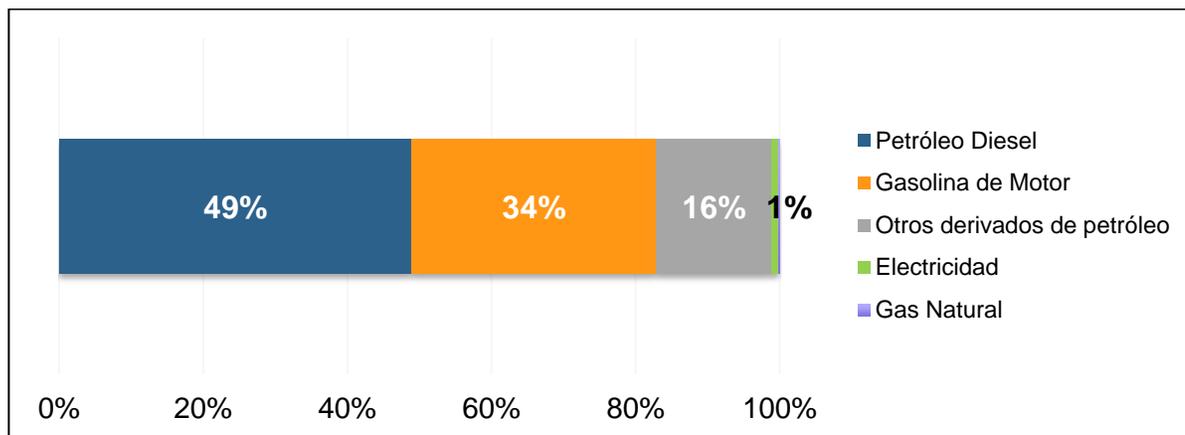


Figura 2.3: Distribución del consumo final del sector transporte según fuente de energía, 2018 [4].

En resumen estos antecedentes muestran al sector transporte como un agente importante en el consumo de energía a nivel nacional, con energéticos que provienen predominantemente de combustibles fósiles, y una proporción relevante de las emisiones a nivel país. Por lo tanto es posible afirmar que la electrificación del transporte se sitúa como una tecnología atractiva, en el sentido de que podría aportar de manera importante a la reducción de gases de efecto invernadero, siempre y cuando su implementación sea acompañada de una matriz de generación eléctrica mayoritariamente limpia.

2.2. Sistema Eléctrico Chileno

A grandes rasgos, los sistemas eléctricos pueden dividirse en 3 sub-sistemas: generación, transmisión y distribución. A continuación, se detalla brevemente en que consiste cada uno de estos.

1. **Generación:** El sistema de generación corresponde al conjunto de instalaciones y equipos eléctricos destinados a la generación de energía eléctrica por conversión a partir de una fuente energética (solar, térmica, química, hidráulica, etc).
2. **Transmisión:** Corresponden a los sistemas, constituidos por líneas, subestaciones y equipos encargados de transportar y distribuir la energía eléctrica desde los puntos de producción (generación) hacia los centros de consumo. En Chile, se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje superior a 23 [kV] [20]. Instalaciones de menores tensiones se consideran como parte del sistema de distribución.
3. **Distribución:** Los sistemas de distribución están constituidos por líneas, subestaciones de distribución y equipos cuya finalidad es distribuir la energía eléctrica hasta los consumidores finales, localizados una zona limitada geográficamente. Los servicios de distribución son ejecutados por empresas que

operan mediante una concesión de servicio público de distribución, con tarifas reguladas y obligación de servicio.

En la Figura 2.4 se muestra un esquema típico de un sistema eléctrico de potencia con los elementos descritos anteriormente.

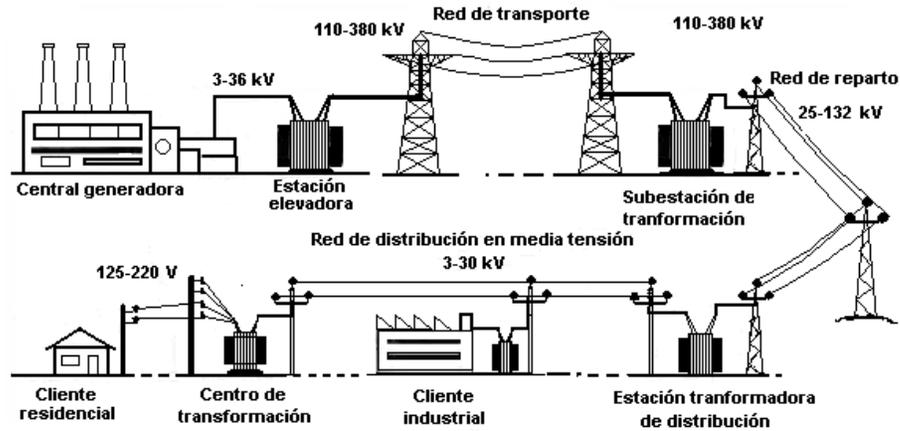


Figura 2.4: Esquema de un sistema eléctrico con sus componentes principales [21].

En Chile, se distinguen 3 sistemas eléctricos de potencia: el Sistema eléctrico Nacional (SEN), Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM). El primero de estos es el más grande todos, abasteciendo al 98.5% de la población de Chile y concentrando el 99.2% de la capacidad total nacional. Su extensión es de 3.100 kilómetros, con una cobertura que abarca desde Arica a la isla grande de Chiloé, y una superficie de 511.554 km^2 , un 68% de Chile continental. El organismo encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del SEN es el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)[6], [22].

La matriz de generación eléctrica del SEN posee una capacidad total instalada de 24.004[MW] y se compone mayoritariamente de fuentes térmicas e hidráulicas (Ver Figura 2.5). Específicamente, alrededor de un 53% es térmico y un 27% hidráulico. Por otro lado, las ERNC hoy constituyen una parte importante de la matriz, superando el 20%. En cuanto a la demanda sistema, para 2019 la demanda máxima fue de 10.608[MW], por lo que el sistema de generación se caracteriza por estar sobre instalado, con más del doble de capacidad que de demanda. En cuanto a la energía generada, en la Figura 2.6 se muestra la participación de cada tecnología para el año 2019. Como se puede observar, la tendencia es similar a la capacidad instalada, donde las tecnologías basadas en combustibles fósiles generaron alrededor del 56% de la energía eléctrica en 2019, mientras que las ERNC generaron un 19,4% de la energía en dicho año.

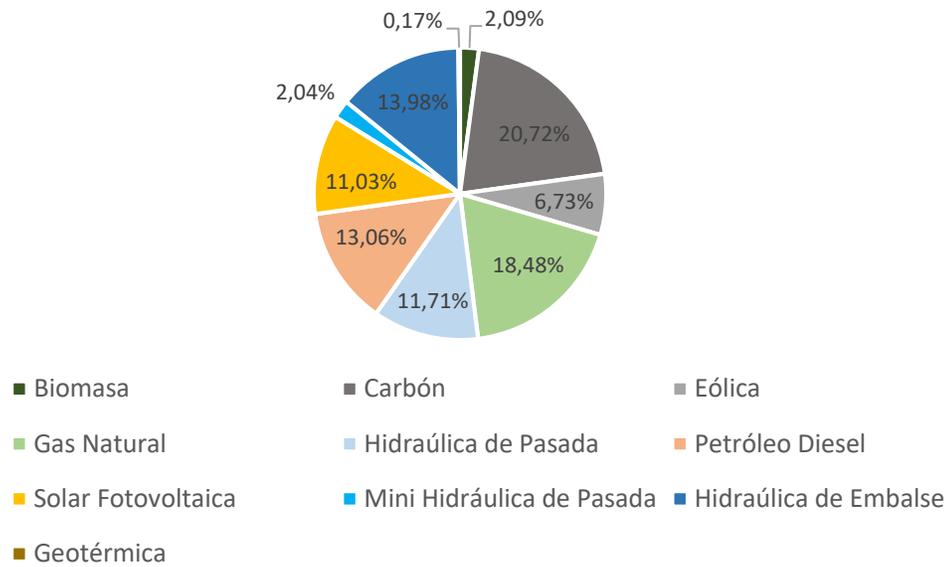


Figura 2.5: Capacidad Instalada de generación SEN, elaboración propia a partir de [6].

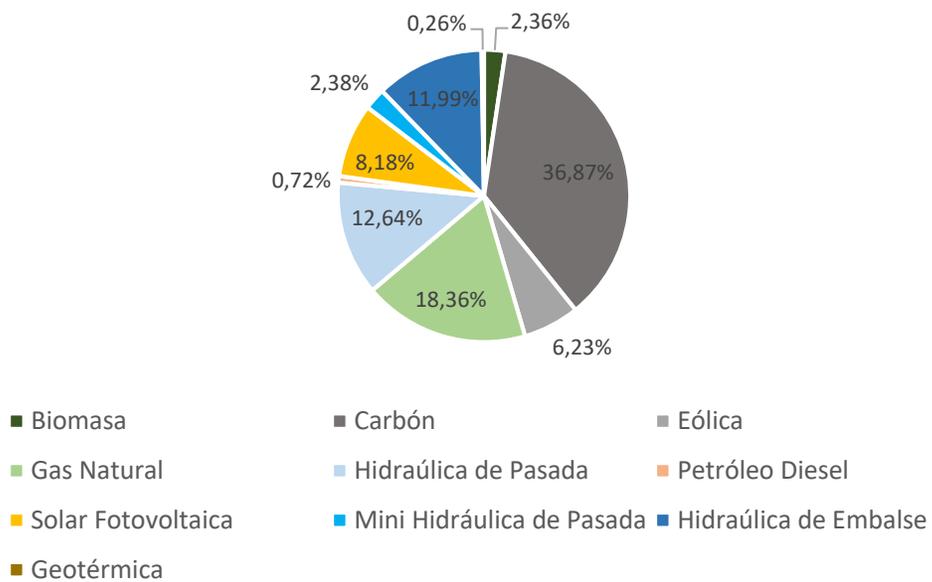


Figura 2.6: Generación eléctrica por tecnología SEN 2019, elaboración propia a partir de [23].

2.2.1. Mercado Eléctrico Chileno y Tarifación

En Chile, en el mercado eléctrico se comercializan la energía y potencia. La energía corresponde al abastecimiento de la electricidad para distintos fines, y la suficiencia de potencia garantiza satisfacer la demanda de punta del sistema [24][25].

Es importante destacar que en Chile se diferencian dos tipos de clientes: regulados y libres. Los primeros están sujetos a regulación de precios, dependiendo de sus características de consumo y la empresa distribuidora que los provea. Por otro lado, los

clientes libres son aquellos que poseen una potencia conectada igual o superior a 5.000[kW], y pueden negociar sus precios de energía y potencia directamente con las empresas generadoras o distribuidoras. A su vez, los clientes regulados son aquellos que posean una potencia conectada menor a 5.000[kW], sin embargo, aquellos que posean una potencia conectada superior a 500[kW] pueden elegir a cuál régimen adscribirse [26].

Por otro lado, los generadores pueden comercializar su energía y potencia en dos mercados: el mercado *Spot* y el de contratos bilaterales. En el primero, participan solo las empresas generadoras, y se valoriza a costo marginal horario. En el segundo, se permite comercializar directamente los precios con grandes consumidores, que corresponden a los clientes libres. Es importante destacar que los contratos definidos son meramente financieros, pues las empresas productoras deben acatar el programa de operación definido por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Con respecto al mercado de distribución, se considera que las características de mercado son las de monopolio natural, y por ende la Ley establece que esté afecto a regulación de precios. La remuneración de la distribución se realiza a través del Valor Agregado de Distribución (VAD), que es fijado cada 4 años por el Ministerio de Energía, con participación de la CNE y empresas distribuidoras, y que determina los precios que pagarán los clientes finales por este concepto [26].

Para este trabajo, es particularmente importante detallar los cargos que deberán pagar los clientes libres, debido a que es probable que las estaciones de carga tengan una potencia conectada suficiente que les permita ser clientes libres. En primer lugar, deben pagar el precio de energía acordado con su suministrador. Además, los clientes libres pueden conectarse directamente al sistema de transmisión o al sistema de distribución. En el primer caso, deberán pagar el precio por la energía, un cargo por uso del sistema de transmisión y un pago por potencia. En el segundo caso, deberán pagar los cargos anteriores, y adicionalmente cargos por uso del sistema de distribución, denominados peajes de distribución. El desglose de estos cargos se especifica en el Decreto N° 4T del año 2018 [27], y consisten en:

- Cargo fijo mensual [\$/mes]
- Cargo por energía [\$/kWh]
- Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución [\$/kW/mes]
- Cargo por compras de potencia [\$/kW/mes]
- Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución [\$/kW/mes]

2.2.2. Aspectos básicos de las redes de distribución

Dentro del sistema de distribución, se pueden distinguir dos subdivisiones de acuerdo con el nivel de tensión y finalidad:

- **Sistema de distribución primario:** Corresponden a las redes que suministran a grandes clientes, centros de transformación y redes de baja tensión. La *norma*

técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución lo define como Media tensión en distribución (MT) y con niveles de voltaje desde 1 kV a 23 kV [28].

- **Sistemas de distribución secundario:** Son las redes destinadas a suministrar usuarios finales y clientes regulados. La *norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución* lo define como Baja tensión en distribución (BT) y con niveles de voltaje iguales o inferiores a 1 kV. El valor característico es de 220 V fase-neutro [28].

Los sistemas de distribución suelen representarse como un circuito muy sencillo, en un modelo de líneas radial que no incluye admitancias, tal como se muestra en la Figura 2.7. Este modelo también constituye una primera buena aproximación para el caso de transformadores, líneas cortas, etc [24].

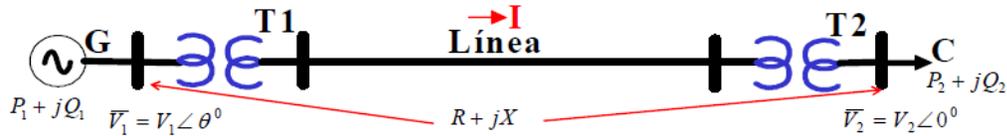


Figura 2.7: Transmisión radial sin admitancias [24].

Donde:

- V_1 : Voltaje en el nodo 1, en [V].
- V_2 : Voltaje en el nodo 2, en [V].
- R : Resistencia de la línea, en [Ω].
- X : Reactancia de la línea, en [Ω].
- P_2 : Potencia activa del consumo, en [W].
- Q_2 : Potencia reactiva del consumo, en [VAR].

Para ese modelo, se presentan a continuación las ecuaciones que permiten determinar algunas variables relevantes, asumiendo que se conocen V_1 , R , X , P_2 y Q_2 , que suele ser el caso más generalⁱⁱ. La derivación completa de dichas ecuaciones puede encontrarse en [29].

En primer lugar, la tensión en el extremo receptor está dada por:

$$|V_2|^2 = |V_1|^2 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{|V_1|^2} \cdot (R^2 + X^2) - 2 \cdot (R \cdot P_2 + X \cdot Q_2) \quad (2.1)$$

Dicha relación puede simplificarse debido a que en ella el término cuadrático que depende de los parámetros de la línea es marginal con respecto al término lineal, quedando así el cálculo de voltaje aproximado como:

ⁱⁱ Este suele ser el caso más general ya que se conoce V_1 , correspondiente al voltaje de generación, o de una subestación en el caso de una red de distribución. Además, se suelen conocer los parámetros técnicos de la línea (R y X) y las características de la demanda (P_2 y Q_2), o bien se pueden estimar.

$$|V_2|^2 \approx |V_1|^2 - 2 \cdot (R \cdot P_2 + X \cdot Q_2) \quad (2.2)$$

Por otro lado, las pérdidas de potencia activa se describen mediante la siguiente ecuación

$$L = R \cdot |I|^2 \quad (2.3)$$

O, en función de $|V_2|$, P_2 , Q_2 :

$$L = R \cdot \frac{P_2^2 + Q_2^2}{|V_2|^2} \quad (2.4)$$

Finalmente, se consideran algunas definiciones que serán útiles para el desarrollo de este trabajo:

- Factor de carga (Fc), es la relación entre la potencia media de la curva de carga y la potencia máxima. Se define a continuación, con E la cantidad de energía consumida en el período T.

$$F_c = \frac{P_{media}}{P_{punta}} = \frac{\frac{E}{T}}{P_{punta}} \quad (2.5)$$

- Factor de carga de pérdidas (fcp), es la relación entre las pérdidas medias de energía y las pérdidas de potencia en el escenario de mayor demanda (potencia máxima).

$$fcp = \frac{L_{media}}{L_{punta}} \quad (2.6)$$

El desarrollo anterior y las expresiones presentadas son importantes para este trabajo ya que permitirán dimensionar los alimentadores de distribución para los puntos de carga de buses, a través de la metodología presentada en la Sección 4.4.

2.2.3. Normativa Chilena en Regulación de Tensión

La *Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución (NT)* [28] define las exigencias que deben cumplir los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad. En particular, la NT exige que se cumplan ciertos criterios de calidad de productoⁱⁱⁱ en todas las redes, en las cuales se destacan el cumplimiento de 2 parámetros, el de la frecuencia y la tensión. Para esta memoria, no se realiza ningún

ⁱⁱⁱ La calidad de producto uno de los estándares inherentes a la actividad de distribución de electricidad, y permite calificar el producto entregado por la empresa distribuidora.

estudio dinámico y por ende se asume la frecuencia del sistema constante e igual a 50 [Hz]. Con respecto a la regulación de tensión, la NT define lo siguiente en su *Artículo 3-1*:

“Para evaluar la regulación de tensión en un punto de la red de distribución se utilizará el siguiente indicador:

$$\Delta V_k = \frac{|V_k - V_n|}{V_n} \cdot 100 \quad (2.7)$$

Donde:

- ΔV_k : Regulación de Tensión en el punto k , en [%].
- V_k : Tensión de suministro en el punto k , determinada como el promedio de las medidas en un intervalo de 10 minutos, en [kV]
- V_n : Tensión Nominal en el punto k , en [kV].

En Estado Normal y durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días corridos de medición y registro, los valores eficaces de la tensión en el punto de conexión de los Usuarios, promediados en 10 minutos, deberán ser tales que la regulación de tensión se mantenga dentro de los siguientes límites:

Tabla 2.1: Límites para Regulación de Tensión.

Densidad de la red \ Tensión de la red	Alta y Media	Baja y Muy Baja
Baja Tensión	±7,5%	±10,0%
Media Tensión	±6,0%	±8,0%

Sin perjuicio de lo anterior, en Estado Normal o Estado Anormal, todos los valores eficaces de la tensión, promediados en 10 minutos para todos los tipos de redes, en BT y MT, deberán situarse dentro del intervalo $V_n - 15\%$ y $V_n + 10\%$.”

El desarrollo anterior y las expresiones presentadas son importantes para este trabajo ya que permitirán dimensionar los alimentadores de distribución para los puntos de carga de buses, a través de la metodología presentada en la Sección 4.4.

2.3. Desarrollo de la electrificación del transporte

Hay una serie de aspectos que han impulsado el auge tecnológico de la electromovilidad. Si se compara un vehículo eléctrico en base a baterías con uno en base

a combustión, se pueden enumerar una serie de ventajas de diversa índole. La *Guía para la Electromovilidad* [30] elaborada por el Ministerio de Energía detalla algunas de ellas:

- Menor costo de operación, debido a la mayor eficiencia de un motor eléctrico (95% v/s 20-25%), lo que se traduce en un menor costo por kilómetro recorrido con los precios actuales de gasolina y electricidad. Por ejemplo, con los valores referenciales presentados en [30] el costo por kilómetro es de 13,5 [\$/km] y 72,7[\$/km] para un vehículo eléctrico y de combustión interna respectivamente.
- Menor costo de mantención, producto de que los vehículos eléctricos poseen menos componentes mecánicas que friccionan entre si, lo que se traduce en menor desgaste y por ende menos sustituciones regulares que un vehículo convencional.
- Una serie de ventajas desde el punto de vista ambiental: En primer lugar, los vehículos eléctricos no emiten gases de invernadero de manera local, pero debe tenerse en consideración la matriz de generación eléctrica, es decir si esta proviene mayoritariamente de energías renovables solo entonces puede considerarse como una tecnología cero emisiones. Por otro lado, se destaca que casi no producen ruido, reduciendo así la contaminación acústica. Además, al no utilizar filtros y lubricantes, el manejo de residuos se ve disminuido. Con todo, el manejo de las baterías una vez cumplida su vida útil es un problema aún por resolver. Para esto último, en la literatura se indican algunas alternativas, como por ejemplo el reciclaje de baterías, aunque aún muy costoso [31]. Algunos fabricantes proponen también darle un segundo uso a las baterías, a través de su utilización en luminarias, ascensores u otros sistemas eléctricos[31].

La literatura suele distinguir los vehículos eléctricos en dos tipos: como vehículos en base a baterías enteramente, BEV (*Battery Electric Vehicles*), y como vehículos híbridos con capacidad de enchufarse, PHEV (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle*). Para ambos tipos, la cantidad de emisiones es menor que si se compara con respecto a un vehículo de combustión interna. Con todo, el impacto depende significativamente de la matriz eléctrica, habiendo una mayor diferencia cuando los combustibles fósiles no predominan en ella [32]. Un ejemplo gráfico de esto último se muestra en la Figura 2.8, donde se observa la evolución de la intensidad de emisiones del sector eléctrico chileno, y como esta ha ido disminuyendo paulatinamente, con la incorporación de tecnologías ERNC.

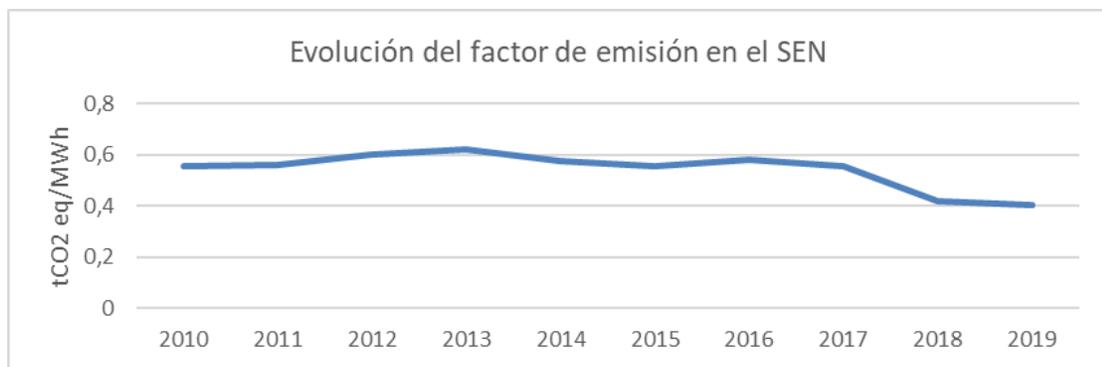


Figura 2.8: Factores de emisión anuales , período 2010-2019, elaboración propia a partir de [33]. Antes del 2018, se utilizó el promedio de los valores correspondientes para el SIC y el SING.

La demanda por vehículos eléctricos ha crecido rápidamente en los últimos años. La Figura 2.9 y Figura 2.10 muestran la tendencia a nivel mundial. De acuerdo con la *International Energy Agency*, la cantidad de autos eléctricos a nivel global era superior a los 5,1 millones para el 2018 (64% BEVs y 36% PHEVs), y aumentó en más de 2 millones desde el 2017. China es el mayor exponente en la tecnología, concentrando el 46% de los vehículos a nivel mundial, seguido por Estados Unidos y Europa [32].

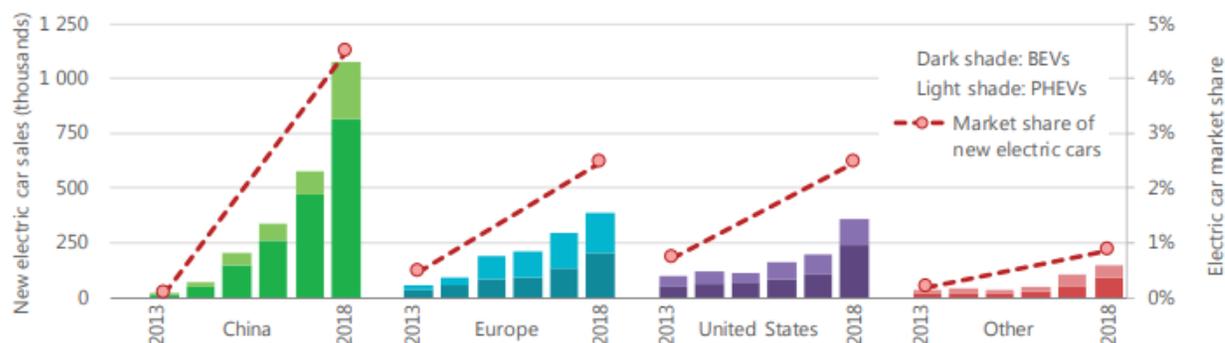


Figura 2.9: Ventas de autos eléctricos y proporción del mercado [32].

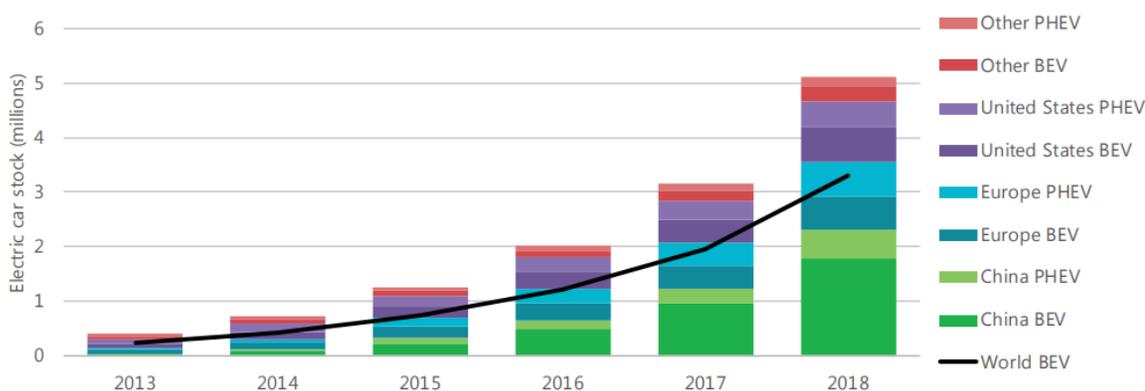


Figura 2.10: Stock de vehículos eléctricos a nivel mundial, período 2013-2018 [32].

Hay una serie de iniciativas para impulsar la electromovilidad. Por ejemplo, a nivel mundial la IEA coordina la *Electric Vehicles Initiative (EVI)*, que es una iniciativa multi-gubernamental en la cual participan 13 países (Chile incluido), para acelerar la adopción de vehículos eléctricos a nivel mundial. Dentro de ella, se destaca el programa EVI-PCP, que busca construir una red colaborativa de al menos 100 ciudades en un período de 5 años, para impulsar la electromovilidad, a través de recopilación e intercambio de experiencias y buenas prácticas. A mayo de 2019, 39 ciudades participan en la iniciativa, las cuales se muestran en la Figura 2.11 [34].



Figura 2.11: Ciudades participantes de la iniciativa EVI-PCP [34].

Dentro de Latinoamérica, Chile destaca particularmente en electromovilidad. A nivel de política pública, Chile ha definido la estrategia nacional de electromovilidad, dentro de cuyas metas destacan alcanzar un 100% de transporte público urbano al 2040 y que al 2050 los vehículos eléctricos sean el 40% del parque[8]. A junio de 2019, hay 19,2 MW de capacidad instalada en cargadores eléctricos y 149 puntos de carga, los cuales se dividen en 12 regiones según muestra la Figura 2.12. Del total de las instalaciones, 15,8 MW corresponden a cargadores de buses eléctricos en la RM, y 3,49 MW a instalaciones destinadas a vehículos particulares.



Figura 2.12: Puntos de carga para vehículos eléctricos en Chile, junio 2019 [35].

En particular, Chile posee la red de cargadores rápidos más grande de Sudamérica, denominada *Voltex*, desarrollada y operada por COPEC. La red se compone de 23 puntos de carga y permite recorrer casi 700 kilómetros lineales desde Marbella hasta Concepción, y se espera que en 2020 se amplíe para abarcar 1000 kilómetros. Las opciones de carga

son de 150, 50 y 22 kW, con tiempos de carga que van desde los 8 minutos a 2-3 horas, y cuyos precios son de 30 [\$/min] o 230 [\$/kWh] dependiendo de la modalidad [36].

Por otro lado, en septiembre de 2019 SAESA ha inaugurado en la zona sur de Chile una red de carga que contará con 15 puntos de carga, y permitirá interconectar cerca de 1200 kilómetros en las regiones de la Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y Aysén. La separación entre los puntos de carga será no mayor a 100 kilómetros, y permitirán cargar hasta 2 vehículos de forma simultánea a una potencia máxima de 22 kW cada uno [37].

En línea con estos avances, se han desarrollado aplicaciones que permiten informarse y hacer uso de estas instalaciones de mejor manera. Por ejemplo, el Ministerio de Energía ha desarrollado la APP *EcoCarga*, que indica la posición geográfica y características técnicas de todas las estaciones de carga pública disponibles en el país. Además, si el usuario posee un vehículo eléctrico, puede ingresarlo a la aplicación, y esta le indica el tiempo que demora en realizar el 80% de la carga de la batería, según su modelo y marca [8]. La interfaz de la aplicación se muestra en la Figura 2.13.

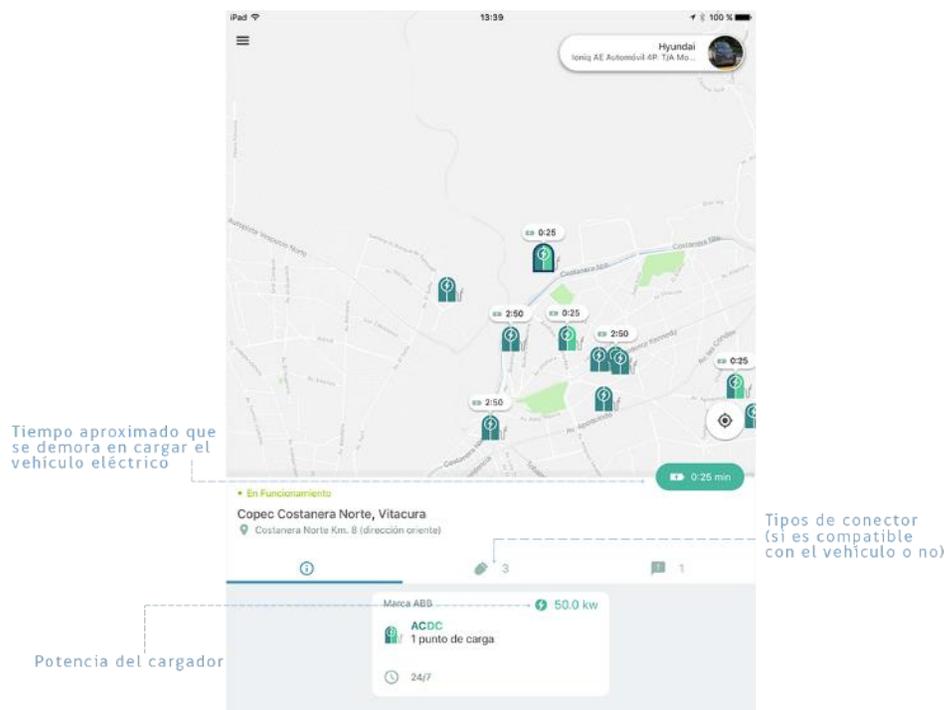


Figura 2.13: Interfaz aplicación *EcoCarga* [8].

Si bien Chile posee una creciente red de cargadores eléctricos, la cantidad de vehículos eléctricos es todavía muy menor. Aunque las ventas por vehículos eléctricos han aumentado en los últimos años (ver Figura 2.14), estas siguen siendo ínfimas con respecto al total de la flota vehicular. A diciembre de 2019, la cantidad de vehículos eléctricos (PHEV y BEV) alcanzaron las 714 unidades, y durante ese año se vendieron 302 vehículos eléctricos (85 PHEV y 217 BEV), solamente un 0.08% del total de las ventas[13]. Bajo ese escenario, la electrificación del transporte público podría impulsar al crecimiento de estas cifras.

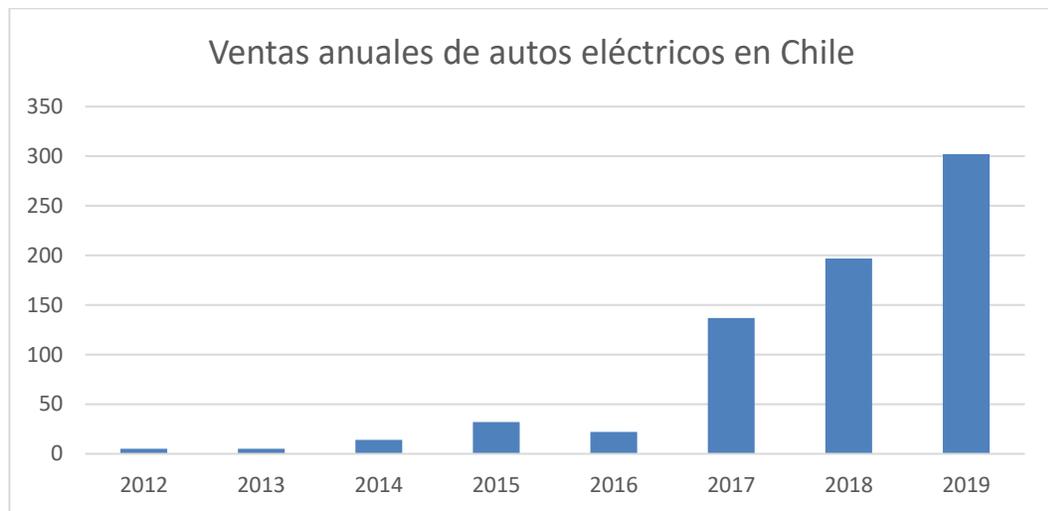


Figura 2.14: Ventas anuales de autos eléctricos en Chile, elaboración propia a partir de datos de [13].

Para impulsar la electromovilidad, la electrificación del transporte público es considerado uno de los ejes principales por diversas razones [9][10]:

- Si se compara el costo por kilómetro, este es de 70 pesos para los buses eléctricos, mientras que el de un bus tradicional es más de 300 pesos por kilómetro [38].
- En línea con lo anterior, la flota de buses es usada intensivamente, lo que da pie a una reducción de sus costos operacionales. Más aún, los ahorros producidos en este aspecto permiten viabilizar la inversión, situación que no sucede generalmente en los vehículos particulares, en que los ahorros por costos operacionales no son suficientes para equilibrar el alto costo de inversión de un vehículo eléctrico.
- Su implementación permite demostrar factibilidad económica, reducir barreras de información, y sensibilizar a la población sobre los aspectos operativos de la incorporación de la tecnología.

A nivel mundial, en lo que a buses respecta, de acuerdo con la IEA hubo un aumento de 25% en el 2018 relativo al 2017, alcanzando alrededor de 460.000 buses eléctricos a nivel mundial. En este rubro China también concentra la mayor parte del mercado, con alrededor del 99% [32]. Se han implementado ya numerosas iniciativas en lo que a buses eléctricos respecta. Por ejemplo, la ciudad de Shenzhen (China), ha sido la primera en implementar una flota de transporte público completamente eléctrica, con más de 16.000 buses[39]. En Holanda, en el aeropuerto de Schiphol se han incorporado 100 buses eléctricos para conectar el aeropuerto con la ciudad de Amsterdam [40].

En cuanto a la electrificación del transporte público a nivel nacional, Chile ya ha comenzado su proceso para cumplir con las metas enunciadas previamente. En diciembre de 2018, se incorporaron los primeros 103 buses eléctricos -de la marca *BYD*- a la flota de la unidad de negocios *Metbus*. Luego, en abril de 2019 *Engie* suministró 100 nuevos buses de la marca *Yutong*, los cuales se incorporaron a las empresas *Vule* y *STP*. Posteriormente, en el segundo semestre de 2019, se inició la operación de 183 nuevas unidades, de la marca *BYD*, a la flota de *Metbus*. Finalmente, se espera que a finales de 2019 se sume otro grupo

de 25 buses eléctricos a Redbus, completando así una flota de 411 buses eléctricos, alcanzando así un 6% del parque total [41],[11].

En cuanto a la infraestructura de carga para abastecer estos buses, a junio de 2019 son 4 los terminales (2 de *Metbus*, 1 de *Vule* y 1 de *STP*) construidos para abastecer los primeros 203 buses eléctricos incorporados. La potencia total instalada en infraestructura de carga para esa fecha es cercana a los 15 MW, mientras que el estándar de construcción suele ser instalar 1 ó 2 cargadores por bus [35]. Para las nuevas 183 unidades incorporadas en el segundo semestre de 2019, según *BYD* en agosto entraron en operación 3 nuevos terminales, además de la ampliación de los 2 que ya poseía *Metbus*. Si bien no se especifica las potencias de estos nuevos cargadores en la prensa, de acuerdo con el estándar previamente adoptado por *Metbus* y la ficha de los buses *BYD*, muy probablemente estos serían de 80 kW [12][42]. Asumiendo esto, el resumen de los electroterminales para *Red* en Santiago se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Electroterminales para buses existentes de *Red*, elaboración propia a partir de [12][42].

Empresa	Terminal	Número de buses	Número de cargadores	Potencia Total
Metbus	Los Espinos (Peñalolen)	121	65 de 80 kW	4,88 MW
	Santa Ana (Maipú)	47	37 de 80 kW	2,96 MW
	Cinco Pte (Maipú)	74	37 de 80 kW	2,96 MW
	Las Palmas (Pudahuel)	24	13 de 80 kW	1,04 MW
	Los Pinos (Maipú)	19	10 de 80 kW	0.8 MW
Vule	Rinconada (Maipú)	75	37 de 150 kW	5,55 MW
STP	Juanita (Puente Alto)	25	13 de 150 kW	1,95 MW

2.4. Sistema de transporte público de Santiago

Red Metropolitana de Movilidad (ex Transantiago) es el sistema de transporte público de Santiago. Está integrado por : los buses urbanos, operadas por concesionarias privadas; Metro de Santiago, cuyos accionistas son CORFO y el Fisco de Chile; y Tren Central, filial de la EFE con su servicio de MetroTren Nos. La integración del sistema es física gracias a una red intermodal y tarifaria mediante su medio de pago: la tarjeta bip! . En cuanto a la extensión del sistema, opera en las 32 comunas de la provincia de Santiago más Puente Alto y San Bernardo, cubriendo alrededor de 680km² donde habitan cerca de 7 millones de personas. [43].

El organismo encargado de articular, coordinar y hacer seguimiento de las acciones, programas y medidas tendientes a gestionar el transporte público en Santiago es el Directorio de Transporte Público Metropolitano (DTPM), y depende del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones [44].

Con respecto al sistema de buses relevante para este trabajo, su operación es mediante un sistema de concesión, donde ciertas empresas – denominadas Unidades de Negocio– brindan los servicios correspondientes regulados por el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones [44]. Desde 2012, se establecieron 7 Unidades de Negocio, detalladas en la Tabla 2.3. Además, desde marzo de 2019 la Unidad de Negocio 1 *Alsacia* fue eliminada y sus servicios fueron reasignados a distintos operadores. En cuanto al tamaño del sistema, a Marzo de 2017 habían 6681 buses inscritos y 377 servicios [44].

En cuanto a las características de los buses, el Decreto Supremo 122/191 [45] define 2 tipos de clasificaciones. La primera de ellas, en función del peso de los buses, se divide en:

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

La segunda de las clasificaciones es con respecto a la longitud de los buses, y se divide en:

- Bus Clase A: bus de un longitud igual o superior a 8 metros e inferior a 11 metros. Se dividen en las siguientes clases:
 - Bus Clase A1: bus perteneciente a la Clase A, de longitud inferior a 9 metros.
 - Bus Clase A2: bus perteneciente a la Clase A, de longitud igual o superior a 9 metros.
- Bus Clase B: bus de una longitud igual o superior a 11 metros e inferior a 14 metros.
- Bus Clase C: bus de una longitud igual o superior a 14 metros.

Tabla 2.3: Empresas concesionarias de los servicios de buses de Red, elaboración propia a partir de [43].

Empresa	Unidad de Negocio	Página Web	Servicios que opera
 Inversiones Alsacia S.A*	1	www.alsaciaexpress.cl	100, 408, 408e, 410, 410e
 Subus Chile S.A	2	https://subus.cl	200, G
 Buses Vule S.A	3	www.nmvule.cl	300, E, H, I, D13
 Express de Santiago Uno S.A	4	www.alsaciaexpress.cl	400, D
 Buses Metropolitana S.A	5	www.metbus.cl	500, J, 424
 Redbus Urbano S.A	6	www.redbusurbano.cl	B, C
 Servicio de Transporte de Personas Santiago S.A	7	www.stp-santiago.cl	F, 213e, 712

Sin embargo, a través de un proceso de consulta pública realizado el año 2017, se modificó dicho decreto, creando las subcategorías B1, B2 y B2P para la categoría B, y C1, C2, C2P para la categoría C. Adicionalmente, se crea una nueva categoría, D correspondiente a buses de dos pisos. En síntesis, la clasificación de buses queda como se muestra en la Figura 2.15.

TIPOLOGÍA DE BUSES SEGÚN LONGITUD Y CARACTERÍSTICAS DE SU CARROCERÍA	Clases de buses, según DS 122/1991	Subclases de buses	Longitud en Metros (m)
	CLASE A ≥ 8 m y < 11 m	A1 A2	< 9 m ≥ 9 m y < 11 m
	CLASE B ≥ 11 m y < 14 m	B1 B2 B2P	≥ 11 m y < 12 m ≥ 12 m y < 14 m ≥ 12 m y < 14 m, con puertas de servicio a ambos lados de su carrocería.
	CLASE C ≥ 14 m y < 18 m	C1 C2 C2P	≥ 14 m y < 16,5 m > 16,5 m y < 18 m > 16,5 m y < 18 m, con puertas de servicio a ambos lados de su carrocería.
	CLASE D ≥ 11 m y < 13 m de doble piso	D	≥ 11 m y < 13 m de doble piso

Figura 2.15: Tipos de buses según longitud [46].

2.5. Planificación del transporte público

En primer lugar, se definen algunos conceptos útiles relacionados con los sistemas de transporte. Luego, se describen aspectos propios del proceso de planificación y gestión de los sistemas de transporte público.

- **Expedición:** Consiste en un traslado, entre un punto de origen y un punto de destino que es realizado por un vehículo del sistema de transporte público.
- **Viaje:** Consiste en un traslado, entre un punto de origen y un punto de destino que es realizado por un usuario del sistema de transporte público .
- **Recorrido:** Consiste en un circuito que posee un punto de origen y un punto de destino.
- **Frecuencia de buses:** Corresponde a la cantidad de veces por unidad de tiempo que un vehículo circula por un punto, generalmente se mide en los paraderos.

El diseño de sistemas de transporte público ha sido abordado ampliamente en la literatura, y conlleva una serie de procesos. De acuerdo a [47],[48] y [49], el proceso de planificación del transporte público puede separarse en 4 etapas, las cuales, como se observa en la Figura 2.16, corresponden a un proceso secuencial.

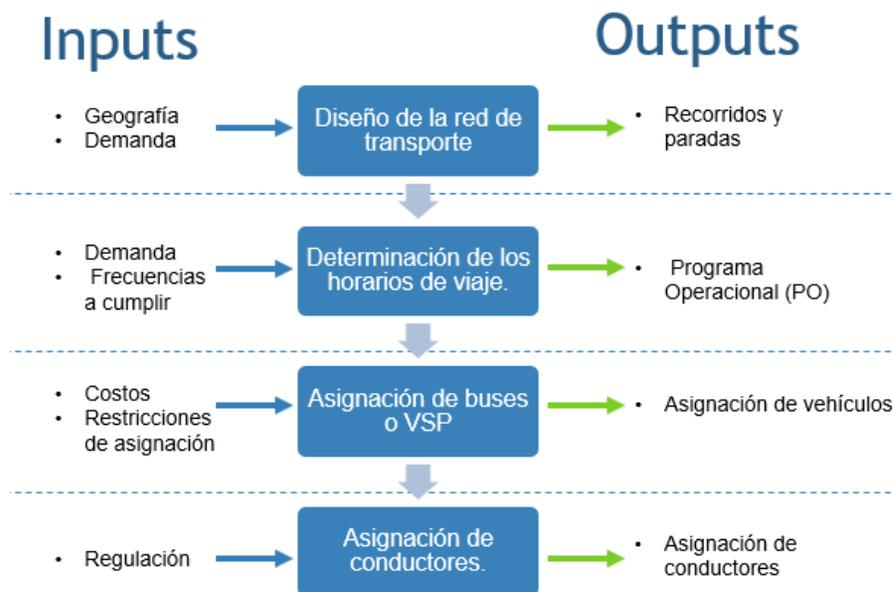


Figura 2.16: Etapas de diseño del proceso de planificación de transporte público, elaboración propia a partir de [48], [50].

A continuación, se describen brevemente en que consiste cada uno de los procesos:

1. **Diseño de la red de servicios de transporte público:** Esta etapa corresponde al diseño de recorridos, paraderos, y frecuencias mínimas que deben cumplir los concesionarios de los buses. Esta etapa la define el regulador, aunque los concesionarios pueden proponer nuevos servicios o fusión de estos mediante común acuerdo con *Red*.

2. **Determinación de horarios de viaje y/o frecuencias:** En esta etapa se deciden los horarios y/o frecuencias de los buses que saldrán a abastecer un determinado servicio. El resultado de esta etapa corresponde al itinerario del Programa Operacional (en adelante PO) y es realizada y publicada semestralmente por cada concesionario en la Dirección de transporte público Metropolitano.
3. **Asignación de buses o Vehicle Scheduling (VSP):** Este subproceso corresponde a asignar buses para cumplir el PO resultante de la etapa anterior. Una forma de resolver esta etapa en conjunto con la anterior corresponde a minimizar los costos fijos y variables de cada empresa concesionaria.
4. **Asignación de conductores:** En esta última etapa, una vez definidos la cantidad de buses y sus itinerarios, es necesario asignar conductores a los buses. Usualmente, la estrategia adoptada es minimizar los costos respetando restricciones contractuales y jornadas laborales.

En [48], se analiza como cada una de etapas podría verse modificada ante una adopción masiva de buses eléctricos. De acuerdo con la investigación, las primeras 3 etapas sufrirían alguna modificación en su planteamiento. En primer lugar, el diseño de la red de servicios debería considerar la flota de buses eléctricos disponible, y el resultado incorporaría además potenciales paradas de carga. Luego, para la determinación de horarios de viaje sería necesario tener en cuenta el tiempo de carga que requiere la flota, y como resultado se establecerían ya definitivamente las paradas de carga. En tercer lugar, la asignación de buses necesitaría considerar especificaciones de la flota de buses, lo que añadiría restricciones adicionales al proceso, por ejemplo, en lo que a carga de los buses se refiere. Finalmente, se señala que la etapa de asignación de conductores no sufriría modificaciones. La Figura 2.17 resume lo anterior contrastándolo con la Figura 2.16.

Con todo, se señala que estos cambios son válidos para un proceso de planificación que permite considerar todas las etapas, pero que rediseñar el transporte público desde cero no es el caso usual. En la práctica, es más realista asumir que la incorporación de buses ocurrirá de manera gradual y sobre una red ya mayormente definida. En este trabajo también se asume así, considerando que el programa operacional no se ve modificado y es un dato de entrada, pero si se modifica el proceso de asignación de buses y se analiza la potencial necesidad de buses adicionales en caso de que toda la flota se electrifique.

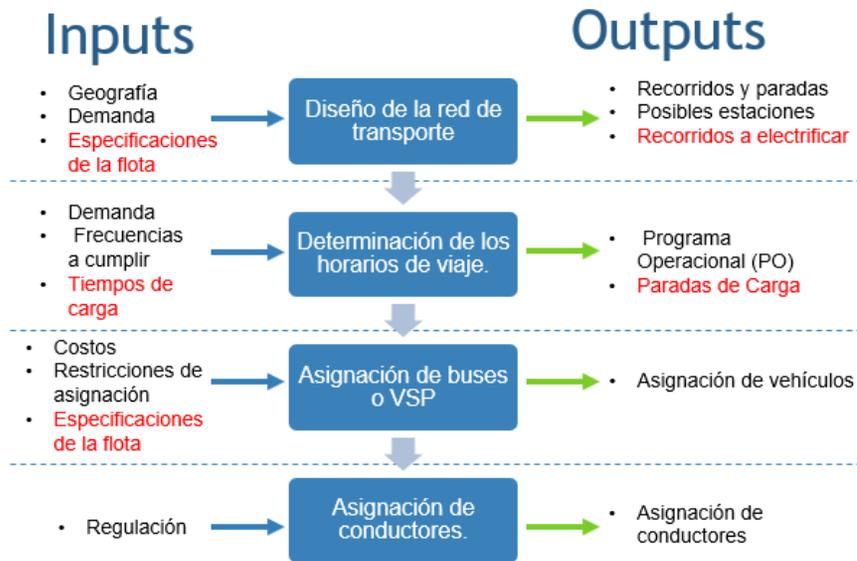


Figura 2.17: Modificación al proceso de planificación de transporte público ante una electrificación de este, elaboración propia a partir de [48]. Las variables en rojo corresponden a las modificaciones.

2.6. Revisión Bibliográfica

Dado los objetivos planteados para este trabajo, se ha realizado una revisión bibliográfica, la cual se dividirá en dos partes. En primer lugar, se recogen y describen algunas investigaciones relacionadas con la electrificación del transporte público en diversas temáticas. En segundo lugar, se expone y detalla el trabajo “*Electrificación del transporte público*”, el cual será el punto de partida para la presente memoria.

2.6.1. Revisión Bibliográfica general

A continuación, se presenta una serie de investigaciones que abordan los impactos de la electrificación del transporte, con distintos enfoques y metodologías.

Por ejemplo, en [15] se busca evaluar la magnitud y probabilidad de ocurrencia de problemas de tensión y capacidad térmica en una red de distribución MT, causados por la incorporación masiva de generación PV y vehículos eléctricos, en un área de características similares a la RM. De dicha memoria, se concluye que, para la incorporación masiva de vehículos eléctricos, los problemas de tensión y térmicos aparecen para niveles relativamente bajos de adopción, afectando a un número importante de transformadores y líneas, y apareciendo a niveles de penetración más bajos que para el caso de una adopción masiva de sistemas PV.

En [51], se busca estimar el impacto en las redes de distribución producto de la implementación de estaciones de carga rápida, con mediciones reales de una estación ubicada en la Universidad de Chalmers, Suecia. Además, se busca estudiar el potencial beneficio de gestión de la demanda (*DR-Demand Response*) y sistemas de almacenamiento (*ESS-Energy Storage systems*). En la investigación, se estudia el impacto en una red pequeña de 10km que conecta dos campus de la universidad, con cargadores de 300kW y una flota de 3 buses eléctricos y 7 buses híbridos. Además, se

extrapolan los resultados para una red residencial, de manera de estudiar los posibles beneficios de incorporar *DR* y *ESS*.

Otras investigaciones toman en consideración el programa operacional existente como un dato de entrada. En [52] se estudia hasta qué punto se puede electrificar el transporte público en la ciudad de Münster (Alemania), sin tener que cambiar la planificación del sistema. La red estudiada se compone de 23 servicios, y los buses recorren alrededor de 27.000 kms diarios. Para ello se calcula el consumo energético de cada uno de los servicios de buses, utilizando un consumo promedio de 2.47 [kWh/km]. Posteriormente, y en función de distintas potencias de cargadores rápidos, se sensibiliza sobre la capacidad de la batería de los buses, obteniendo el nivel de electrificación que posee la ciudad para cada uno de dichos escenarios. En la Figura 2.18 se muestra uno de los perfiles obtenidos para una de las estaciones de carga, y se espera obtener resultados similares en el presente trabajo.

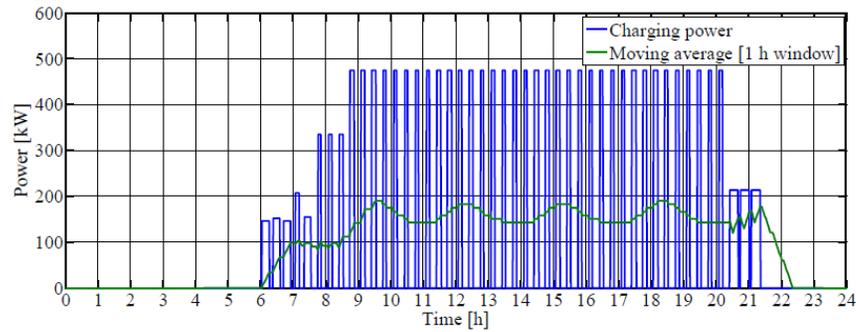


Figura 2.18: Perfil de potencia para una estación de carga de 500 kW [52].

En [53] se estudia la factibilidad operacional de distintas configuraciones de buses eléctricos y su impacto en la red de distribución. En la investigación, se utilizan las ecuaciones (2.8) y (2.9) para describir el consumo de los buses y su estado de carga. Básicamente, lo que describe (2.8) es que el consumo de un vehículo depende de su rendimiento, la longitud del recorrido y un factor que depende de cada ruta y permite capturar otros elementos como topografía, número de paradas, perfiles de conducción, etc. Por otro lado, (2.9) describe el estado de carga luego de un evento de carga, donde se tiene en consideración el tiempo de carga disponible, la eficiencia del cargador, y el estado de carga antes del evento. Luego, se realiza una comparación de distintos tipos de buses y cargadores y su impacto en la red. En Figura 2.19 y Figura 2.20 se pueden observar los perfiles obtenidos para cargadores lentos y rápidos respectivamente.

$$E_B^{R,next} = K_{route} \cdot E_B^{\frac{cons}{km}} \cdot I_B^{next} \quad (2.8)$$

$$SoC_B^{dep} = SoC_B^{arr} + \left(\frac{\eta_{ch} \cdot P_{ch} \cdot \Delta t_B^{ch}}{E_B^{Bat}} \right) \cdot 100 \quad (2.9)$$

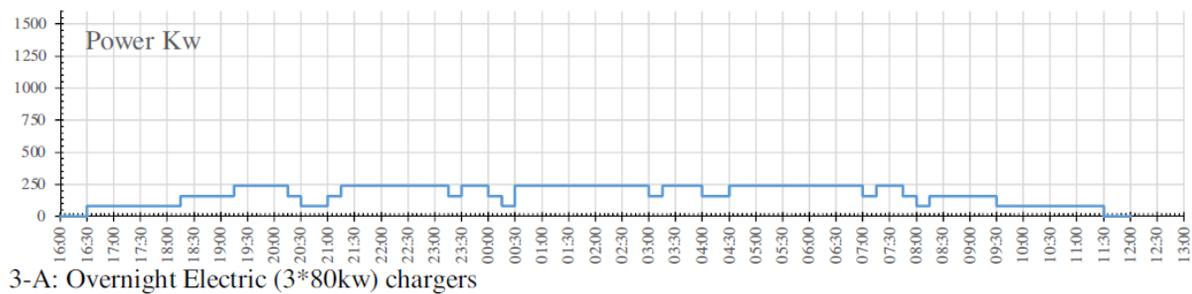


Figura 2.19: Perfil de demanda para cargadores lentos [53].

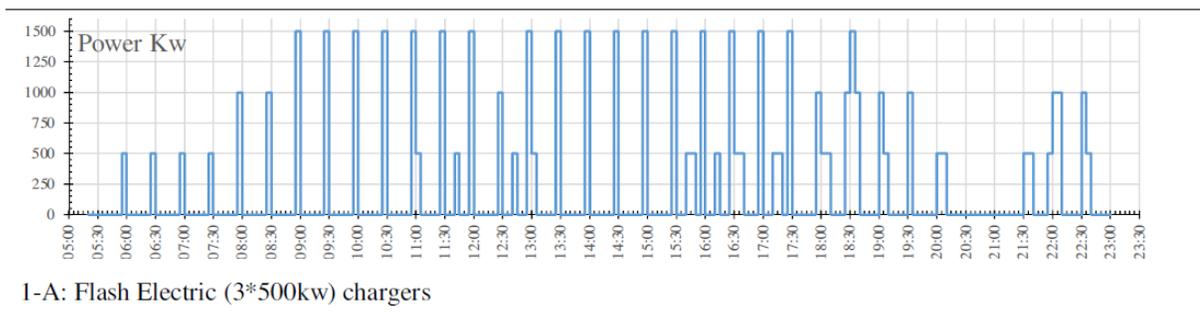


Figura 2.20: Perfil de demanda para cargadores rápidos [53].

Además, en el mismo trabajo se propone una serie de indicadores para dimensionar los impactos en la red eléctrica de los perfiles obtenidos. En primer lugar, se obtiene la capacidad del transformador dedicado a la estación de carga. En segundo lugar, se calcula el efecto en la vida útil de la subestación a la cual se conectará el terminal. Finalmente, se miden los efectos en cuanto a regulación de voltaje, considerando que el transformador posee un sistema de tap para control de voltaje^{iv}, y calculando las variaciones en este. En la Figura 2.21 se muestra el perfil de voltaje obtenido para cargadores lentos. Para esta investigación, se recoge el hecho de computar las caídas de tensión y dimensionar los transformadores como indicadores de medición de impactos, a nivel eléctrico.

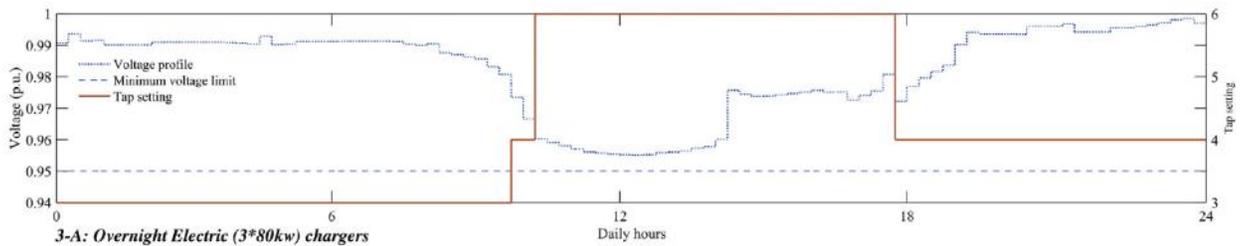


Figura 2.21: Estado del tap y perfil de voltaje para cargadores lentos [53].

Un enfoque un tanto distinto se aborda en [54], donde se formula un modelo que busca determinar la estrategia óptima de carga para un electroterminal de buses,

^{iv} Un sistema de tap consiste en un mecanismo que permite variar las relaciones de tensión en un transformador, a través de pasos discretos. Con ello, se permite regular el voltaje en el devanado secundario del transformador.

minimizando los costos de energía y potencia. En el estudio, los resultados son aplicados a una estación real de carga en Taiwán, que posee cargadores de 50 kW. Un ejemplo de evento de carga se muestra en la Figura 2.22. Los resultados se muestran en la Figura 2.23, donde se compara el perfil de carga para el terminal previo (carga no controlada) y posterior (carga controlada) a la aplicación del modelo elaborado. De esta investigación, se destacan dos aspectos importantes: En primer lugar, la forma real que deben tener los perfiles de carga individuales por bus -mostrados en la Figura 2.22- y que son los esperados para este trabajo. En segundo lugar, el hecho de que plantear una estrategia de minimización de costos permite beneficiar tanto al operador como reducir los impactos en la red simultáneamente, al reducir la potencia máxima y la carga sobre el sistema de distribución.

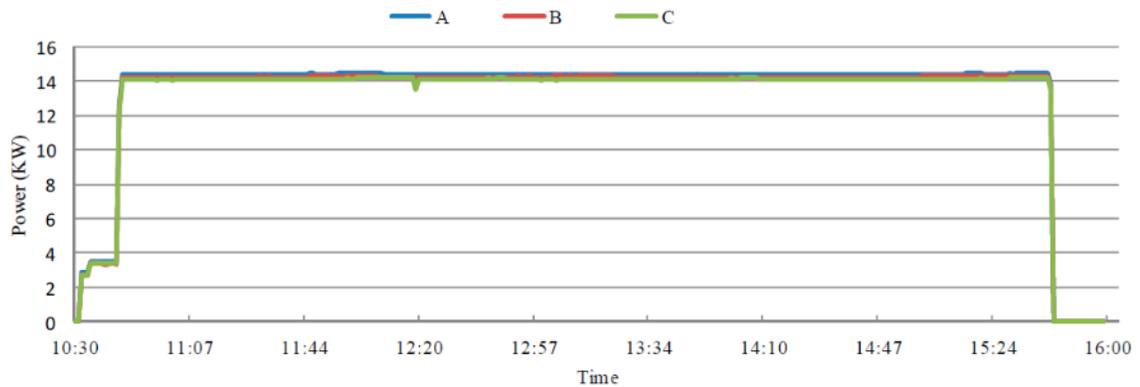


Figura 2.22: Perfil de potencia de evento de carga de un bus, medido por fase [54].

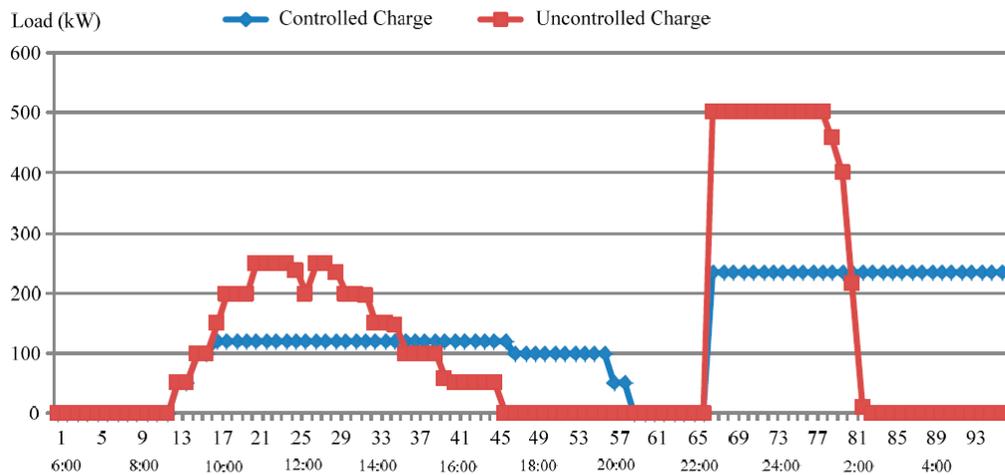


Figura 2.23: Perfil de carga del electroterminal estudiado, antes y después de la aplicación del modelo (carga no controlada y controlada, respectivamente) [54].

2.6.2. Electrificación del transporte público

Como ya se ha mencionado en la sección 1.3, un insumo principal y punto de partida de este trabajo corresponde al trabajo y modelo desarrollado en [16], por lo tanto en este inciso se presentarán los aspectos fundamentales de dicha memoria. En dicha investigación, el objetivo consistió en determinar en forma simplificada el perfil de demanda eléctrica producto de la adopción de buses eléctricos en el transporte público

metropolitano. Cabe destacar que para ese trabajo se utilizaron los datos GPS reales de la flota del Transantiago (*Red*), y su procesamiento y resultados también serán utilizados en la presente memoria. A continuación, se describirá la metodología adoptada en dicho trabajo, se presentarán algunas de las bases de datos, los principales resultados y se analizarán las limitaciones de la investigación, que dan pie a las mejoras que se le plantean realizar en esta memoria.

El esquema más general del modelo realizado se muestra en la Figura 2.24. En concreto, a partir de una serie de bases de datos, lo que se construyó fue un modelo capaz de determinar la característica potencia v/s hora producto de una electrificación total de *Red*, una aproximación de los costos operacionales, y la cantidad de buses adicionales que se requerirían para que la total electrificación de la flota sea factible técnicamente.

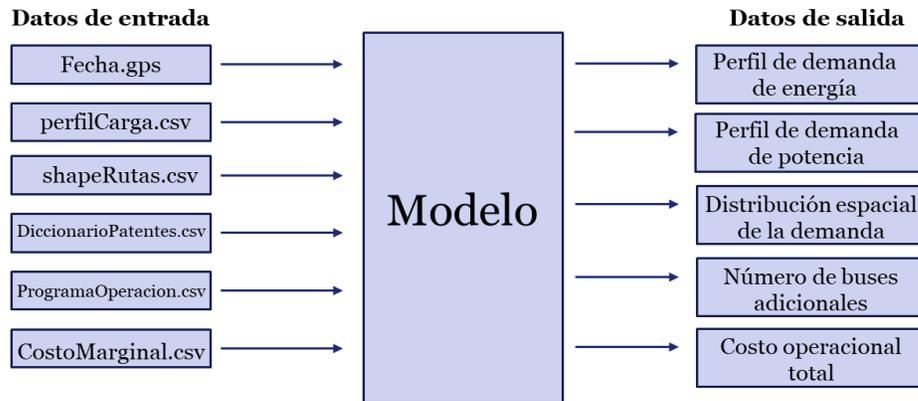


Figura 2.24: Esquema general del modelo, con sus datos de entrada y salida [16].

En primer lugar, una parte importante del trabajo consistió en el procesamiento de las bases de datos disponibles. Por ejemplo, a partir de la información técnica de cada uno de los buses de *Red*, se homologó según el tipo de bus (presentados en la Sección 2.4) con algún bus eléctrico de la marca *BYD*, de acuerdo con información técnica del proveedor^v. La homologación se presenta en la Tabla 2.4. Por otra parte, a partir del programa de operación e información de las expediciones, se calculó el consumo energético equivalente si estas fueran realizadas por un bus eléctrico, a través de la ecuación (2.10), donde $E_{consumida}$, η_{bus} y $d_{recorrido}$, son la energía consumida por la expedición (ver Sección 2.5), la eficiencia del bus y la distancia del recorrido. El resultado de este proceso de muestra en la Figura 2.25, donde se muestra la energía horaria, notablemente alineada con las características de la jornada laboral, con picos alrededor de las 8:30 AM y 8:30 PM. Además, a partir de información de expediciones de los buses, se construyó una matriz de estado de la flota, que permite indicar los intervalos en que cada uno de los buses se encuentra estacionado -y por ende está disponible para cargarse- o bien se encuentra realizando alguna expedición. El resultado obtenido se muestra en la Figura 2.26 para 3 días seguidos, y como se puede observar sigue la misma tendencia que la Figura 2.25, esto es una mayor cantidad de buses en ruta dentro del horario laboral.

$$E_{consumida} = \eta_{bus} \cdot d_{recorrido} \quad (2.10)$$

^v- <https://en.byd.com/bus/>

Tabla 2.4: Homologación de tipología de buses [16].

Tipo de bus	Alternativa de bus eléctrico	Longitud del bus eléctrico, en metros [m]
A1	BYD K7	9.36
A2	BYD K9S	10.67
B1	BYD K9	12.192
B2		
C2	BYD K11	18.29

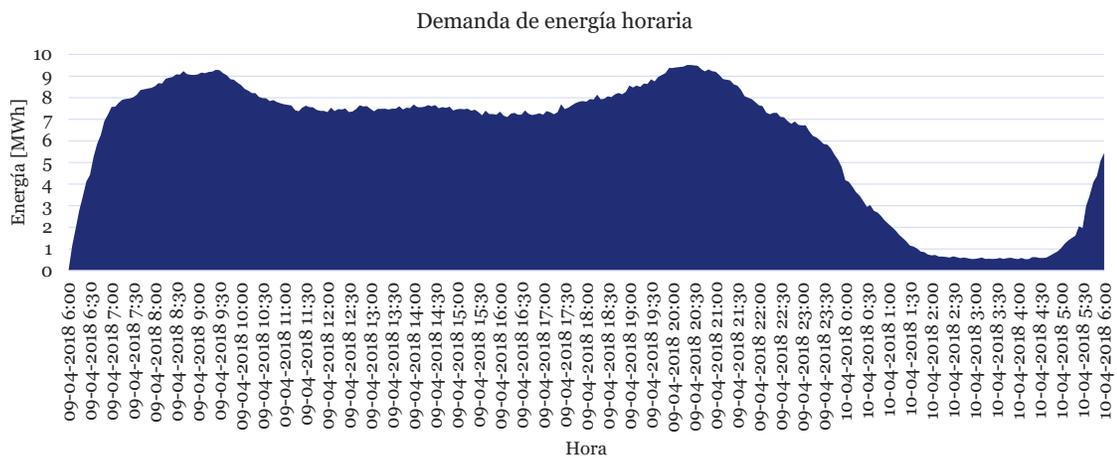


Figura 2.25: Demanda de energía horaria total [16].

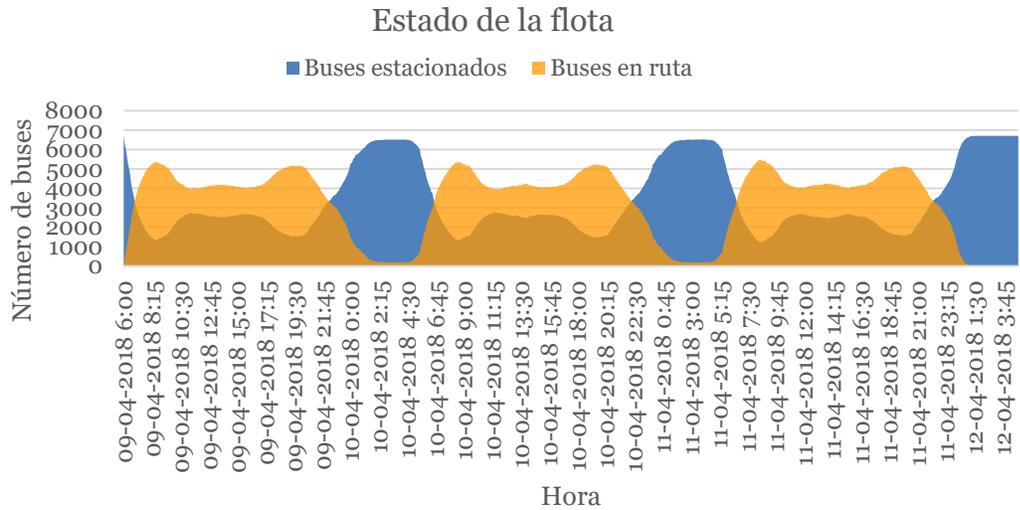


Figura 2.26: Estado de la flota a nivel global [16].

Profundizando aún más en el trabajo, la metodología del modelo se detalla en la Figura 2.27. En primer lugar, a partir del programa de operación existente y la cantidad de buses actuales se calcula el consumo de energía que tendría cada una de las expediciones si fueran realizadas por buses eléctricos homologables a los buses actuales, de acuerdo con lo mostrado en la Tabla 2.4 y la ecuación (2.10). Luego, se aplica un modelo de gestión de carga, cuya función objetivo consiste en minimizar las compras de energía y potencia desde la red eléctrica. En este punto, puede que alguna de las expediciones programadas tenga problemas y cumplir el programa no sea factible, por las restricciones adicionales de autonomía y carga que supone una operación de buses eléctricos (no hubo suficiente tiempo para cargar la energía necesaria para realizar una expedición específica). Para solucionar aquello, se ha incorporado un proceso iterativo que, a través de una heurística, resuelve un problema de asignación de buses (VSP) reducido para el conjunto de expediciones con problemas, asegurándose que las expediciones con problemas se resuelvan agregando la menor cantidad de buses adicionales posibles. El hecho de que el VSP sea reducido significa que el conjunto de expediciones para resolver el problema no son todas las expediciones, sino que heurísticamente se decide que el VSP se realizará para el conjunto de buses con problemas. Posteriormente, se vuelve a ejecutar la gestión óptima de carga (minimizando las compras de energía y potencia) incorporando la nueva asignación y los eventuales buses añadidos. Finalmente, si no hay nuevas expediciones con problemas el problema se considera como resuelto y se obtienen los perfiles de carga, caso contrario se vuelve a entrar al bucle hasta que no haya expediciones con fallas. Es importante destacar que la ejecución del modelo es a nivel de unidad de negocio, buscando emular la gestión que haría cada uno de los operadores con su flota de buses respectiva.

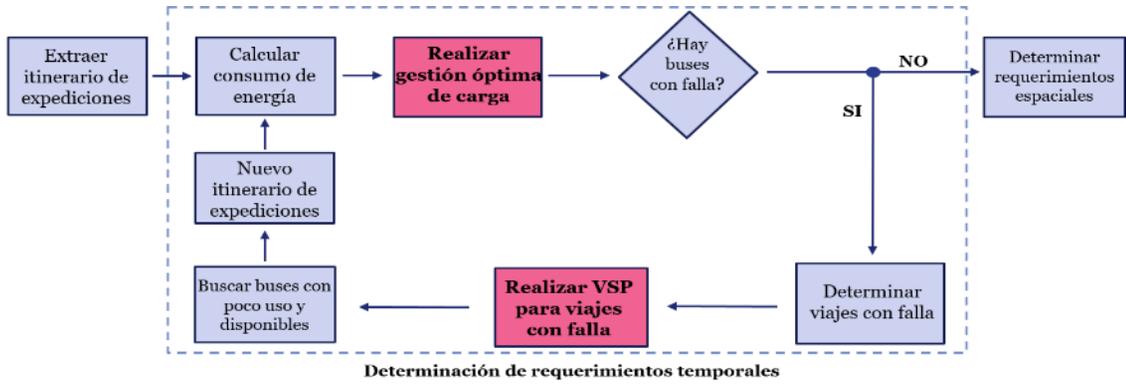


Figura 2.27: Metodología del modelo desarrollado en [16].

Como se puede apreciar, el modelo no realiza una gestión óptima de flota en conjunto con una gestión óptima de carga. La razón de ello va en línea con lo expuesto en la sección 2.5, y radica en la dificultad que representaría re-planificar el transporte público desde cero, además de la complejidad producto de la cantidad de variables que tendría este problema. Esto último pues, para cada solución factible del problema de gestión de flota, debería existir una solución óptima del problema de gestión de carga.

Volviendo al modelo de gestión de carga implementado, su formulación detallada se presenta en las ecuaciones (2.11) a (2.18). El objetivo del modelo de gestión de carga es minimizar las compras de energía y potencia de una potencial unidad de negocios que administra una flota de vehículos eléctricos, que corresponderían a los costos operacionales asociados a la operación de una flota de buses eléctricos. Además, las restricciones del modelo garantizan que el operador cumpla con el itinerario de expediciones programadas, así como también considere las limitaciones técnicas de los vehículos eléctricos de baterías.

$$\min \left(\sum_b \sum_t C_{mg_t} \cdot P_{ch_{b,t}} \cdot \Delta t \right) \cdot A + C_p^T \cdot P_{punta} + C_p^D \cdot P_{punta} + C_s^D \cdot P_{suministrada} + \sum_b \sum_t C_f \cdot P_{falla_{b,t}} \cdot \Delta t \quad (2.11)$$

s.a

$$0 \leq P_{ch_{b,t}} \leq P_{m\acute{a}x} \cdot Estacionado_{b,t} \quad \forall b, \forall t \quad (2.12)$$

$$SOC_{b, t=t_{ini}} = SOC_{m\acute{a}x_b} \quad \forall b \quad (2.13)$$

$$SOC_{b, t=t_{ini}} = SOC_{b, t=t_{fin}} \quad \forall b \quad (2.14)$$

$$0 \leq SOC_{b, t} \leq SOC_{m\acute{a}x_b} \quad \forall b, \forall t \quad (2.15)$$

$$SOC_{b,t} = SOC_{b,t-1} - Consumo_{b,t} + Pch_{b,t} \cdot \Delta t + P_{falla_{b,t}} \cdot \Delta t \quad \forall b, \forall t \quad (2.16)$$

$$0 \leq \sum_b Pch_{b,t} \leq P_{suministrada} \quad \forall t \quad (2.17)$$

$$0 \leq \sum_b Pch_{b,t} \leq P_{punta} \quad \forall t \in T_{punta} \quad (2.18)$$

- **Índices**

b : Índice para cada bus.

t : Índice para cada instante de tiempo.

- **Parámetros**

A : Factor que multiplica las compras de energía.

$Estacionado_{b,t}$: Campo **Estacionado** de la matriz de estado de la flota. 1 si el bus se encuentra estacionado, o de lo contrario.

$Consumo_{b,t}$: **Energía Consumida** por el bus b-ésimo bus en el instante t.

$SOC_{máx_b}$: Capacidad máxima de las baterías del b-ésimo bus, en [kWh].

$P_{máx}$: Potencia máxima del cargador, en [kW].

Cmg_t : Costo de la energía para un instante de tiempo, en $\left[\frac{USD}{kWh}\right]$.

C_p^T : Costo de la potencia máxima suministrada en horas de punta por el sistema de generación-transmisión, en $\left[\frac{USD}{kW-mes}\right]$.

C_s^D : Costo de la potencia máxima suministrada por el sistema de distribución, en $\left[\frac{USD}{kW-mes}\right]$.

C_p^D : Costo de la potencia máxima suministrada en horas de punta por el sistema de distribución, en $\left[\frac{USD}{kW-mes}\right]$.

C_f : Costo de falla, en [USD/kWh].

Δt : Intervalo de discretización del tiempo, en [h].

- **Variables de decisión**

$Pch_{b,t}$: Potencia de carga del b-ésimo bus en un instante de tiempo, en [kW].

$P_{falla_{b,t}}$: Potencia de falla del b-ésimo en un instante de tiempo, en [kW].

$SOC_{b,t}$: Estado de carga de un bus en un instante de tiempo, en [kWh].

$P_{suministrada}$: Potencia máxima suministrada, en [kW].

P_{punta} : Potencia máxima suministrada en horas de punta, en [kW].

Con respecto a los resultados del modelo, en las siguientes figuras se presentan algunos de ellos. En la Figura 2.28 se muestra el resultado del proceso de asignación de buses, donde se detalla -por unidad de negocio- el número de expediciones con fallas, los buses adicionales que decidió agregar el modelo, y los buses reasignados. Luego, en la Figura 2.29 se observa el perfil de carga obtenido considerando la flota total. Como se puede apreciar, la señal de precio utilizada fue el costo marginal y el modelo responde a las variaciones de este, realizando la mayor parte de la carga cuando este es menor.

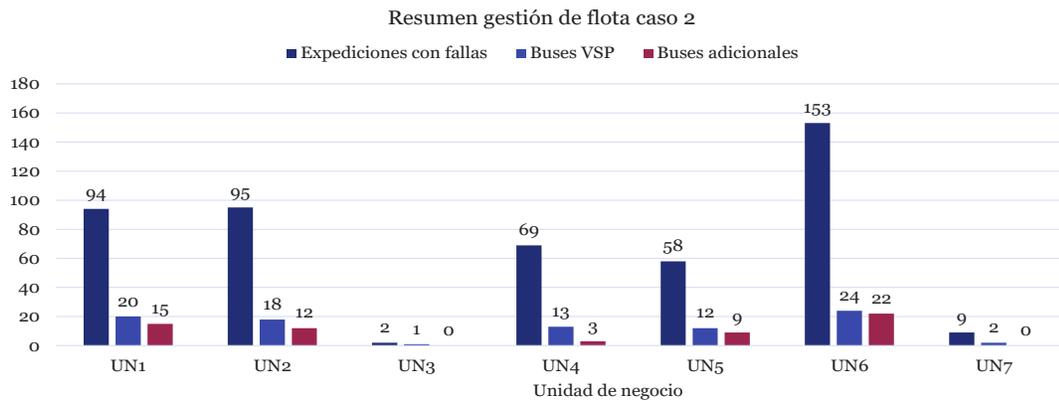


Figura 2.28: Gestión de flota y resultado del proceso de asignación de buses [16].

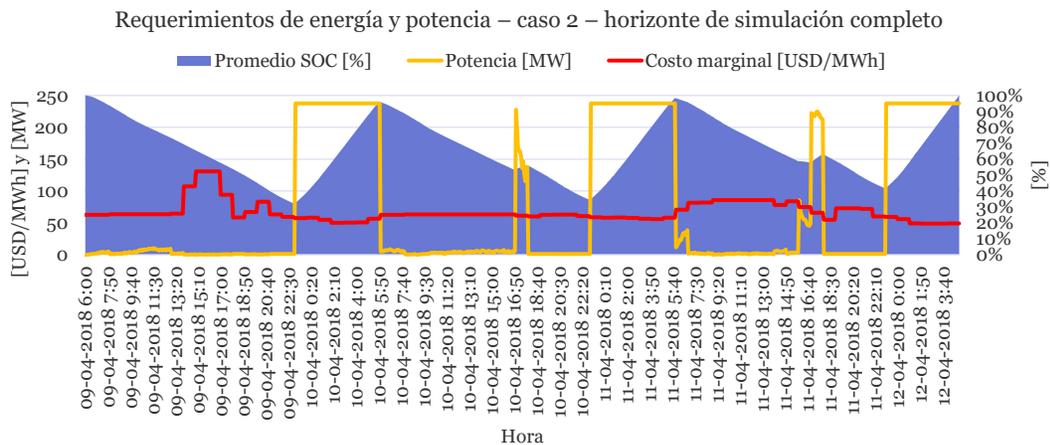


Figura 2.29: Perfil de carga a nivel global de flota [16].

Limitaciones del modelo

En esta sección, se abordan algunas de las limitaciones del trabajo presentado anteriormente, las cuales serán abordadas en esta memoria, además de entregar una aproximación de los costos máximos en que podría incurrir el sistema de distribución en cuanto a inversión.

En primer lugar, se destaca el hecho de que en el modelo la gestión de carga -y particularmente la potencia punta y potencia suministrada- son determinadas a nivel de unidad de negocio, lo que es equivalente a que los buses se carguen en un solo nodo virtual. Ante esto, podría argumentarse que la gestión de carga debería tener en cuenta de alguna manera el hecho de que cada unidad de negocio posea terminales distribuidos geográficamente, y por lo tanto no sea posible asumir que los buses se carguen en un solo punto, sino más bien en cada uno de los terminales que posea la unidad de negocio en estudio. Luego, esto implicaría ampliar el modelo desde cada una de las unidades de negocio a los terminales que estas poseen, es decir desde las 7 unidades de negocio a los 67 terminales en total (número de terminales de acuerdo con la base de datos aquí utilizada, descrita en la Sección 4.2.4). Este será uno de los puntos a desarrollar en la presente memoria, y se aborda con mayor detalle en los siguientes capítulos.

En segundo lugar, en la Figura 2.30 se muestra uno de los perfiles de carga individuales obtenidos para un bus. Si se compara la gráfica con lo que reporta la literatura existente (ver Figura 2.22), es posible notar que los perfiles no poseen la forma esperada, si no que tienen un comportamiento oscilante, denominado *switching*, lo que se debe a la forma en que fue planteado el modelo. En particular, esto ocurre debido a que no se incorporaron restricciones temporales asociadas a la carga de los buses, como por ejemplo tiempos mínimos de conexión a la carga de los buses. Se señalan dos consecuencias negativas que acarrearían perfiles con esa característica: un envejecimiento anticipado de las baterías, y la dificultad de aplicar una carga de este tipo en la práctica. En este trabajo, se buscará solucionar este punto, lo que se abordará con mayor detalle en los siguientes capítulos.

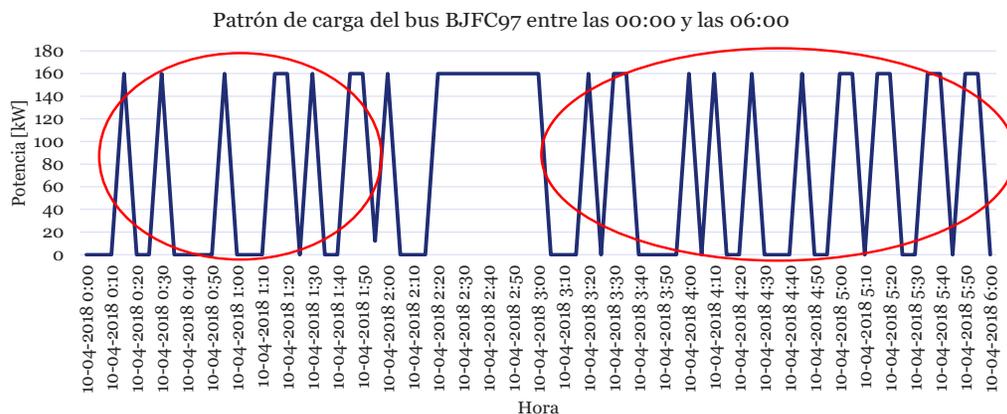


Figura 2.30: Ejemplo de un perfil de carga individual para un bus [16].

Capítulo 3: Metodología

La metodología general adoptada para el desarrollo del trabajo se resume en la Figura 3.1. En líneas generales, tomando como punto de partida el trabajo presentado en la sección 2.6.2 y resolviendo sus limitaciones, se desarrolla un modelo que permita determinar los perfiles eléctricos de un transporte público eléctrico y cuantificar además los impactos en el sistema de distribución (a través del dimensionamiento de alimentadores de distribución para los puntos de carga de buses), en línea con los objetivos de este trabajo. Luego, se ejecuta el modelo bajo distintos escenarios para su validación y obtención de resultados, los cuales se analizan finalmente. La reseña de cada una de las etapas se detalla a continuación.

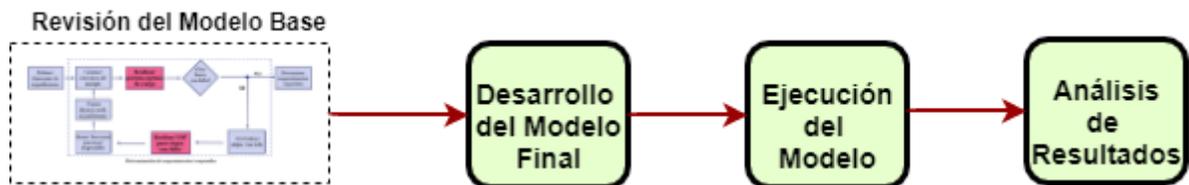


Figura 3.1: Metodología General de Trabajo.

3.1. Revisión y recolección del modelo base

Como ya se ha mencionado, un insumo fundamental y punto de partida de este trabajo corresponde al modelo elaborado en la memoria “*Electrificación del Transporte Público de Santiago*”, revisado en la sección 2.6.2. Para esta memoria, se recopilan todas las bases de datos y el modelo elaborado en dicha investigación. En este capítulo se detallan las bases de datos importadas, y se describen los aspectos del modelo base sobre los cuales se trabaja en esta memoria.

Con respecto a las bases de datos recopiladas en dicho modelo, se reunió la siguiente información para este trabajo:

- Información dispuesta por el ISCI:
 - Pulsos GPS de la flota completa del Transantiago, por día, en un periodo de siete meses del año 2018.
 - Detalles de las expediciones (Horas de inicio, de término, vehículo que la realiza, secuencia de paradas de la expedición, estimación de pasajeros que sube y baja en cada parada), por día, en un periodo de siete meses del año 2018, de la flota completa.
 - Información técnica de la flota del año 2018 (Patente, clasificación del vehículo según lo presentado en el punto Figura 2.15, año de entrada de operación, año de ingreso del vehículo al sistema de transporte).
 - Trazado de cada uno los recorridos del Transantiago en el año 2018, en coordenadas UTM.
- Información de la distancia total de cada uno de los recorridos del Transantiago, junto con el trazado de ellos.
- Inventario de Terminales de las Unidades de Negocio, con su ubicación.

En cuanto a la revisión del modelo previo, se recopilan todos los módulos que componen el trabajo, y se identifican 2 ejes claves en los cuales se focalizó el trabajo para su mejora:

- **Desagregación del Modelo de Gestión de Carga:** En el trabajo anterior, el problema de gestión de carga de buses se resuelve para cada Unidad de Negocio, sin tener en cuenta explícitamente en el modelo los terminales de buses que posee cada empresa operadora a la hora de minimizar los costos (ver ecuaciones (2.11) a (2.18)). Esto se traduce en que se considera que cada unidad de negocio minimiza los costos por potencia (en sus componentes de potencia suministrada y punta) a nivel de unidad de negocio de manera global, sin tener en consideración la potencia suministrada de cada uno de sus terminales en particular.

En la práctica, ante una electrificación de la flota de buses, cada empresa debería pagar por la energía y potencia suministrada en cada uno de sus terminales (puntos de conexión a la red). Si bien es lógico afirmar que cada empresa trataría de minimizar la suma de dichos costos en su totalidad, no se debe olvidar la restricción adicional que supone la separación espacial de los terminales. Esto hace que no sea eficiente gestionar la carga de nivel global de la unidad de negocio, sino que tiene más sentido que la gestión de carga sea realizada en cada uno de los puntos de carga, y que la suma de dichas gestiones individuales sea el óptimo para cada empresa.

En concreto, se considera que los cargos por potencia y energía para cada Unidad de Negocio debería ser la suma de los cargos por potencia y energía en cada uno de sus terminales (como puntos de carga de buses eléctricos), resultantes de la gestión de carga en cada uno de ellos. Por ende, en este trabajo se amplía el modelo incluyendo explícitamente las restricciones y variables que permiten representar esta característica.

- **Problema de *Switching* en Perfiles de Carga:** Como se ha descrito en 2.6.2, uno de los problemas mencionados explícitamente en el trabajo, fue la forma oscilante de los perfiles de carga obtenidos, denominado *switching* (ver Figura 2.30). Se considera que estos perfiles no representan fielmente lo que se presenta en la literatura (ver Sección 2.6.1), además de que podrían ser dañinos para las baterías de los buses y serían potencialmente difíciles de implementar. Por lo tanto, en este trabajo se busca resolver este inconveniente agregando una etapa que recibe los perfiles con *switching*, y obtiene perfiles continuos (respetando continuidad de la carga en un mismo bus) mediante la incorporación de una nueva etapa de optimización, en donde se resuelve un problema de tipo binario.

3.2. Desarrollo del Modelo

En este punto se concentra la mayor parte del trabajo realizado. En este inciso, se explicará a modo general los módulos que conforman el modelo, indicando las funciones que realiza cada uno. La descripción a nivel de detalle de cada uno de los módulos y el proceso realizado para su elaboración se encuentra en el capítulo *Elaboración del Modelo*.

En la Figura 3.2 se presenta un diagrama que describe de manera general el modelo elaborado, junto con sus variables de entrada y resultados. Como se puede observar, el modelo se separa en dos etapas o sub-modelos:

- En primer lugar, se busca construir un modelo que permita determinar los requerimientos temporales y espaciales de una electrificación del transporte público de Santiago, a través del mejoramiento de los aspectos mencionados en el capítulo anterior. Es decir, desagregar el modelo de gestión de carga y solucionar el *switching* en los perfiles de carga, con un modelo para continuidad de carga. Para ello, se toma como piedra angular el trabajo y modelo elaborado en [16], pero se modifica y se le agregan módulos, llegando así al modelo presentado en este trabajo.
- En segundo lugar, se busca determinar el costo máximo en infraestructura de una electrificación del transporte público, a través del dimensionamiento de alimentadores de distribución (líneas de media tensión), desde los terminales de buses hacia las subestaciones de Santiago. Es importante destacar que los alimentadores considerados en el trabajo son expresos (también llamados alimentadores dedicados), es decir cada uno de ellos tiene como finalidad abastecer únicamente a un terminal o punto de carga. Esto último implica que los costos analizados en este trabajo correspondan a una cota superior, ya que no se está analizando la posibilidad de que los terminales se abastezcan de la red de media tensión existente a través de alimentadores con capacidad disponible para ello.

En términos prácticos, en la primera etapa se obtienen curvas potencia v/s tiempo en cada terminal producto de la infraestructura de carga del Transantiago electrificado (para una resolución de 5 minutos), y en la segunda etapa se utilizan dichas curvas para dimensionar los alimentadores de Media Tensión que abastecerán la infraestructura de carga.

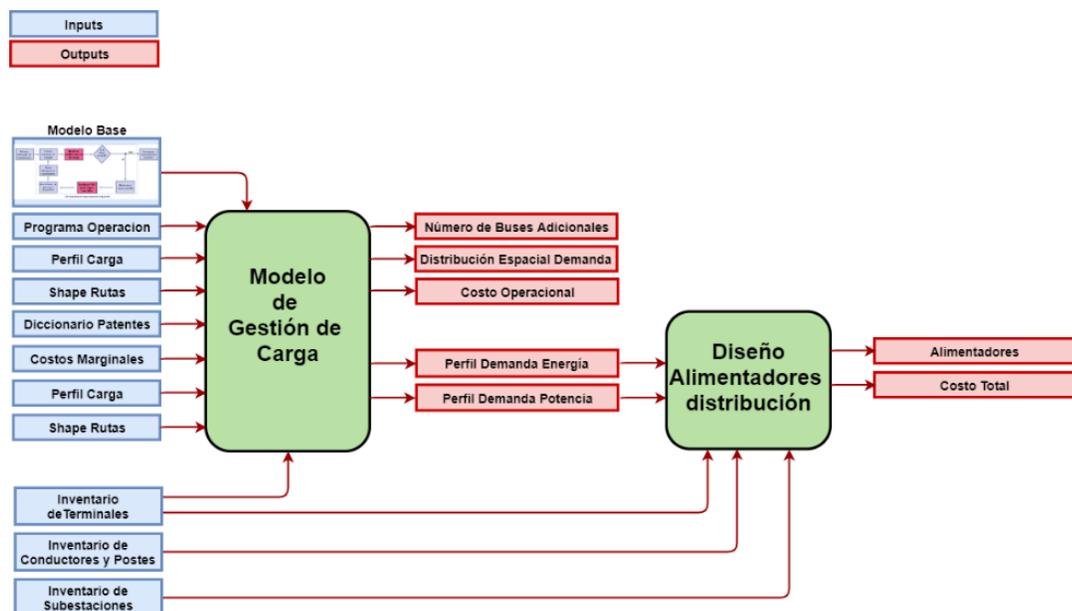


Figura 3.2: Diagrama General del Modelo.

A continuación, se presentarán a grandes rasgos cada uno de los módulos que conforman estas dos etapas. Primero se presentarán los módulos asociados al modelo de gestión de carga, y luego al modelo de diseño de alimentadores.

3.2.1. Modelo de Gestión de Carga

Se busca construir un modelo que permita determinar los requerimientos temporales y espaciales de energía y potencia producto de una electrificación del transporte público de Santiago, minimizando las compras de energía y potencia. En la Figura 3.3 se muestra la metodología del modelo de gestión de carga elaborado con cada una de sus etapas.



Figura 3.3: Metodología del modelo de gestión de carga.

El objetivo del modelo consiste en asignar eficientemente los distintos recursos que involucran tanto al sistema de transporte como también los del sistema eléctrico, pero de una forma aproximada. Como ya se ha visto en la Sección 2.5, la planificación del transporte público se complejiza ante una electrificación de éste, y requiere una realimentación entre cada una de las etapas. Esto quiere decir que, si se optara por optimizar el problema completo, se requiere un modelo de gran tamaño capaz de realizar la inversión en buses, la gestión completa de la flota y que paralelamente considere la gestión óptima de las compras de energía y potencia, aumentando la complejidad computacional significativamente. Esto pues, para cada solución factible del problema de gestión de flota -soluciones que aumentarán con el número de expediciones -, deberá existir una solución óptima del problema de gestión de carga- problema cuyo tamaño depende de la cantidad de buses y discretización de tiempo empleada-, lo que requeriría bastantes recursos computacionales. Por ejemplo, solo considerando la unidad de negocios N°2 en un día, su flota compuesta por cerca de 1200 buses realiza cerca de 13.000 expediciones.

Por la razón anterior, se opta por una metodología simplificada que busca aproximar la resolución del problema anterior. Para ello, utiliza como base el programa de operación existente, manteniendo el itinerario original de expediciones, y añadiendo o reasignando buses solo en el caso de que alguna de las expediciones tenga problemas. El proceso iterativo que se incorpora es una heurística que busca asegurar que se hayan resuelto las expediciones con problemas con la menor cantidad de buses adicionales posibles.

A continuación, se describe cada una de las etapas mostradas en la Figura 3.3.

- 1. Extraer itinerario de expediciones:** En primer lugar, se debe extraer el itinerario de todas las expediciones que realiza el transporte público en un determinado día, definiendo con claridad qué bus realiza cada expedición y en qué momento del día. La

extracción de esta información se almacena en un archivo de texto llamado *DutiesUNX.csv*, donde X corresponderá al respectivo número de cada unidad de negocio. El flujo de información se muestra en la Figura 3.4.

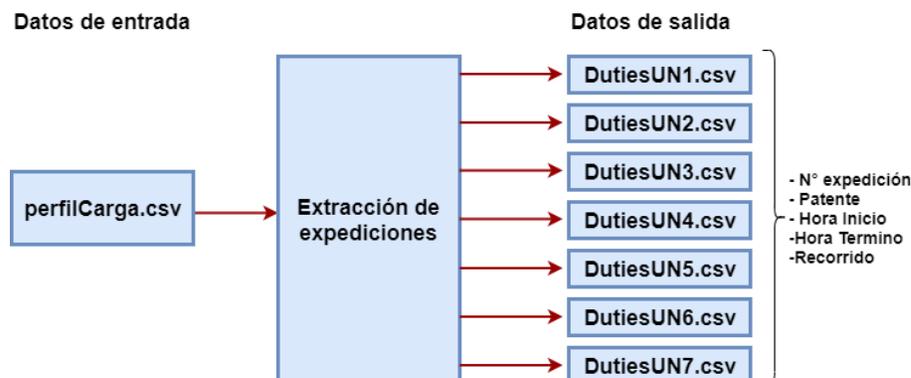


Figura 3.4: Datos de entrada y salida de la etapa de extracción de expediciones.

- 2. Asignación de Terminales a Recorridos:** En esta etapa, se asigna a cada recorrido un terminal de partida y llegada, eligiendo el terminal más cercano a los puntos de inicio y fin de los recorridos respectivamente. Esto último corresponde a un supuesto, dado que no se posee la información de los recorridos que cada terminal alberga, por lo que podría darse el caso de que no siempre el terminal más cercano sea el terminal de origen (o fin), sino que haya un desplazamiento no considerado en este trabajo desde otro terminal. En concreto, los resultados de este proceso se agregan al archivo *DutiesUNX.csv*. El flujo de información se muestra en la Figura 3.5.

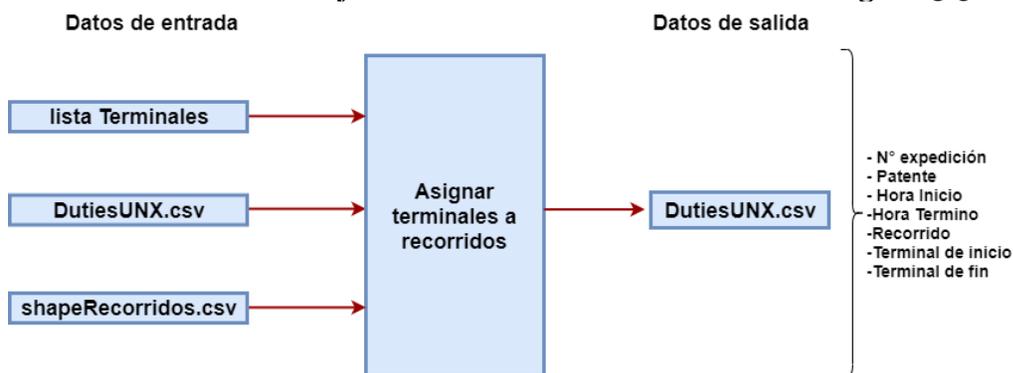


Figura 3.5: Datos de entrada y salida etapa de asignación de terminales.

- 3. Calcular consumo de energía:** Posteriormente, se realiza el cálculo de la energía necesaria para completar cada una de las expediciones^{vi}, definiendo así la demanda energía que acarreará cada bus en un día de operación. De manera práctica, se amplían los campos del archivo extraído anteriormente, *DutiesUNX.csv*, según la Figura 3.6.

^{vi} Se calcula mediante la ecuación (2.10) de la Sección 2.6.2.

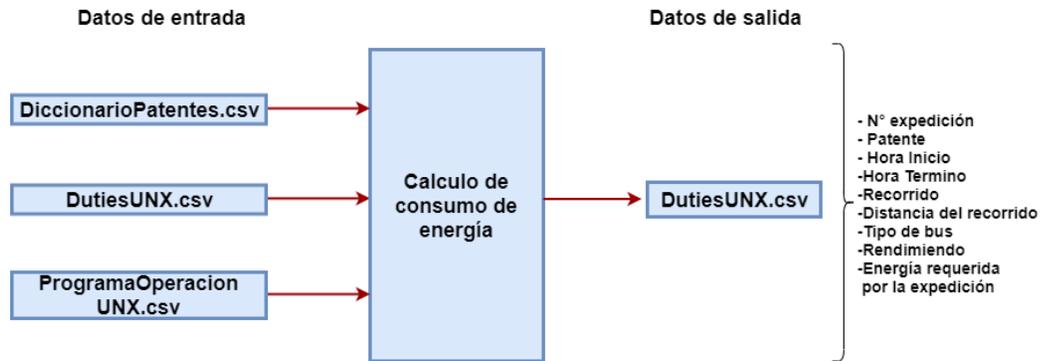


Figura 3.6: Datos de entrada y salida de la etapa N°3.

4. Gestión óptima de carga: Luego, se ejecuta un modelo de optimización para la gestión de carga. Dicho modelo simula que la gestión de la carga de la flota de buses se realiza de manera eficiente - desde un punto de vista económico - para cada unidad de negocios, considerando sus terminales respectivos, minimizando costos operacionales y sujeto a cumplir el programa operacional de transporte.

Para asegurar el cumplimiento del programa de operación, se construye una matriz de estado de la flota cuyo objetivo es determinar -para cada bus, en cada instante de tiempo- que recorrido estarían realizando, o de lo contrario, en que terminal se encontrarían estacionados.

En esta etapa, se entiende por costos operacionales, las compras de energía y potencia que realiza el operador de la flota para cargar los buses. Dada la magnitud y cantidad de variables involucradas -número de buses y discretización de tiempo empleada-, se resuelve un problema de optimización puramente lineal. Las restricciones más relevantes que incorpora el modelo se relacionan con aspectos técnicos de los vehículos (evolución del estado de carga de las baterías y potencia máxima de los cargadores), la restricción que asegura el cumplimiento estricto del programa de operación de transporte y la restricción que permita separar la gestión de carga en cada uno de los terminales de las unidades de negocio. El flujo de información se presenta a continuación en la Figura 3.7.

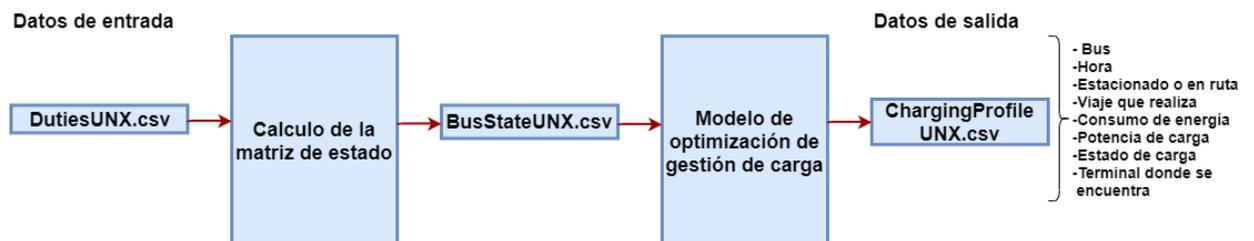


Figura 3.7: Flujo de información de la etapa de gestión de carga.

5. Verificación de falla: A continuación, se verifica la existencia de expediciones con falla. Una expedición con falla es aquella que un bus no puede realizar completamente, dado que la energía almacenada en sus baterías es inferior a la que requiere la expedición. Esto ocurre debido a que se asume una electrificación total de la flota con el programa de operación actual y no se resuelve el problema conjunto de asignación

de buses y gestión de carga. Luego, con ese programa las expediciones con falla podrían ser ocasionadas ya sea por el uso intensivo de un determinado vehículo, por ausencia de tiempo de carga o por ambas. En caso de que existan, la metodología introduce un bucle interno que sorteará dichas fallas (reasignación de buses e incorporación de buses adicionales). Si no existieran, se determinan los requerimientos espaciales en los terminales de cada unidad de negocios. El diagrama de la etapa se presenta en la Figura 3.8.

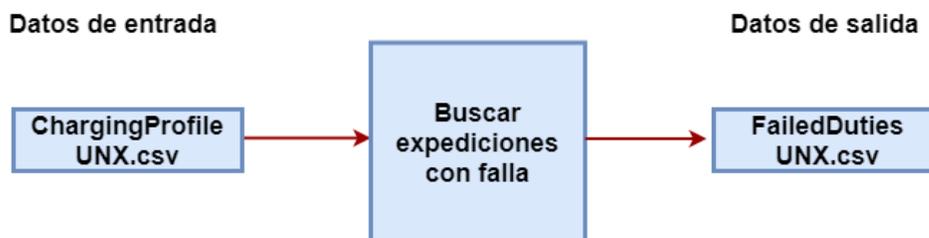


Figura 3.8: Flujo de información de la etapa de verificación de falla.

6. Resolución de fallas mediante reasignación o adición de buses: En esta etapa, se busca resolver aquellas expediciones que se determinaron con fallas, con la mínima cantidad de buses posibles. Para ello, se resuelve en primer lugar un problema de asignación de buses VSP reducido, que indica la cantidad de buses requeridos y cuáles serán las expediciones que realizará cada uno de los buses. El hecho de que el VSP sea reducido significa que el conjunto de expediciones para resolver el problema no son todas las expediciones, sino que heurísticamente se decide que el VSP se realizará para el conjunto de buses con problemas. El resultado de este problema optimización es la mínima cantidad de buses requeridos para resolver las expediciones con problemas, dado ese conjunto definido.

Luego, se ejecuta una reasignación de expediciones, donde se decide que buses abordarán las expediciones con falla, pudiendo ser buses que tengan poco uso o bien incorporar buses adicionales a la flota. Finalmente, se actualiza el itinerario de expediciones, mediante la remoción de expediciones con falla, y asignando dichas expediciones a las patentes – o buses adicionales – que se determinaron en la etapa de reasignación de expediciones. Con esto, se cierra el bucle y se vuelve al punto 3 presentado anteriormente. El flujo de información para esta etapa se muestra en la Figura 3.9.

Es importante destacar que esta etapa no fue modificada en la presente memoria, por lo que no se presentará en detalle en este trabajo. Su formulación completa puede encontrarse en [16].

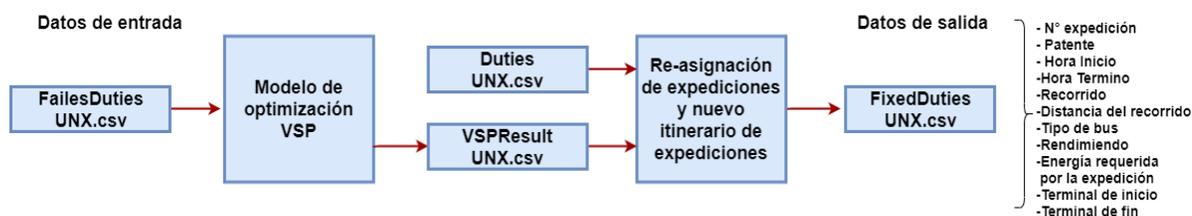


Figura 3.9: Flujo de información para la etapa de resolución de fallas.

7. **Modelo para continuidad de carga de buses:** Una vez que se han reasignado/añadido los nuevos buses, y se ha verificado que no hay fallas mediante la ejecución del modelo de gestión de carga, se resuelve el problema de *switching* enunciado en la sección 3.1. Para ello, los perfiles obtenidos del modelo de gestión de carga se procesan e ingresan a un nuevo modelo de optimización binario, teniendo como resultado los perfiles de carga finales. El flujo de esta etapa se muestra en la Figura 3.10.

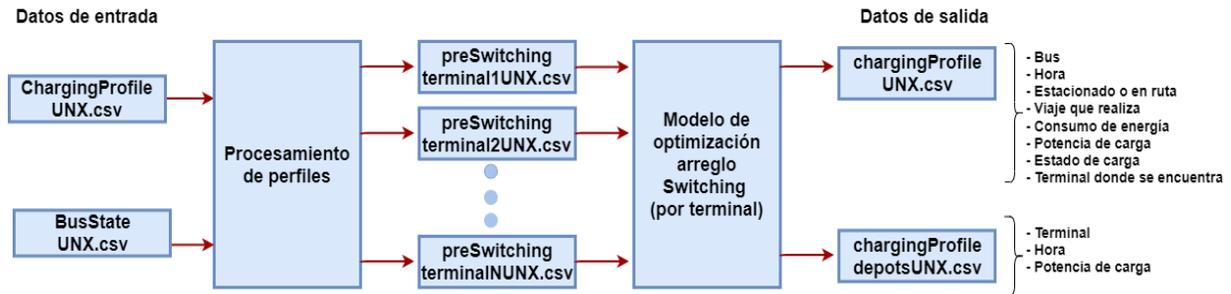


Figura 3.10: Flujo de información etapa de arreglo del *switching*, o modelo de continuidad de carga de buses.

Estos 7 módulos componen el modelo de gestión de carga. Una vez obtenidos los perfiles de carga - a nivel de unidad de negocio y terminal- es posible dimensionar los alimentadores que servirán a cada uno de los terminales.

3.2.2. Diseño de alimentadores

El objetivo de esta etapa es obtener, a partir de los perfiles resultantes del modelo anterior, los alimentadores que irán desde cada una de las subestaciones primarias a los terminales de buses. En la Figura 3.11 se muestra el diagrama que muestra la metodología de este modelo.

A grandes rasgos, el dimensionamiento y diseño de alimentadores se realiza minimizando los costos económicos, y verificando que se satisfagan los requerimientos técnicos correspondientes establecidos por la norma técnica vigente. A continuación, se describe en que consiste cada una de las etapas de manera general, la explicación a nivel de detalle y como se desarrolla este modelo se expone en el capítulo *Elaboración del Modelo*.

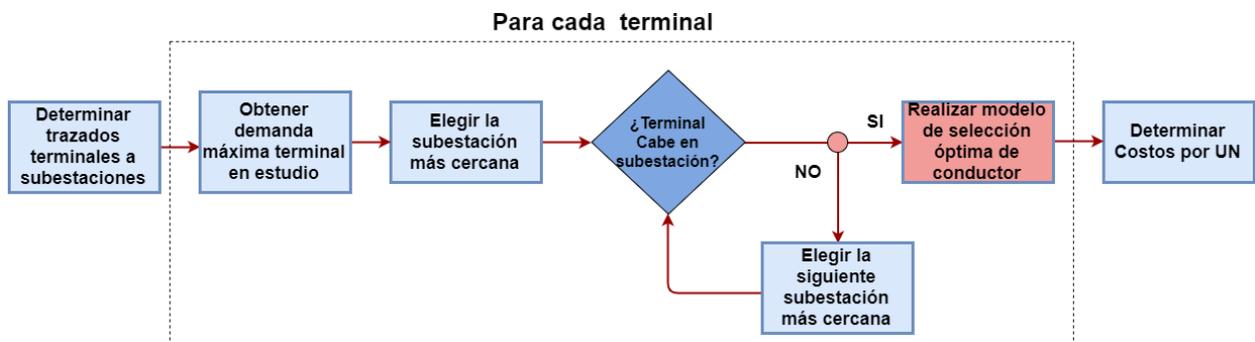


Figura 3.11: Metodología del modelo de diseño de alimentadores.

- 1. Determinar trazados terminales a subestaciones:** En primer lugar, se determina la disposición física, o trazado, que seguiría cada uno de los alimentadores. Para ello, se busca el camino desde cada uno de los terminales a las subestaciones más cercanas a ellos, basándose en que el recorrido sea el más corto posible a través del mapa de las calles de Santiago. Esto último, debido a que en general el tendido de las líneas de distribución sigue la misma disposición que la red vial.
- 2. Análisis de perfiles de carga por Terminal:** En este punto, se analizan los perfiles obtenidos del modelo de gestión de carga y se determinan variables como demanda máxima, factor de carga y factor de carga de pérdidas necesarias para el dimensionamiento de los alimentadores.
- 3. Elegir la subestación a conectar:** En esta etapa, se busca determinar la subestación a la cual se conectará el terminal en estudio. Para ello, se verifica que la subestación candidata tenga capacidad disponible (chequeo de la capacidad de transformación), basándose en datos de la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional. Como primera opción, se elige la subestación más cercana al terminal. Si esta no posee capacidad disponible, se ingresa a un bucle que sitúa como candidata a la siguiente subestación más próxima al terminal, hasta encontrar alguna que disponga de capacidad.
- 4. Modelo de selección óptima de conductor:** Aquí, se determina el tipo de conductor y la cantidad de postes eléctricos que compondrán el alimentador. Para ello, se resuelve un modelo de optimización, donde se elige el conductor que minimice costos de inversión y operación, restringido a satisfacer requerimientos técnicos de caída de tensión y ampacidad (capacidad térmica del conductor).
- 5. Determinación de costos:** Una vez que han sido diseñados todos los alimentadores, es posible entregar una aproximación de los costos de inversión a nivel de infraestructura de distribución -tanto a nivel global como por unidad de negocio y terminal- producto de una electrificación total del transporte público de Santiago.

3.3. Ejecución del Modelo

En esta parte de la metodología, se ejecuta el modelo bajo distintos escenarios para posteriormente validar y comprender su comportamiento. En particular, se ejecuta un caso base -denominado caso 1- y tres casos adicionales, los cuales se definen en la Sección 4.5. Lo que se espera de esta etapa es determinar los resultados que entrega el modelo para cada una de las siete unidades de negocio del Transantiago del año 2018 y sus terminales respectivos. Esto es:

- Obtener los perfiles de carga asociados a la electrificación del transporte público junto con los costos de operación asociados a las compras de energía y potencia.
- Determinar los alimentadores -y sus costos de inversión asociados- que servirían a cada uno de los potenciales puntos de carga (para efectos de este trabajo, los terminales de buses) del transporte público de Santiago.

3.4. Análisis de Resultados

Una vez obtenidos los resultados, estos se analizan desde la perspectiva del sistema eléctrico y el sistema de transporte. Para el sistema eléctrico, se analizan los impactos agregando los resultados en distintos niveles, es decir, a nivel de flota completa de buses, a nivel de unidades de negocio y a nivel de terminales. Por otra parte, el impacto en el sistema de transporte se cuantifica a través de la cantidad de buses con falla y los resultados del proceso de asignación de buses, que permiten entregar un indicador de hasta qué punto es posible electrificar el transporte público con un programa de operación actual.

Además, se analizan los resultados obtenidos desde la perspectiva económica. Esto es, los costos que se obtienen tanto de la carga de los buses (compras de energía y potencia) como de los costos de inversión asociados a la infraestructura de carga, considerando alimentadores de distribución dedicados.

Finalmente, se realiza una sensibilidad adicional incorporando un terminal de carga directamente a una red genérica de media tensión, sin dimensionar un alimentador expreso de distribución. Esta sensibilidad tiene dos objetivos:

- En primer lugar, se busca presentar una metodología de como incorporar un punto de carga de buses a una red ya existente.
- En segundo lugar, se busca entregar una intuición de hasta qué nivel un punto de carga de buses se podría integrar a una red de media tensión ya existente, sin construir infraestructura adicional para ello (sin diseñar un alimentador especialmente dedicado).

Para lo último, se analizan los impactos en la red de media tensión elegida incorporando terminales con distintos niveles de demanda eléctrica. Es importante notar que esta sensibilidad no es la parte central del trabajo, por lo que pretende solo entregar nociones generales del proceso.

Capítulo 4: Elaboración del Modelo

En esta sección se describen y fundamentan los modelos desarrollados para la presente memoria. En primer lugar, se indican los softwares empleados junto con las tareas que realiza cada uno de ellos. En segundo lugar, se detalla la estructura de las bases de datos utilizadas y se expone su utilidad para el presente trabajo. Posteriormente, se formula y explica a nivel de detalle el modelo de gestión de carga, haciendo especial énfasis en los módulos que fueron modificados o añadidos en esta memoria. Luego, se describe con profundidad el modelo para el diseño de los alimentadores expresos. Finalmente, se describe el caso de estudio a simular, junto con las sensibilidades escogidas y parámetros relevantes del modelo.

El siguiente esquema permite seguir de mejor forma la estructura del capítulo y sus distintas partes.

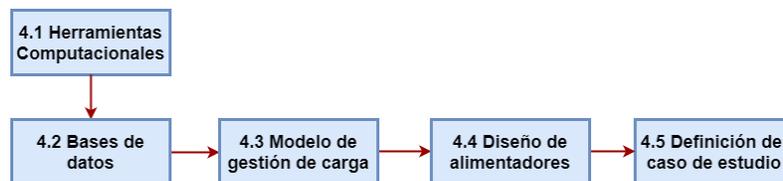


Figura 4.1: Esquema explicativo Capítulo 4.

4.1. Herramientas computacionales



Figura 4.2: Esquema explicativo Capítulo 4-Herramientas computacionales.

4.1.1. Python

Python es un lenguaje de programación interpretado ampliamente utilizado. Su sintaxis está diseñada de tal manera de favorecer un código legible. Es un lenguaje de código abierto, y por lo tanto posee una cantidad importante de colaboración por distintos desarrolladores, lo que lo lleva a tener una cantidad importante de complementos y librerías. Para este trabajo, se utilizará *Python* a través del software *Spyder* (también de código abierto), que es un entorno de desarrollo integrado multiplataforma para dicho lenguaje. Para este trabajo, se realizaron las siguientes tareas con *Python*:

- Procesamiento de las bases de datos.
- Desarrollo de herramientas, análisis de datos y resultados.
- Identificación de expediciones con fallas, modelo de diseño de alimentadores, entre otros.

4.1.2. Fico Xpress-Mosel

FICO es un programa diseñado para resolver problemas de optimización. Está basado en el lenguaje *Mosel*, fuertemente orientado a la optimización, lo que facilita la programación para este tipo de problemas. Permite resolver modelos de optimización lineales (LP), lineales enteros mixtos (MILP), optimización lineal, entre otros. Es un software pagado, sin embargo, el Departamento de Ingeniería eléctrica de la Universidad de Chile afortunadamente posee licencias para sus estudiantes. Se utilizó *FICO* para las siguientes tareas:

- Modelo de gestión de carga.
- Modelo de asignación de viajes o VSP.
- Modelo de optimización para continuidad de carga de buses.

4.1.3. QGIS

QGIS es una aplicación de Sistema de Información Geográfica (GIS), de código abierto y gratuito, que permite visualizar, editar y analizar información en su distribución espacial. Posee una serie de complementos, y una consola de *Python* integrada, lo que permite el desarrollo y automatización de sus tareas. Para este trabajo, se utiliza el software para las siguientes tareas:

- Visualización de redes, terminales, recorridos, subestaciones entre otros.
- Determinación de rutas mínimas para asignación de terminales a recorridos.
- Determinación de rutas mínimas para trazado de alimentadores.

4.1.4. OpenDSS

OpenDSS es un software de código abierto de simulación de sistemas eléctricos de potencia, enfocado en sistemas de distribución. El programa funciona a través de *scripts*, y puede ser ejecutado mediante interfaz COM, aunque no posee una interfaz gráfica para la representación de las redes a modelar. Para este trabajo, se utiliza el software solamente para el cálculo de los flujos de potencia en la red de media tensión de la simulación expuesta en la Sección 4.5.5.

4.2. Bases de Datos

En esta sección, se presentan las bases de datos utilizadas para el presente trabajo.



Figura 4.3: Esquema explicativo Capítulo 4-Bases de datos.

4.2.1. Diccionario Patentes

El diccionario de patentes contiene información específica asociada a cada uno de los buses que componen la flota del Transantiago del año 2018. En la Tabla 4.1 se especifica cada uno de los campos que conforman esta base de datos. Como se puede notar, se incorpora la homologación -mediante el campo **CapacidadAlmacenamiento**- a una flota de vehículos eléctricos de acuerdo con lo presentado en la sección 2.6.2.

Tabla 4.1: Campos contenidos en la base de datos DiccionarioPatentes.

Campo	Descripción
UN	Unidad de negocio asociada a la patente.
PLACA	Patente de un determinado bus.
Tipo_VEH	Tipo de vehículo asociado a la patente, según la clasificación presentada en la Figura 2.15.
CapacidadAlmacenamiento	Capacidad de almacenamiento, de acuerdo con la homologación presentada en la Tabla 2.4.

4.2.2. Información de expediciones

Esta base de datos es una de las más relevantes del modelo. En este archivo, se encuentra la información de las expediciones realizadas por el Transantiago en un determinado día, además del consumo de energía equivalente y otros parámetros calculados asumiendo que las expediciones serán abordadas por buses eléctricos. La consolidación de esta base de datos fue realizada en [16], de acuerdo con lo presentado en la sección 2.6.2. Es importante destacar que dentro de esta base de datos se incluye la información del Programa de Operación de la DTPM^{vii}. El detalle de cada uno de los campos se muestra en la Tabla 4.2.

^{vii} <http://www.dtpm.cl/index.php/programas-de-operacion>

Tabla 4.2: Campos contenidos en la base de datos de información de expediciones.

Campo	Descripción
Operador	Unidad de negocio asociada a la expedición.
Patente	Patente de un determinado bus.
Hini	Hora de inicio de la expedición.
Hfin	Hora de término de la expedición.
ServicioUsuarioTS	Recorrido asociado a la expedición.
Distancia	Distancia del recorrido asociado a la expedición.
Rendimiento	Rendimiento del bus.
Consumo	Energía consumida por la expedición.

4.2.3. shapeRutas e Inicio y Fin de recorridos

El contenido en esta base de datos corresponde a las trayectorias físicas de los recorridos. En concreto, consiste en una serie de pares ordenados (x,y) para cada recorrido en coordenadas UTM. El detalle de los campos se presenta en la Tabla 4.3, y una ruta de ejemplo se muestra en la Figura 4.4. De esta información, se obtiene de manera directa los puntos de inicio y fin de recorrido, que serán utilizados para determinar los terminales más cercanos a cada recorrido.



Figura 4.4: Visualización recorrido 210-ida, los puntos de inicio y fin del recorrido se marcan en amarillo.

Tabla 4.3: Campos contenidos en la base de datos shapeRutas.

Campo	Descripción
ROUTE_NAME	Nombre del recorrido.
X-Coordinate	Coordenada X en coordenadas UTM de un punto contenido en el conjunto de pares (x,y) que describen la trayectoria del recorrido.
Hini	Coordenada Y en coordenadas UTM de un punto contenido en el conjunto de pares (x,y) que describen la trayectoria del recorrido.

4.2.4. Inventario de Terminales

El inventario de terminales se determina en base al trabajo realizado en [16]. En dicho trabajo, la recolección de datos se obtuvo en base a dos fuentes de información. En primer lugar, se obtuvo información de [55] y se verificó mediante observación de imágenes satelitales en *Google Maps*. La segunda fuente corresponde a información obtenida mediante pulsos GPS, y posterior confirmación mediante observación en *Google Maps*.

Para este trabajo, se verificó que cada una de las direcciones obtenidas sean efectivamente terminales, a través de la observación de imágenes satelitales en *Google Earth* e información publicada (cuando estuviera disponible) en los sitios web de cada una de las unidades de negocio^{viii}. Además, se migró la base de datos a QGIS mediante la transformación de coordenadas en latitud y longitud a coordenadas UTM. La distribución geográfica de los terminales, separadas por su respectiva unidad de negocio, se muestra en la Figura 4.5. La información completa de esta base de datos se presenta en la sección Anexos.

^{viii} La lista de los sitios web de cada una de las unidades de negocio se encuentra en la Tabla 2.3.

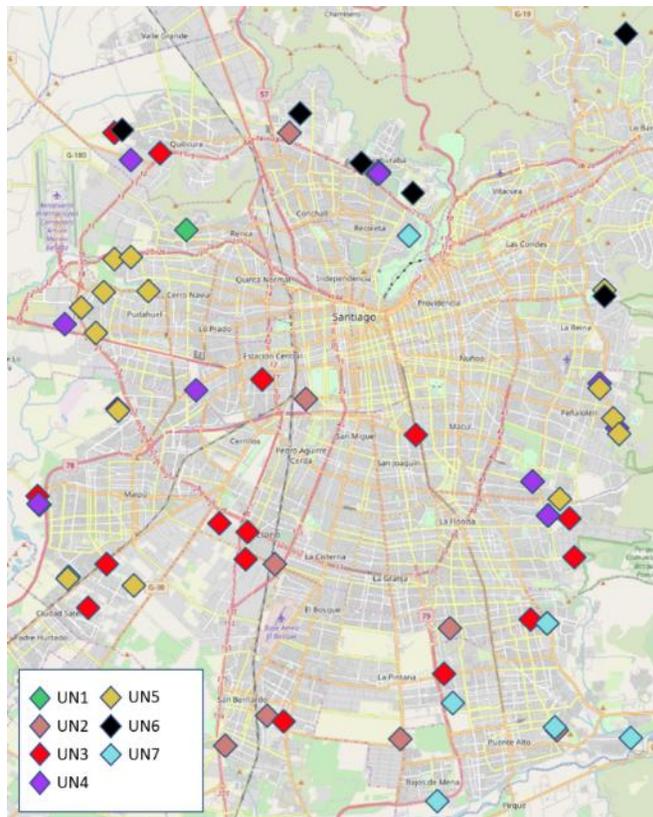


Figura 4.5: Inventario de terminales.

Finalmente, y como potencial aporte a futuros trabajos, se determinó la superficie de cada uno de los terminales a través de *Google Earth*. En la Figura 4.6 se muestra un ejemplo de aplicación de la herramienta. Para este trabajo, estos datos finalmente no fueron utilizados en el modelo. Una posible utilidad que se le podrían dar a estos datos corresponde a la cantidad de cargadores que se podría instalar en cada terminal, si es que se incorporan datos acerca de las dimensiones físicas que requiere cada cargador.

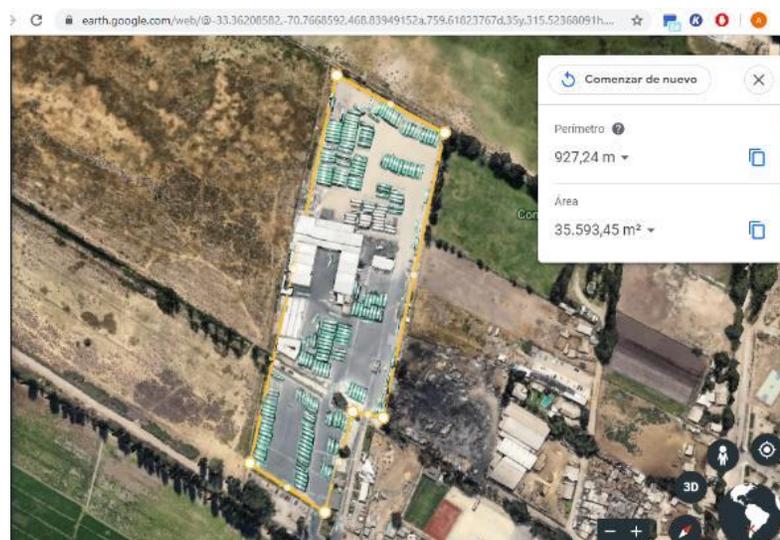


Figura 4.6: Metodología de determinación de superficies de terminales.

4.3. Modelo de gestión de carga

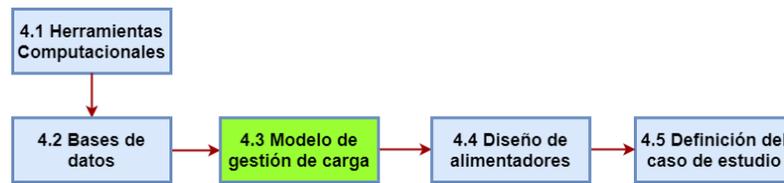


Figura 4.7: Esquema explicativo Capítulo 4-Modelo de gestión de carga.

4.3.1. Asignación de recorridos a Terminales

Como ya se ha mencionado, uno de los objetivos de este trabajo es proponer una metodología para desagregar el modelo de gestión de carga a nivel de terminales. Para ello se ha asignado a cada recorrido de Transantiago, un terminal de inicio y fin, que corresponderían a los puntos donde el bus estaría disponible para cargarse antes y después de realizar el recorrido, respectivamente.

A modo de observación, hay que mencionar que no se posee información a priori de los recorridos que cada terminal alberga, por lo que este proceso busca determinar una aproximación a esos datos. El proceso para ello consiste en asignar los terminales de inicio y fin, basado en un criterio de mínima distancia a través de la red vial. Es decir, para cada recorrido los terminales de inicio y fin serán aquellos que estén más cerca de los puntos de inicio y fin del recorrido, respectivamente. Es importante mencionar que en este trabajo no se considera la capacidad física del terminal para asignar los recorridos, proceso que podría ser incorporado a futuro con los datos obtenidos en la Sección 4.2.4. Con todo, se considera que asignar los recorridos a través de un criterio de mínima distancia es un buen supuesto ya que es altamente probable que los recorridos partan lo más cerca posible de su terminal de origen y con ello disminuir los costos en combustible.

Para realizar esta tarea, se utiliza el software QGIS, que contiene una serie de complementos útiles para este fin. En primer lugar, se obtiene la disposición de la red vial de la región metropolitana mediante el complemento *QuickOSM*^{ix}. El resultado se observa en la Figura 4.9 y Figura 4.9. Es importante destacar que esta información también será útil para el modelo de diseño de alimentadores.

^{ix} 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

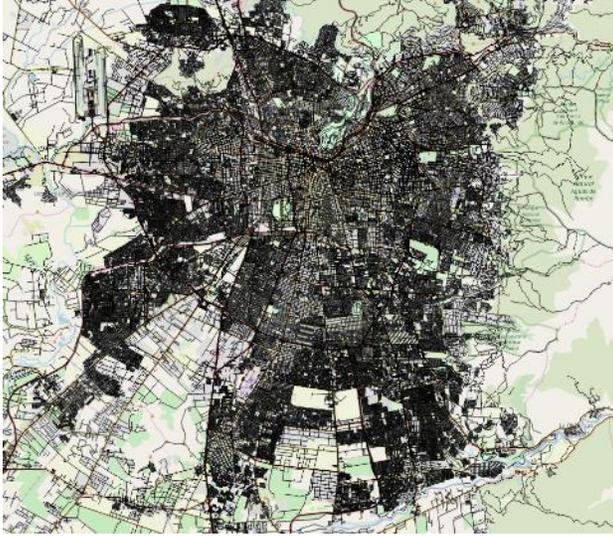


Figura 4.8: Visualización de la capa que contiene la red vial de Santiago, superpuesta sobre el mapa de la RM.



Figura 4.9: Zoom a un extracto de la capa que contiene la red vial de Santiago.

Lo que sigue, es calcular la distancia desde los puntos de partida y fin de cada uno de los recorridos a los terminales de la Unidad de Negocio en estudio. Para un mejor entendimiento, se ejemplifica el proceso en la Figura 4.10 y Figura 4.11. A partir de los puntos de inicio y fin de un recorrido, se determinan los trazados que unen dichos puntos a cada uno de los terminales de la Unidad de Negocio que le corresponda. Los trazados cumplen con la condición de ser el camino más corto a través de la red vial (ruta óptima), y son calculados mediante el complemento *Network Analysis* de QGIS, que se basa en el algoritmo de *Dijkstra*^x. Luego, se escoge el terminal más cercano (el que tenga la menor distancia de trazado) a los puntos de inicio y fin de cada uno de los recorridos.

En la Figura 4.10, se muestra el punto de partida del recorrido JO6-ida y los trazados a cada uno de los terminales de la unidad de negocio 5. Por lo tanto, para ese recorrido el terminal de inicio sería aquel que está marcado en rojo (terminal N°3), y se considerará que el bus se cargará en ese punto antes de empezar dicho recorrido. El proceso análogo para el punto de término del recorrido JO6-ida se muestra en la Figura 4.11. Notar que en este caso el terminal de fin (terminal N°7) es distinto al terminal de inicio del recorrido.

^x https://docs.qgis.org/3.4/en/docs/training_manual/vector_analysis/network_analysis.html

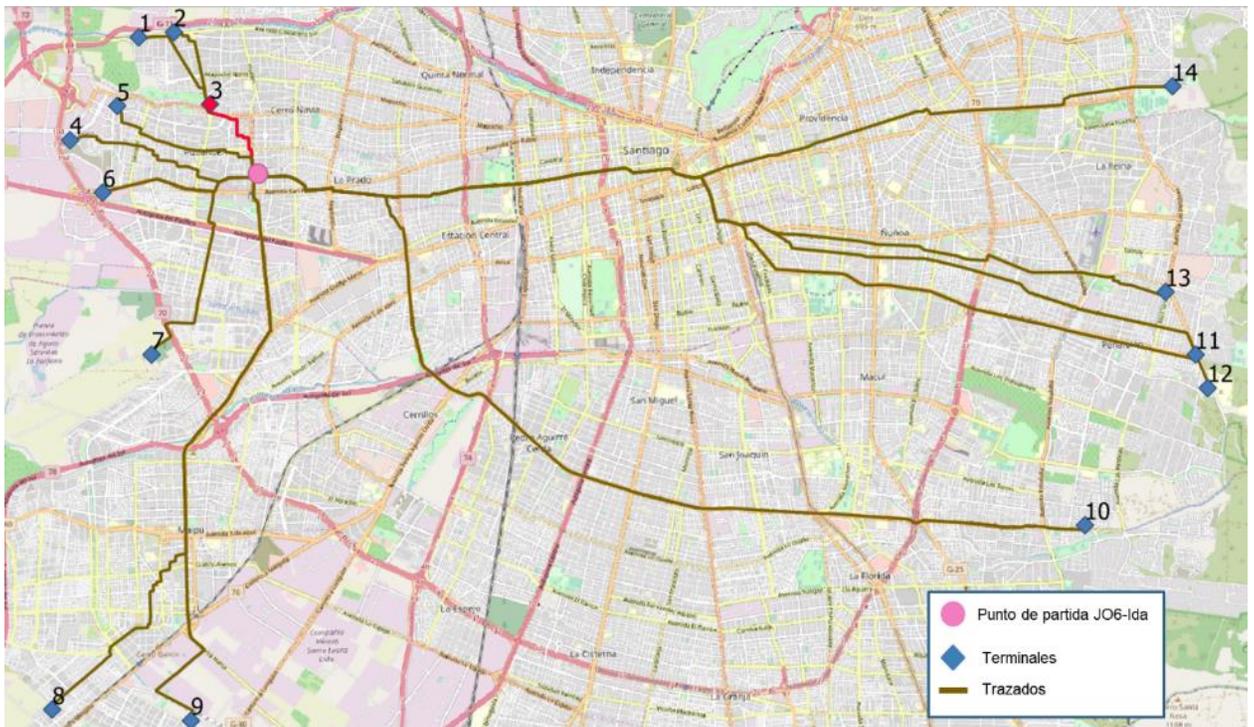


Figura 4.10: Metodología asignación de terminales a recorridos. En rojo se muestra el terminal de inicio N°3 escogido para ese recorrido.

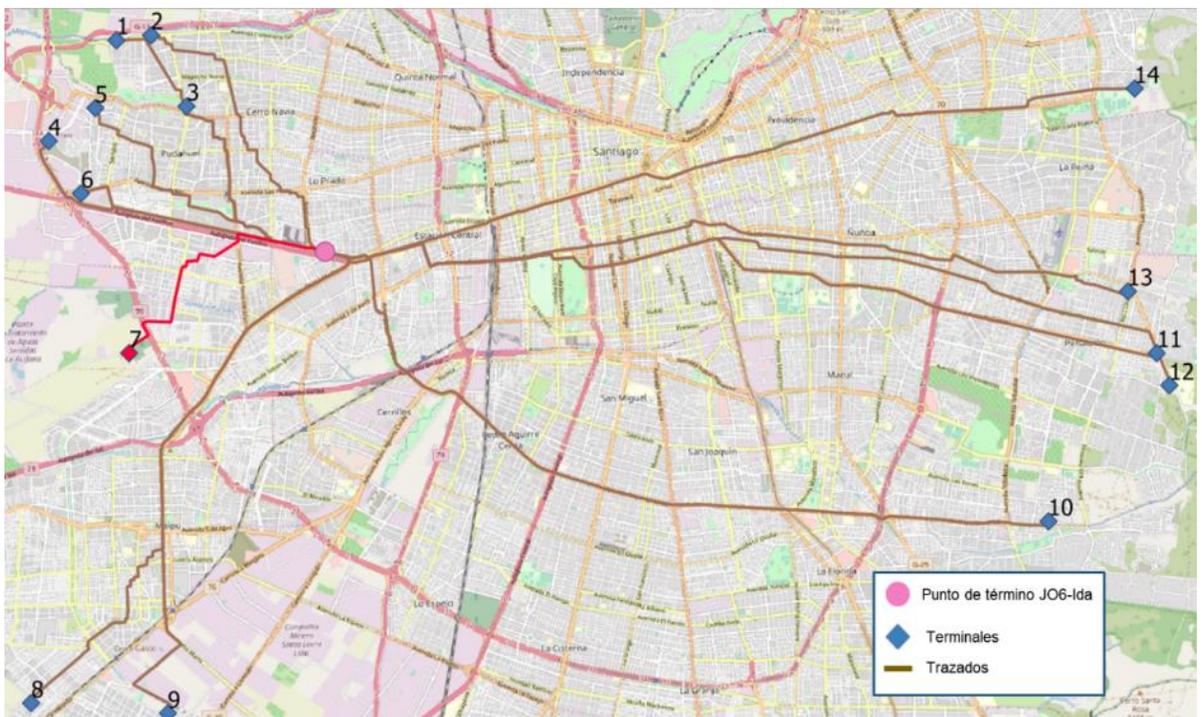


Figura 4.11: Metodología asignación de terminales a recorridos. En rojo se muestra el terminal de fin N°7 escogido para ese recorrido.

El proceso se repite para todos los recorridos de todas las unidades de negocio (752 recorridos en total). En términos prácticos, los terminales de inicio y fin son almacenados en la información de las expediciones, ampliando los campos presentados en la Tabla 4.2.

En la Figura 4.12 se muestra un recorte de la información de expediciones a realizar por el bus BJFC88. Como se puede observar el terminal de fin que se obtiene para una expedición suele ser el terminal de inicio de la siguiente, lo que tiene sentido ya que implica que una vez que el bus termina una expedición, se encuentra en el lugar (o cerca) de donde empieza la siguiente.

Operador	Patente	Hini	Hfin	ServicioUsuarioTS	Distancia	Rendimiento	TipoBus	Trip	Consumo	ConsumoTotal	TerminalInicio	TerminalFin
1	BJFC88	4/9/2018 6:19	4/9/2018 7:27	111I	22.84	1.632860614	C2	1	37.29454	481.693881	2	6
1	BJFC88	4/9/2018 7:27	4/9/2018 9:17	113I	22.51	1.632860614	C2	2	36.75569	481.693881	6	1
1	BJFC88	4/9/2018 9:18	4/9/2018 10:24	113R	22.59	1.632860614	C2	3	36.88632	481.693881	1	6
1	BJFC88	4/9/2018 10:50	4/9/2018 11:48	111R	23.08	1.632860614	C2	4	37.68642	481.693881	6	2
1	BJFC88	4/9/2018 11:48	4/9/2018 13:18	111I	22.84	1.632860614	C2	5	37.29454	481.693881	2	6
1	BJFC88	4/9/2018 13:18	4/9/2018 14:30	111R	23.08	1.632860614	C2	6	37.68642	481.693881	6	2
1	BJFC88	4/9/2018 14:32	4/9/2018 16:15	111I	22.84	1.632860614	C2	7	37.29454	481.693881	2	6

Figura 4.12: Recorte de información de expediciones para el bus BJFC88.

Finalmente, se menciona que un resultado aparte de esta tarea son los potenciales recorridos que realizarían los buses a los terminales, que corresponden a los trazados seleccionados para cada recorrido (los marcados en rojo en la Figura 4.10 y Figura 4.11). Además de obtener la distancia propiamente tal por los trazados para asignar los terminales, esta información no es utilizada de otra forma en el presente trabajo, ya que el modelo no considera explícitamente los viajes desde los terminales a los puntos de inicio y fin de los recorridos. Sin embargo, se destaca que, si en el futuro se desea ampliar aún más el modelo para tener esto en consideración, esta metodología permitiría obtener los recorridos asociados a dichos viajes.

4.3.2. Matriz de estado de la flota

Una vez que se tiene la información completa de las expediciones, se procede a calcular la matriz de estado de la flota, la cual es una representación alternativa del itinerario de expediciones. Esta matriz básicamente indica cual es el estado de cada bus - si se encuentra realizando un servicio o no- de la flota en un determinado instante de tiempo. La idea de esta representación es facilitar la implementación del modelo de optimización que se explica en el punto siguiente. El proceso para la construcción de la matriz de estado es muy similar al realizado en el trabajo anterior, aunque ahora se incorpora una serie de columnas que indican en que terminal se encuentra cada uno de los buses. La matriz de estado de la flota se compone por las columnas presentadas en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Campos de la matriz de estado de la flota.

Campo	Descripción
Bus	Patente del bus en observación
Hora	Instante de tiempo de la observación
Estacionado	1 si el bus en observación esta estacionado, 0 si no, en un determinado instante de tiempo.
Expedición	Número de expedición que está realizando el bus en observación en un instante de tiempo
Consumo	Energía consumida por el bus en observación en un instante de tiempo.
Terminal 1	1 el bus en observación esta estacionado en el terminal 1, 0 si no, en un determinado instante de tiempo
Terminal 2	1 el bus en observación esta estacionado en el terminal 2, 0 si no, en un determinado instante de tiempo
⋮	⋮
Terminal n	1 si el bus se en observación esta estacionado en el terminal <i>n</i> , 0 si no, en un determinado instante de tiempo.

Para poder calcular la matriz de estado de la flota en los campos **Bus, Hora, Estacionado, Expedición y Consumo** la secuencia se mantiene con respecto al trabajo anterior, esto es:

1. Se obtienen las patentes de los buses que se encuentran en operación en el día de observación.
2. Luego, se realiza el producto de dichas patentes con el arreglo de tiempo (conjunto que contiene todos los instantes de tiempo que se utilizarán), el cual es un parámetro del modelo. En este punto quedan definidos los campos **Bus y Hora**.
3. Para determinar los campos **Estacionado, Expedición y Energía Consumida** se itera la base de datos *perfilCarga*, y se completa la matriz de estado de la siguiente manera:

3.1. Para el campo Estacionado:

$$Estacionado_{b=Patente_{j,t}} = \begin{cases} 1, & \text{si } H_{ini_j} \leq t \leq H_{fin_j} \\ 0, & \text{si no} \end{cases} \quad (4.1)$$

3.2. Para el campo Expedición:

$$Viaje_{b=Patente_{j,t}} = \begin{cases} Trip_j & \text{si } H_{ini_j} \leq t \leq H_{fin_j} \\ 0, & \text{si no} \end{cases} \quad (4.2)$$

3.3. Para el campo Energía Consumida:

$$Consumo_{b=Patente_{j,t}} = \begin{cases} \frac{Consumo_j}{count(H_{ini_j} \leq t \leq H_{fin_j})}, & \text{si } H_{ini_j} \leq t \leq H_{fin_j} \\ 0, & \text{si no} \end{cases} \quad (4.3)$$

Para los campos **Terminal 1**, **Terminal 2 ... Terminal n**, estos se determinan mediante la siguiente ecuación:

$$Terminal_{d=b=Patente_{j,t}} = \begin{cases} 0 & \text{si } H_{ini_j} \leq t \leq H_{fin_j} \\ 1 & \text{si } H_{fin_j} \leq t \leq H_{ini_{j+1}} \wedge Terminal_{Inicio_j} = d \\ 1 & \text{si } t \leq H_{ini_1} \wedge Terminal_{Inicio} = d \\ 1 & \text{si } H_{fin_j} \leq t \wedge Terminal_{Fin_j} = d \end{cases} \quad (4.4)$$

Donde:

$j \in \{1 \dots J\}$:	Índice utilizado para cada expedición	H_{ini_j} :	Tiempo de inicio de la expedición j.
b :	Índice de bus contenido en Buses	H_{fin_j} :	Tiempo de término de la expedición j.
t :	Instante de tiempo contenido en Hora	$Terminal_{Inicio_j}$:	Terminal de inicio asignado a la expedición j.

$count ()$: Función que cuenta los instantes de tiempo en el que se verifica una determinada condición.

$Terminal_{Finj}$:

Terminal de fin asignado a la expedición j .

$d \in \{1 \dots N\}$ Índice utilizado para cada terminal de la Unidad de negocios correspondiente.

Básicamente, lo que quiere decir la ecuación (4.4) es que el campo $Terminal\ d$ vale **1** si es que el bus se encuentra en el terminal d en el instante t , donde hay tantos campos $Terminal\ d$ como terminales tenga la unidad de negocio. La segunda expresión de la ecuación (4.4) refleja que una vez que un bus haya terminado una expedición, se encuentra disponible para cargarse en el terminal de inicio de la expedición que le corresponde a continuación, hasta que esta comience. Notar que este terminal es el mismo que el terminal de fin de la expedición anterior, de acuerdo con lo revisado en la Figura 4.12. Por otro lado, la tercera y cuarta expresión verifican la condición en los extremos del horizonte de simulación. La tercera expresión enuncia que una vez que un bus haya realizado su último recorrido, este se encontrará en el terminal de fin de la última expedición, mientras que la cuarta expresión dicta que antes de que un bus comience su primera expedición, este se encontrara en el terminal de inicio de dicha expedición.

Para mayor claridad, en la Figura 4.13 se muestra un recorte de la matriz de estado de la flota para el bus CJRD73. Como se puede observar, hay una columna de estado para cada terminal, cuyo valor es 1 solamente si el bus se encuentra en el terminal que representa dicha columna. Luego, dicho bus se encontraría estacionado en el terminal 2 hasta las 9:20, y luego a las 9:25 partiría a realizar una expedición.

Bus	Hora	Ruta/Estacionado	Trip	EnergiaDTConsumida	Terminal1	Terminal2	Terminal3	Terminal4	Terminal5	Terminal6
CJRD73	4/9/2018 9:00	1			0	1	0	0	0	0
CJRD73	4/9/2018 9:05	1			0	1	0	0	0	0
CJRD73	4/9/2018 9:10	1			0	1	0	0	0	0
CJRD73	4/9/2018 9:15	1			0	1	0	0	0	0
CJRD73	4/9/2018 9:20	1			0	1	0	0	0	0
CJRD73	4/9/2018 9:25	0	2201	1.855796353	0	0	0	0	0	0
CJRD73	4/9/2018 9:30	0	2201	1.855796353	0	0	0	0	0	0

Figura 4.13: Ejemplo de la matriz de estado de la flota.

4.3.3. Modelo de optimización para gestión de carga

En esta sección, se presenta el modelo de gestión de carga, con su formulación detallada y descripción.

Formulación

El modelo de gestión de carga planteado tiene como objetivo minimizar los costos operacionales asociados a la implementación de una flota de buses eléctricos. Esto se traduce en minimizar las compras de energía y potencia de cada Unidad de Negocio que administra una flota de buses, y más aún, minimizar las compras de energía y potencia en cada uno de los terminales que posee cada unidad de negocio (mejora implementada en este trabajo de memoria), debido a que estos puntos serán en los cuales los vehículos efectivamente se carguen. Por otro lado, se debe asegurar que los operadores cumplan con el programa operacional (definido en la Sección 2.5), a través de seguir los itinerarios programados para un determinado día. Finalmente, se deben incluir las limitaciones técnicas asociadas a las baterías de los vehículos eléctricos. En esta línea, y considerando los puntos anteriores, se planteó el siguiente modelo de optimización:

$$\begin{aligned} \text{mín} \left(\sum_d \sum_t P_e \cdot P_{ter_{d,t}} \cdot \Delta t \right) \cdot A + \sum_d C_p^T \cdot P_{punta_d} + \sum_d C_p^D \cdot P_{punta_d} + \sum_d C_p^D \cdot P_{suministrada_d} \\ + \sum_b \sum_t C_f \cdot P_{falla_{b,t}} \end{aligned} \quad (4.5)$$

s.a

$$0 \leq Pch_{ter_{b,t,d}} \leq P_{m\acute{a}x} \cdot Terminal_{b,t,d} \quad \forall b, t, d \quad (4.6)$$

$$Pch_{b,t} = \sum_d Pch_{ter_{b,t,d}} \quad \forall b, t \quad (4.7)$$

$$P_{ter_{d,t}} = \sum_b Pch_{ter_{b,t,d}} \quad \forall d, t \quad (4.8)$$

$$SOC_{b,t=t_{ini}} = SOC_{m\acute{a}x_b} \quad \forall b \quad (4.9)$$

$$SOC_{b,t=t_{ini}} = SOC_{b,t=t_{fin}} \quad \forall b \quad (4.10)$$

$$0 \leq SOC_{b,t} \leq SOC_{m\acute{a}x_b} \quad \forall b, t \quad (4.11)$$

$$SOC_{b,t} = SOC_{b,t-1} - Consumo_{b,t} + Pch_{b,t} \cdot \Delta t + P_{falla_{b,t}} \cdot \Delta t \quad \forall b, t \quad (4.12)$$

$$0 \leq P_{ter_{d,t}} \leq P_{suministrada_d} \quad \forall t, d \quad (4.13)$$

$$0 \leq P_{ter_{d,t}} \leq P_{punta_d} \quad \forall t \in T_{punta} \quad (4.14)$$

• Índices

- b: Índice para cada bus contenido en **Buses**.
- t: Índice para cada instante de tiempo contenido en **Hora**.
- d: Índice para cada terminal.

- **Parámetros**

A : Factor que multiplica las compras de energía.

$Terminal_{b,t,d}$: Campo **Terminal** de la matriz de estado de la flota.

$Consumo_{b,t}$: Campo **Energía Consumida** de la matriz de estado de la flota.

$SOC_{máx_b}$: Capacidad máxima de las baterías del b-ésimo bus, en [kWh].

$P_{máx}$: Potencia máxima del cargador, en [kW].

P_e : Precio de la energía, en [\$/kWh]

C_P^T : Costo de la potencia máxima suministrada en horas de punta por el sistema de generación-transmisión, en $\left[\frac{USD}{kW-mes}\right]$.

C_f : Costo de falla, en $\left[\frac{USD}{kWh}\right]$.

Δt : Intervalo de discretización del 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 del b-ésimo bus en un instante de tiempo, en [kW].

$Pfalla_{b,t}$: Potencia de falla del b-ésimo bus en un instante de tiempo, en [kW].

$SOC_{b,t}$: Estado de carga del b-ésimo bus en un instante de tiempo, en [kWh].

$Psuministrada_d$: Potencia máxima suministrada en el d-ésimo terminal, en [kW].

$Ppunta_d$: Potencia máxima suministrada en horas de punta en el d-ésimo terminal, en [kW].

Descripción del modelo de gestión de carga

En primer lugar, la función objetivo del modelo, representada en la ecuación (4.5) minimiza las compras de energía y potencia y se incorpora una variable adicional, potencia de falla, de modo de asegurar que el problema sea factible en caso de que un bus no logre tener la energía suficiente para cumplir con alguna de sus expediciones. Cabe señalar que el costo asociado a falla no es un costo en el que incurre el sistema eléctrico, sino que es un costo ficticio asignado en aquellos casos que los buses no tengan la energía suficiente para finalizar una expedición. Es importante destacar que esto ocurre debido a que se asume una electrificación total de la flota con el programa de operación actual y no se

resuelve el problema conjunto de asignación de buses y gestión de carga. Luego, con ese programa las expediciones con falla podrían ser ocasionadas ya sea por el uso intensivo de un determinado vehículo, por ausencia de tiempo de carga o por ambas. El costo de falla se asocia entonces a aquellas expediciones con problemas, que no son capaces de proveer un servicio bajo el programa de operación actual, producto de las restricciones adicionales de autonomía que implica la electrificación del sistema de buses. Además, se debe recordar que estas expediciones con problemas (o costo de falla positivo), serán resueltas mediante la resolución de un problema de optimización VSP reducido (descrito en la Sección 3.2.1), y una reasignación o adición de nuevos buses.

La estructura de costos de la función objetivo se compone por los siguientes ítems:

Tabla 4.5: Estructura de costos de la función objetivo.

Ítem	Término de la función objetivo
Compras de energía	$\left(\sum_d \sum_t P_e \cdot P_{ter_{d,t}} \cdot \Delta t \right) \cdot A$
Compras de potencia de punta al sistema de generación-transmisión	$\sum_d C_p^T \cdot P_{punta_d}$
Compras de potencia de punta al sistema de distribución	$\sum_d C_p^D \cdot P_{punta_d}$
Compras de potencia suministrada al sistema de distribución	$\sum_d C_p^D \cdot P_{suministrada_d}$
Costo de falla	$\sum_b \sum_t C_f \cdot P_{falla_{b,t}}$

Como se puede ver en la Tabla 4.5, la componente de compras de energía se encuentra multiplicada por un coeficiente A . La razón de aquello se justifica en que los cargos por potencia corresponden a valores mensuales, mientras que la componente de energía abarca solamente los días que se consideren en el horizonte de modelo, por lo tanto, para que la función objetivo cuantifique de manera apropiada ambos componentes, se multiplica las compras de energía por un factor de modo que los pagos por energía sean equivalentes al consumo de energía de un mes completo, considerando que un mes tiene 30 días. Por ejemplo, si se utiliza un horizonte de evaluación de 2 días, el factor A será igual a 15, mientras que si se simulan 3 días será igual a 10. Para esto último, se supone

que los días no simulados son similares y pueden representados por aquellos escogidos en el horizonte de evaluación en el cual se ejecuta el modelo.

Por otro lado, si se observan los cargos por potencia, estos corresponden a la suma de los cargos por potencia en cada uno de los terminales de la unidad de negocio. En la práctica, esto significaría que cada unidad de negocio trata de minimizar sus costos de manera global, pero teniendo en cuenta que ello corresponde a la suma de sus costos en cada uno de sus puntos de carga o terminales, para efecto de este trabajo. Esta formulación permite desagregar el modelo de gestión de carga, y resolver el problema real que enfrentan las unidades de negocio enunciado en la Sección 3.1.

En cuanto a las restricciones, se introduce en primer lugar una variable auxiliar $Pch_{ter\ b,t,d}$ que permite determinar la potencia de carga de cada bus en cada terminal, a través de la matriz de estado de la flota. En la ecuación (4.6), se indica que la potencia de carga no debe ser superior a la potencia máxima de carga, pero la restricción solo será distinta de cero para el terminal en el cual se encuentre estacionado el bus en un determinado instante de tiempo. Luego, las restricciones (4.7) y (4.8) utilizan dicha variable auxiliar para obtener la potencia de carga de cada bus y terminal en un instante de tiempo.

Posteriormente, la ecuación (4.9) y (4.10) corresponden a las condiciones de borde del modelo, en las cuales se exige que los buses dispongan de un determinado porcentaje de energía al inicio y final del período de simulación. Este porcentaje será un parámetro a fijar en las simulaciones pero que de factibilidad a la operación de la flota. En cuanto al estado de carga de cada bus, la ecuación (4.11) indica que la energía disponible para cada bus debe estar dentro del rango de la capacidad mínima y máxima de sus baterías, mientras que la ecuación (4.12) representa la evolución temporal del estado de carga de las baterías del bus, la cual debe verificar el balance energético a través del tiempo.

Después, las ecuaciones (4.11) y (4.12) indican que la potencia de carga en un determinado terminal para un instante de tiempo debe ser menor o igual a la potencia suministrada y potencia de punta de dicho terminal, las que a su vez también son variables de decisión. Estas son variables de decisión pues la gestión óptima de carga debe determinar cuál es el nivel de potencia suministrada y potencia en cada uno de los terminales.

Finalmente, se hace especial énfasis en que el modelo asegura que se cumpla el programa de operación, pero sin modificarlo. Esto se logra mediante la matriz de estado de flota, y en particular de los campos $Terminal_{b,t,d}$ y $Consumo_{b,t}$, incorporados en las ecuaciones (4.6) y (4.12). La primera de ellas, además de definir el terminal en que se encuentra el bus respectivo, determina los instantes de tiempo en que el bus está disponible para cargarse -o bien, no está realizando un recorrido- y anula la restricción en caso contrario. La segunda de ellas incorpora el consumo de los buses asociado a la ruta que estos estén realizando (proveniente del programa de operación), notar que el consumo será siempre distinto de cero cuando el bus este realizando alguna expedición.

4.3.4. Modelo para continuidad de carga de buses

Una vez que se han determinado los requerimientos de energía y los buses adicionales necesarios para cumplir el programa de operación, es necesario modificar los perfiles de modo de evitar el *switching*, fenómeno explicado en la Sección 3.1. Para ello, se ha decidido reordenar los perfiles obtenidos en el paso anterior, mediante una nueva optimización, manteniendo el objetivo de minimizar los costos operacionales. Este nuevo proceso incorpora al modelo dos nuevas etapas: un pre-procesamiento de los perfiles, y la optimización como tal. A continuación, se describe en detalle estas dos etapas.

Antes de explicar en detalle cada una de etapas, y para mayor claridad, la Figura 4.14 y Figura 4.15 entregan una representación gráfica de lo que realiza este proceso. En la Figura 4.14 se muestra un recorte de un perfil de carga y el estado de un bus con *switching* para el bus CJRF96, como se puede observar el bus se carga inicialmente en el terminal 5, luego realiza una expedición, y luego se carga en el terminal 1. Luego, en la Figura 4.15 se ejemplifica todo el proceso.

En primer lugar, se procesan los perfiles de todos los buses y se separan cada uno de los eventos de carga de cada bus. De estos eventos, se obtiene información que será útil para el modelo, como el tiempo inicial y final donde el bus se fue y luego al terminal respectivo, la cantidad de energía cargada y el terminal donde ocurrió la carga. Esto último permite separar eventos de carga por terminal, luego se agrupan cada uno de los eventos de carga de todos los buses por terminal, y se ejecuta un modelo de optimización binario para cada terminal, cuyo objetivo es obtener perfiles con continuidad de carga minimizando las compras de energía y potencia. Como se aprecia en la figura, el modelo decide de qué forma se distribuirán los eventos de carga que han ingresado a él, asegurándose que cumplan con los parámetros establecidos en la etapa de procesamiento de perfiles. Finalmente, se ordenan los eventos de carga para cada bus, de manera que sean coherentes en el tiempo, obteniendo así los perfiles finales con continuidad de carga para cada bus.

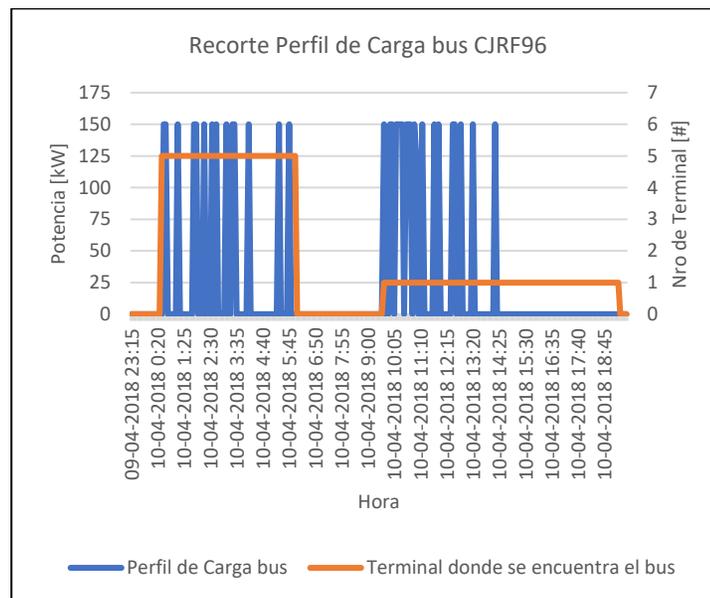


Figura 4.14: Perfil de carga bus CJRF96.

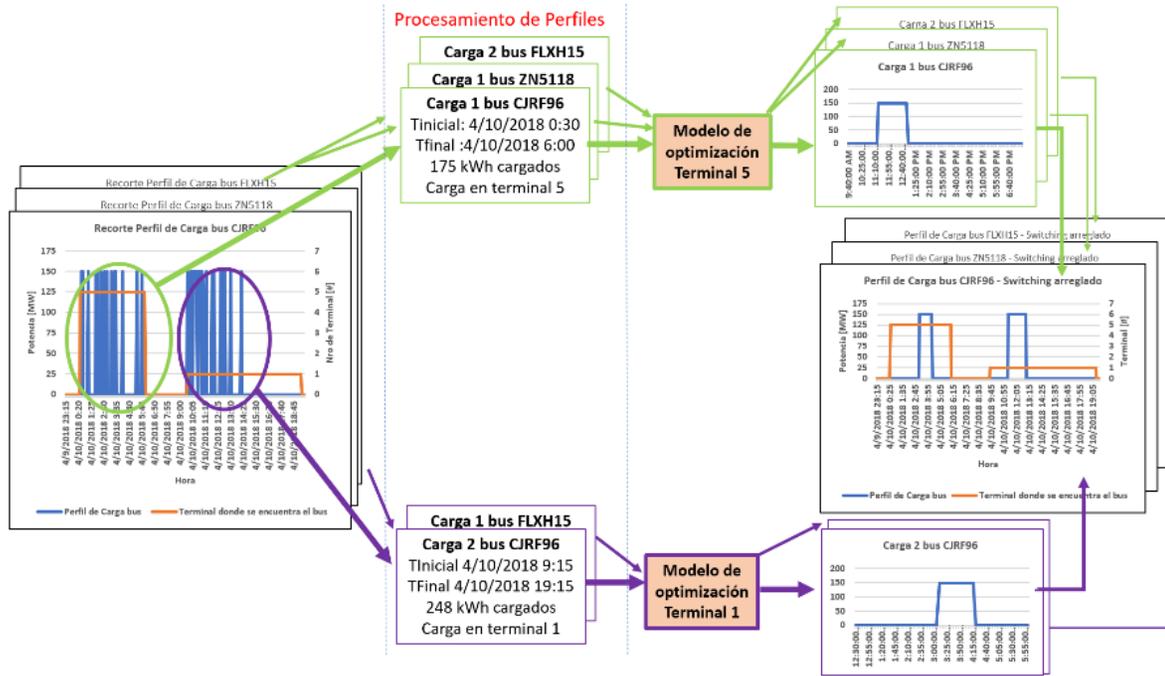


Figura 4.15: Metodología del proceso para continuidad de carga de buses.

A continuación se presenta con mayor detalle cada una de las etapas de este modelo.

Pre-Procesamiento de los perfiles

La etapa de procesamiento de los perfiles busca determinar información relevante de cada evento de carga determinado por el modelo de gestión de flota. En concreto, para cada bus se obtienen los campos presentados en la Tabla 4.6. Para su cálculo, se ejecuta la siguiente secuencia:

1. Se obtiene el perfil de carga aproximado, resultado del modelo de gestión de carga, para cada bus.
2. Para cada bus, se obtienen los eventos de carga de estos. Es decir, se obtienen los intervalos donde el bus está estacionado y efectuó una carga de este. Se enumeran estos eventos por bus asignándole un **IdCarga**.
3. Para cada evento de carga, se determina el **Tiempo inicial** y **Tiempo final**, correspondientes al tiempo en el que el bus llega y se retira del terminal para realizar su carga. Es importante destacar que estos no necesariamente son los tiempos en los que comienza y termina la carga, ya que un bus puede estar estacionado por un intervalo de tiempo mayor o igual al tiempo que se carga efectivamente.
4. Para cada evento de carga, se determina el estado de carga antes y después del evento de carga, correspondientes al estado de carga en los tiempos inicial y final. Con esto, se definen los parámetros **SOCInicial** y **SOCFinal**. Además, se define la variable **Cantidad Energía**, que corresponde a la resta entre **SOCFinal** y **SOCInicial**.
5. Para cada evento de carga, se determina el campo **Tiempo Mínimo**, que corresponde a la cantidad de intervalos (de 5 minutos, que corresponde a la

resolución utilizada) mínimos necesarios para cargar la energía del evento a una potencia de 150 kW (tamaño de cargador utilizado). Se calcula como :

$$Tiempo\ M\u00ednimo = \left\lceil \frac{CantidadEnerg\u00eda}{150 \cdot \frac{5}{60}} \right\rceil + 1 \quad (4.15)$$

Donde [] es el operador parte entera.

- Para cada evento de carga, se determina el **Terminal** donde ocurri\u00f3 y se separa la informaci\u00f3n por terminal. Obtener el terminal es directo de la matriz de estado de la flota.

Tabla 4.6: Campos del procesamiento de perfiles.

Campo	Descripci\u00f3n
Bus	Patente del bus en observaci\u00f3n
IdCarga	N\u00famero de carga del bus en observaci\u00f3n.
Tiempo Inicial	Tiempo en que el bus llega al terminal para el evento de carga.
Tiempo Final	Tiempo en que el bus se retira del terminal.
SOCInicial	Estado de carga antes del evento de carga.
SOCFinal	Estado de carga despu\u00e9s del evento de carga.
Cantidad Energ\u00eda	Cantidad de energ\u00eda cargada en el evento de carga, determinada por el modelo de gesti\u00f3n de flota.
Tiempo M\u00ednimo	Cantidad de intervalos de 5 minutos para cargar la Cantidad Energ\u00eda , a una potencia de 150 kW.
Terminal	Terminal donde ocurre el evento de carga.

Una vez se han separado los eventos de carga por terminal, se aplica el modelo de optimizaci\u00f3n para cada uno de los terminales que elimina el fen\u00f3meno de *switching* y le da continuidad real a la carga de los buses.

Ordenamiento vía Optimización de Perfiles

Como ya se ha mencionado, el objetivo de esta etapa es arreglar el fenómeno de *switching*. Para ello, se ejecuta un modelo de optimización binario cuyo dato de entrada son los eventos de carga identificados en el paso anterior. La filosofía del modelo consiste en asegurar que cada uno de los eventos de carga ocurra de manera continua (sin conectar y desconectar repetidamente el bus durante un período de carga) -es decir, sin interrupciones- manteniendo la cantidad de energía cargada, y que estos ocurran dentro del tiempo en que el bus se encuentra estacionado -o lo que es lo mismo, dentro del tiempo inicial y final-. Además, se mantiene la consigna del modelo de gestión de carga, minimizando las compras de energía y potencia en cada terminal. En este sentido, se plantea el siguiente modelo de optimización.

$$\text{mín} \left(\sum_b \sum_t P_e \cdot Pch_{b,t} \right) \cdot A + C_p^T \cdot P_{punta} + C_p^D \cdot P_{punta} + C_p^D \cdot P_{suministrada} \quad (4.16)$$

s.a

$$Pch_{b,t} = P_{\text{máx}} \cdot X_{b,t} \quad \forall b, t \quad (4.17)$$

$$X_{b,t} = X_{b,t-1} + E_{b,t} - A_{b,t} \quad \forall b, t \quad (4.18)$$

$$\sum_{T_{\text{inicial}_{b,i}}}^{T_{\text{final}_{b,i}}} X_{b,t} = \text{TiempoMin}_{b,i} \quad \forall b, t \in \{T_{\text{inicial}_{b,i}}, \dots, T_{\text{final}_{b,i}}\} \quad (4.19)$$

$$\sum_{T_{\text{inicial}_i}}^{T_{\text{final}_i}} E_{b,t} \leq 1 \quad \forall b, t \in \{T_{\text{inicial}_{b,i}}, \dots, T_{\text{final}_{b,i}}\} \quad (4.20)$$

$$0 \leq \sum_b Pch_{b,t} \leq P_{\text{suministrada}} \quad \forall t \quad (4.21)$$

$$0 \leq \sum_b Pch_{b,t} \leq P_{\text{punta}} \quad \forall t \in T_{\text{punta}} \quad (4.22)$$

$$X_{b,t}, E_{b,t}, A_{b,t} \in \{0,1\} \quad \forall b, t \quad (4.23)$$

• 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.
$P_{m\acute{a}x}$:	Potencia máxima del cargador, en [kW].
Cmg_t :	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 generaci3n-transmisi3n, en $\left[\frac{USD}{kW-mes}\right]$.
$TiempoMin_{b,i}$:	Tiempo mínimo que debe permanecer cargado el b-ésimo bus en el i-ésimo evento de carga.
$Tinicial_{b,i}$:	Tiempo inicial para el b-ésimo bus en el i-ésimo evento de carga.
$Tfinal_{b,i}$:	Tiempo final para el b-ésimo bus en el i-ésimo evento de carga.

- **Variables de decisi3n**

$X_{b,t}$:	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 horas de punta, en [kW].

Descripci3n del modelo de optimizaci3n

En primer lugar, la funci3n objetivo representada por la ecuaci3n (4.16) se mantiene a grandes rasgos con respecto al modelo de gesti3n de carga (ecuaci3n (4.5)), es decir, minimizar las compras de energía y potencia. En este caso, el costo de falla no se incorpora en el modelo, debido a que ya se ha asegurado previamente que el problema sea factible, a través del proceso de reasignaci3n de buses y la verificaci3n de que no haya buses con falla. Además, es importante notar que en esta formulaci3n el subíndice que representa cada uno de los terminales ha desaparecido, producto de que el modelo se aplica para cada terminal por separado, por lo tanto el número de variables es menor que si se compara con el modelo de gesti3n de carga (el detalle de la cantidad de variables en cada uno de los problemas se presenta en la Secci3n 4.5.1).

Luego, es importante mencionar que se introducen variables de decisi3n binarias $X_{b,t}$, $E_{b,t}$ y $A_{b,t}$, que buscan representar respectivamente: el estado de cada uno de los buses

(cargándose o no) , los períodos donde la carga comienza, y los períodos donde la carga termina. Teniendo esto en consideración, es posible entender las restricciones impuestas.

La ecuación (4.17) permite ligar la variable $X_{b,t}$ al hecho de que un bus efectivamente se esté cargando, es decir, cuando un bus se está cargando la variable de estado $X_{b,t}$ valdrá **1**, y no se cargará cuando su valor sea **0**. La ecuación (4.18) es básicamente una ecuación de estado discreta, y le entrega sentido a las variables de estado definidas y al proceso de carga de cada uno de los buses. Lo que refleja es que cada vez que un bus empieza su carga, $E_{b,t}$ pasará a ser **1**, y la variable $X_{b,t}$ cambiará de **0** a **1**. El proceso inverso se repite cuando el bus termina su carga: $A_{b,t}$ pasa a ser **1** cuando termina su carga, y $X_{b,t}$ cambiará de **1** a **0**.

Las ecuaciones (4.19) y (4.20) son las que permiten arreglar el proceso de switching en definitiva. La ecuación (4.19) indica que el bus debe estar cargándose una cierta cantidad de intervalos de tiempo, que corresponde al período mínimo determinado en la etapa anterior (a través de la ecuación (4.15)). Por otro lado, la ecuación (4.20) determina que la carga del bus solamente puede comenzar una sola vez. En conjunto, estas dos ecuaciones fuerzan a que el bus comience a cargarse solamente una vez y se mantenga cargando hasta alcanzar la energía determinada por el modelo de gestión de carga. Notar que esto último asegura la factibilidad del problema, y el cumplimiento del programa de operación sin fallas asociadas.

Para un mejor entendimiento del proceso, se mostrarán a continuación algunas figuras que lo representan gráficamente.

En primer lugar, la Figura 4.16 muestra un diagrama explicativo de la primera parte del proceso. De izquierda a derecha en la figura, se muestra primero un recorte del perfil de carga (determinado por el modelo de gestión de carga) para el bus CJRF96, el mismo perfil que se muestra en la Figura 4.14. Como se puede observar en la figura, dentro del perfil de carga se pueden identificar dos períodos en que el bus se encuentra estacionado en distintos terminales (5 y 1 respectivamente), y dentro de cada uno de estos períodos ocurre un evento de carga con *switching*, marcados en verde y morado (en adelante, eventos de carga n°1 y n°2 respectivamente). Luego, se realiza el pre-procesamiento del perfil obteniendo la información de cada uno de los eventos de carga, mediante la determinación de los campos descritos en la Tabla 4.6. Por lo tanto, cada uno de estos eventos de carga ingresaría a un modelo de optimización separado, es decir el evento de carga n°1 ingresaría al modelo de optimización para el terminal 5, mientras que el evento n°2 ingresaría al modelo del terminal 1, como se muestra en la figura.

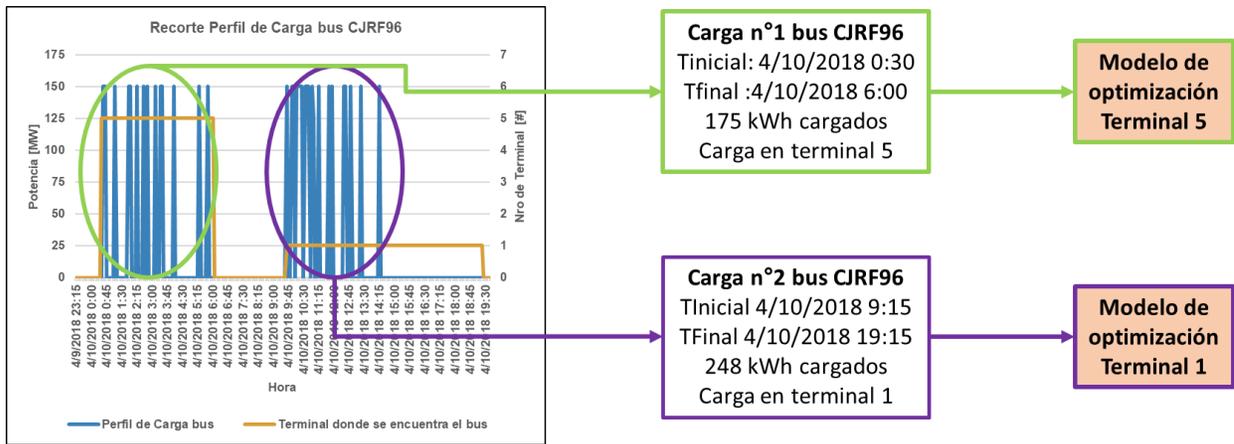


Figura 4.16: Diagrama explicativo de la primera parte del modelo para continuidad de carga.

Continuando con la explicación, en la Figura 4.17 se muestra el resultado del modelo de optimización para continuidad de carga junto con las variables de estado binarias, para el evento de carga n°1 (el proceso es análogo para el evento de carga n°2). Como se puede observar, se obtiene un perfil de carga continuo, que es resultado de una minimización de compras de energía y potencia, y teniendo en consideración todos los eventos de carga de los buses que ocurren en dicho terminal (terminal n°5 para este ejemplo). La figura muestra también los valores de las variables binarias X, E y A. En ella se puede observar cómo estas representan la condición de carga del bus, siguiendo la modelación del fenómeno, descrita a través de la ecuación (4.17). Es decir, la variable X tiene como valor 1 cuando el bus se encuentra cargándose, y las variables E y A valen 1 cuando se inicia y termina la carga, respectivamente.



Figura 4.17: Evento de carga n°1 y variables de estado.

Para entender gráficamente de qué manera el modelo minimiza las compras de energía y potencia y además obtiene perfiles de carga continuos, se presenta la Figura 4.18, que representa un ejemplo reducido para 3 buses. De izquierda a derecha, se presentan en primer lugar los perfiles de carga con continuidad (es decir, después de ejecutado el modelo), junto con los intervalos de tiempo en que los buses se encuentran estacionados.

Luego, se observa a la derecha de la figura el resultado agregado, que corresponde al perfil de carga del terminal. Como se puede observar, la potencia máxima obtenida es de a lo más 300 [kW], es decir, 2 buses cargando al mismo tiempo (la potencia de carga individual utilizada en este trabajo es de 150 [kW]). Por lo tanto, el modelo gestiona las cargas de los buses de tal manera de reducir la potencia suministrada al máximo, pero sujeto a que las cargas de los buses deben realizarse en los períodos en que estos se encuentren estacionados, y que se debe cargar la cantidad de energía determinada en la etapa de pre-procesamiento de perfiles.

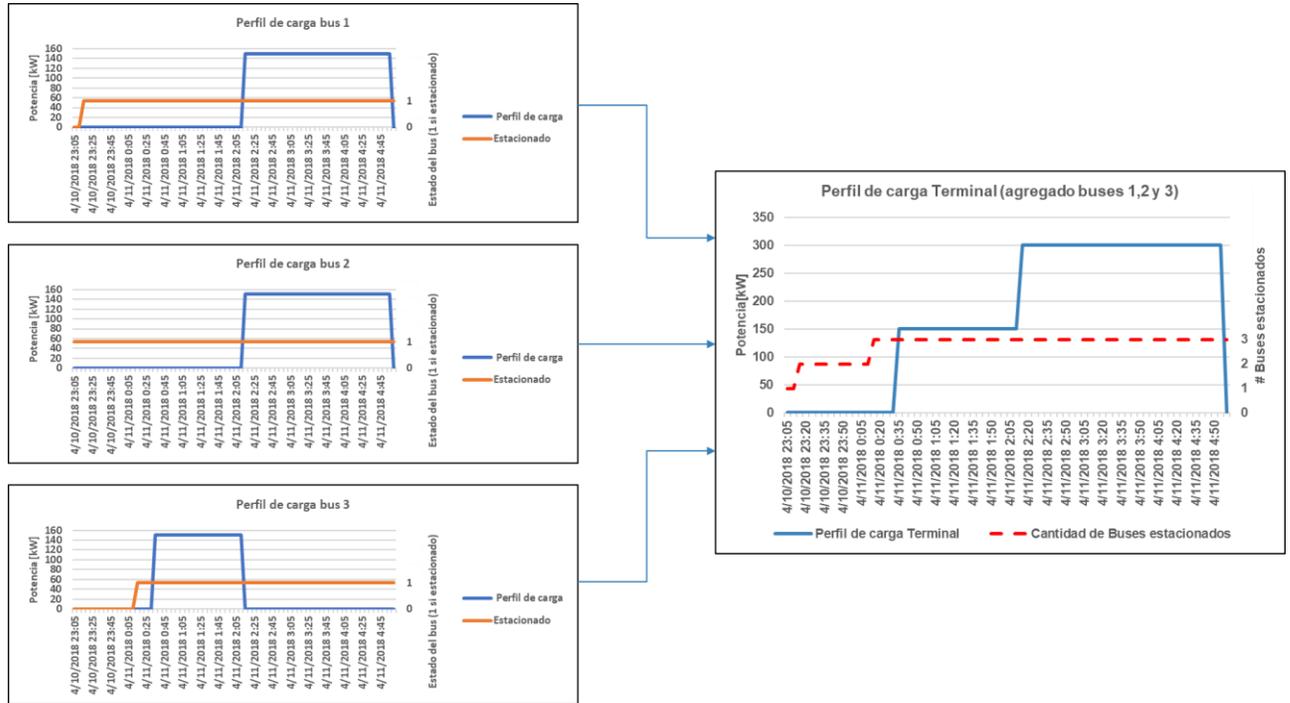


Figura 4.18: Diagrama explicativo, minimización de costos de energía y potencia en modelo de continuidad de carga

Finalmente, es importante notar algunas particularidades que implican resolver este problema mediante este enfoque:

- En primer lugar, se espera que los resultados obtenidos sean menos optimistas que los arrojados por el modelo de gestión de carga, debido a que se están añadiendo restricciones adicionales al problema, a costa de obtener perfiles de carga más realistas. Esto será analizado en el Capítulo 5: Resultados y Análisis.
- En segundo lugar, hay una ventaja en cuanto a tiempo de computación de resolver este modelo separadamente por terminal. Debido a que se han introducido variables binarias, el modelo pasa a ser un problema lineal entero mixto (MILP), cuya resolución es más compleja y tarda más que un problema puramente lineal como el planteado en el modelo de gestión de carga. Sin embargo, al separar su resolución en subproblemas (uno para cada terminal), se reduce la dimensionalidad de estos, pudiendo encontrar la solución óptima en un tiempo razonable dependiendo de las condiciones de simulación. Con todo, se menciona que el esfuerzo computacional sigue siendo grande, y que si se ocupa un horizonte de tiempo muy extenso el modelo podría tardar en resolverse. La ventana de tiempo escogida y su fundamentación se presenta en la Sección 4.5.1.

- Es importante aclarar por qué se ha optado por separar el modelo en 2 etapas (gestión de carga y continuidad de carga de buses), y no resolver directamente el problema con el modelo expuesto en esta sección. Se ha adoptado este enfoque debido al hecho de que se toma como dato de entrada el programa de operación actual, sin modificarlo. Luego, es necesario establecer una metodología para resolver las potenciales expediciones con fallas, producto de que no se resuelve conjuntamente el problema de asignación de buses y la gestión óptima de carga. Por lo tanto, la primera etapa (gestión de carga) permite asegurar la factibilidad en la operación de los buses, a través de asegurar que se cumpla el programa de operación ya sea reasignando o añadiendo buses nuevos, y determinando los requerimientos de energía de cada uno de los buses para cumplir con sus recorridos asignados. Por lo tanto, el modelo aquí expuesto asegura la continuidad real de la carga de los buses, pero una vez que ya se ha determinado la cantidad de energía que requiere cada bus, es decir, se ha asegurado previamente la factibilidad en el cumplimiento del programa de operación.

4.4. Diseño de alimentadores



Figura 4.19: Esquema explicativo Capítulo 4-Diseño de alimentadores.

A continuación, se describen cada una de las etapas que conforman el modelo de diseño de alimentadores. Es importante recordar que el objetivo del modelo es determinar alimentadores expresos, exclusivamente dedicados a abastecer cada uno de los terminales desde las subestaciones de Santiago. Además, se debe destacar que esto representa determinar una cota superior en cuanto a costos, puesto que corresponde a infraestructura que se construiría solamente para estos fines. Podría haber algunos terminales de bajo consumo que se conecten directamente a la red de media tensión existente, a través del reforzamiento de alimentadores existentes (o incluso podrían no requerir refuerzos para terminales con muy bajo consumo eléctrico), con lo que los costos de inversión disminuirían.

4.4.1. Recopilación de información de subestaciones

Para este trabajo, es necesario recopilar información acerca de las subestaciones de Santiago de manera de poder dimensionar los alimentadores que irían desde los terminales a estas. Luego, se levantó información de la ubicación de subestaciones, su capacidad, nivel de tensión, y la demanda eléctrica para el año 2018. Además, se calcula la capacidad disponible en cada una de las subestaciones.

En primer lugar, se obtiene información de todas las subestaciones de Chile a través Geo Portal “Energía Maps”, mantenido por la CNE ^{xi}. Luego, se aplican los siguientes filtros:

- **Ubicación:** Región Metropolitana.
- **Tipo de Subestación:** Primaria o Principal.
- **Dueño de la Subestación:** Enel o EEPA (Empresa eléctrica de Puente Alto). Estas dos distribuidoras son las que operan en zonas servidas por Transantiago.

Con esto, las subestaciones obtenidas se muestran en Figura 4.20. Son un total de 39 subestaciones, 3 de propiedad de EEPA y 36 de Enel.

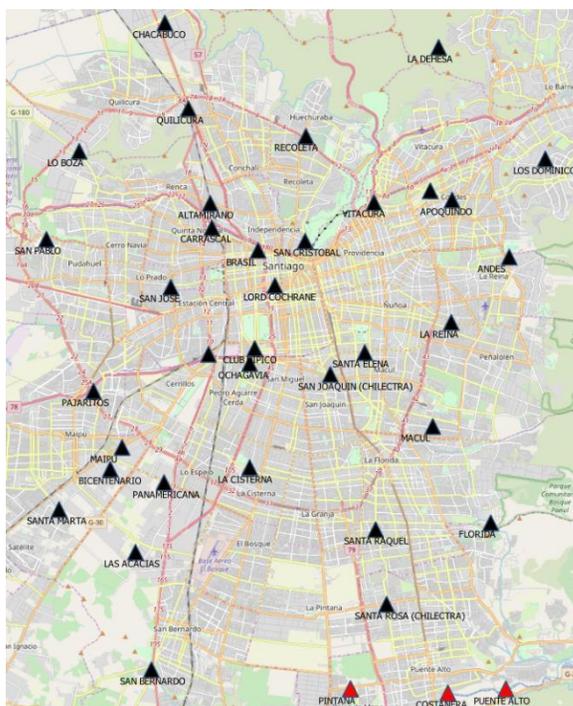


Figura 4.20: Mapa de las subestaciones de Santiago filtradas. En rojo se muestran las de propiedad de EEPA y en negro las de Enel.

Posteriormente, la capacidad de cada una de las subestaciones y su nivel de tensión se obtiene de la base de datos de instalaciones de transmisión mantenida por la CNE ^{xii}. En dicha fuente, se encuentra extensa información para cada uno de los transformadores del sistema de transmisión ^{xiii}. Con esto, se realiza el siguiente procedimiento:

1. Para cada una de las subestaciones obtenidas previamente, se determinan los transformadores asociados a dichas subestaciones.

^{xi} <http://energiamaps.cne.cl/>

^{xii} Disponible en la pestaña “Infraestructura: capacidad instalada” de : <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>

^{xiii} La base de datos incluye para cada transformador el nombre de la subestación a la que pertenece, el estado de servicio del transformador, razón de transformación, refrigeración, parámetros eléctricos, entre otros.

2. Se aplica un filtro a la columna del estado de servicio de los transformadores, considerando sólo aquellos que se encuentren en servicio, es decir que se encuentren operativos.
3. Se separan los transformadores de cada subestación según sea su nivel de tensión, 12, 23kV o ambos.
4. Se suma la capacidad de cada uno de los transformadores. Si la subestación tuviese transformadores con más de un nivel de tensión, se hace la distinción para el cálculo de la capacidad.

Por ejemplo, de acuerdo con la base de datos la subestación Chacabuco posee 7 transformadores, de los cuales 6 se encuentran en servicio. De estos 6 transformadores, 2 son de 12 [kV] y en capacidad suman 77,4 [MVA], mientras que los otros 4 son de 23[kV] y en capacidad suman 162,5 [MVA]. Por lo tanto, para efectos del modelo se considera que la subestación Chacabuco posee 77,4 [MVA] y 162,5 [MVA] de capacidad en sus circuitos de 12 y 23 [kV] respectivamente.

Finalmente, se busca determinar la capacidad disponible en cada una de las subestaciones. Este parámetro es relevante ya que permite determinar si una subestación es capaz de abastecer a un terminal, es decir, posee la capacidad disponible necesaria para el terminal que le corresponda. Este dato no se encuentra de manera pública, por lo que se busca aproximarlos mediante la resta entre la capacidad de la subestación (determinada anteriormente) y su demanda máxima. Para ello, la secuencia ejecutada fue la siguiente:

1. Para cada una de las subestaciones, separadas por su nivel de tensión (si hubiese más de uno), se obtienen las demandas de las subestaciones para el año 2018, mediante los retiros horarios informados por el Coordinador Eléctrico Nacional desde el 1 de enero al 31 de diciembre ^{xiv}.
2. Se guarda la información, y se obtiene el valor de demanda máxima, para cada subestación y nivel(es) de tensión.
3. Se determina la capacidad disponible de cada subestación y nivel(es) de tensión mediante la resta entre la capacidad y la demanda máxima.

Por ejemplo, en la Figura 4.21 se muestran los retiros horarios del circuito de 23[kV] para la subestación Chacabuco mencionada anteriormente. La demanda máxima (el máximo valor de los retiros horarios) de dicha subestación para ese nivel de tensión es de 108,8[MW]. Por lo tanto, y dado que la capacidad de la subestación en 23[kV] es de 162,5[MW], se considera que la capacidad disponible para abastecer terminales de carga es de 53,7 [MW] (resta entre la capacidad y la demanda máxima)

^{xiv}<https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/transferencias-economicas/retiros-por-suministrador/>

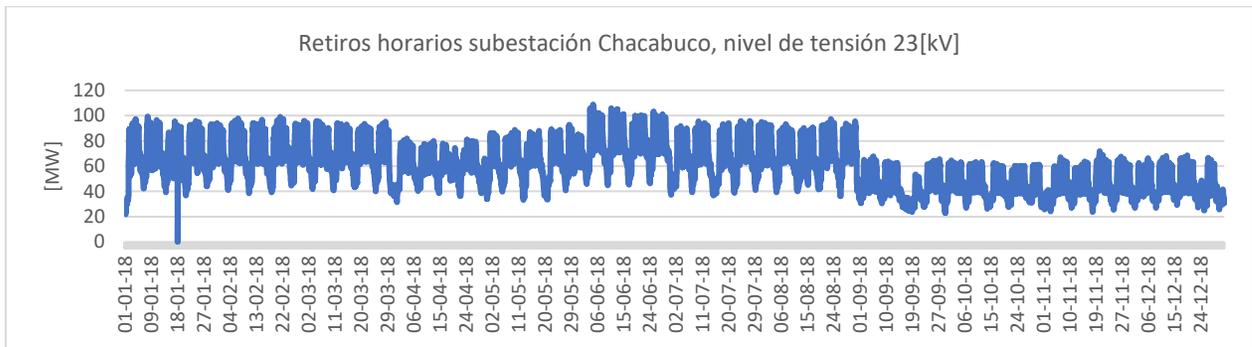


Figura 4.21: Retiros horarios subestación Chacabuco para nivel de tensión 23[kV], año 2018.

En la Figura 4.22 se resume la información encontrada. En total, las 39 subestaciones se subdividen en 37 circuitos de 12 [kV], 8 circuitos de 23 [kV] y 1 circuito en 20.4 [kV].

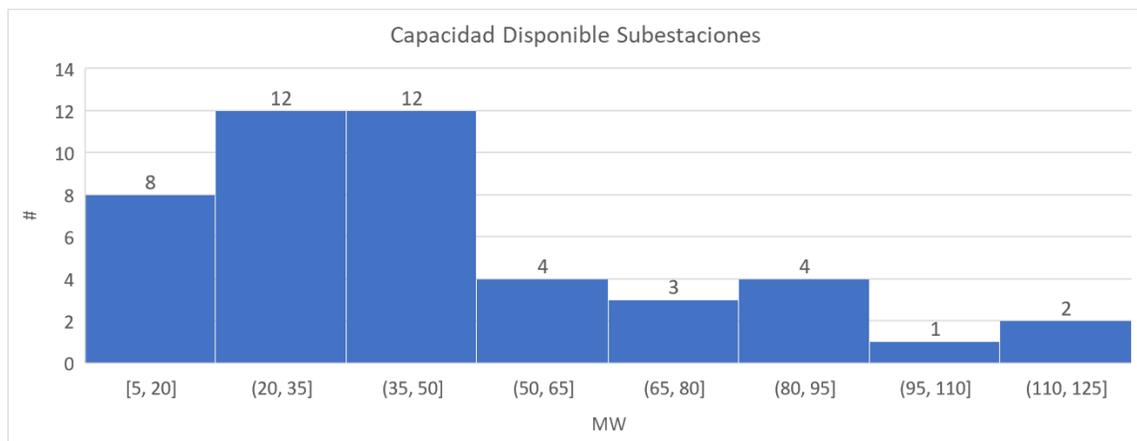


Figura 4.22: Histograma de capacidad disponible en circuitos de las subestaciones.

Además, en la Figura 4.23 se muestra el porcentaje de ocupación para las subestaciones, calculado mediante el cociente entre la demanda máxima y la capacidad disponible. Es importante notar que aquellas subestaciones con un alto porcentaje de ocupación podrían no ser candidatos adecuados para suministrar la carga de los terminales eléctricos, debido a su poca capacidad disponible.

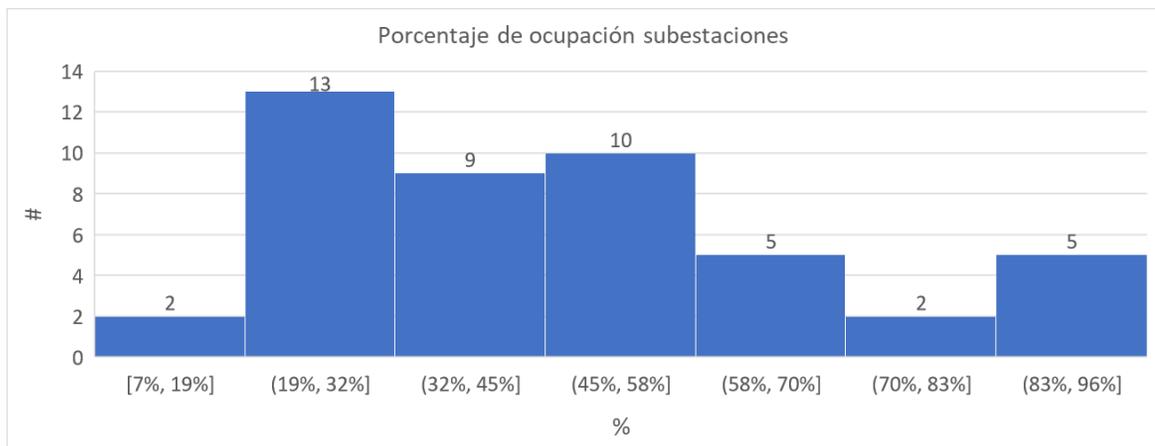


Figura 4.23: Histograma de porcentaje de ocupación en circuitos de las subestaciones.

4.4.2. Determinación del trazado de alimentadores a subestaciones

En esta etapa, se busca determinar el trazado que seguirán cada uno de los alimentadores. El proceso tiene una gran similitud con la etapa de asignación de terminales a recorridos, descrito en la Sección 4.3.1. A través del mapa que representa la red vial obtenido en la Sección 4.3.1, se busca determinar desde cada terminal la ruta mínima hacia la subestación más cercana. El hecho de determinar los trazados a través de la red vial radica en que el tendido de las líneas de media tensión en las ciudades suelen ser a través de las calles.

En la Figura 4.24 se muestra un ejemplo de la aplicación de la metodología. Para cada terminal, se determina la ruta mínima por las calles a cada una de las subestaciones (39 en total) con la herramienta *Network Analysis* de *QGIS*. Luego, se calculan y almacenan los trazados y distancias a todas las subestaciones de menor a mayor, ya que en las siguientes etapas se determinará a que subestación en concreto se conectará cada terminal. Esto último pues es necesario verificar que la subestación a conectar posea capacidad (potencia) disponible suficiente para albergar al terminal. En la Figura 4.24 se muestran todos los trazados obtenidos desde el terminal N°3 de la UN1, se destaca en rojo el trazado hacia la subestación más cercana Santa Marta, que sería la primera subestación candidata a conectar dicho terminal, por lo que el siguiente paso sería verificar que haya capacidad disponible en la subestación Santa Marta para conectar el terminal N°3, cuyo perfil se ha determinado en la etapa del modelo de gestión de carga.

Por ejemplo, la subestación Santa Marta posee una capacidad disponible de 39 y 44 [MW] en sus circuitos de 12 y 23[kV] respectivamente, mientras que el terminal requiere una capacidad de 1,5 [MW] producto de su demanda máxima (determinada por el modelo de gestión de carga). Por lo tanto, y dado que la subestación posee capacidad disponible suficiente, se considera que el terminal se conectaría a dicha subestación a través del trazado marcado en rojo en la Figura 4.24. A cuál de los circuitos (12 o 23[kV]) en particular se conectaría dicho terminal se determina a través del modelo de selección óptima de conductor (ver Sección 4.4.4), eligiendo la solución más económica que cumpla con las restricciones técnicas necesarias.

El proceso se repite para todos los terminales de todas las unidades de negocio, almacenando todos los trazados y distancias desde cada uno de ellos.

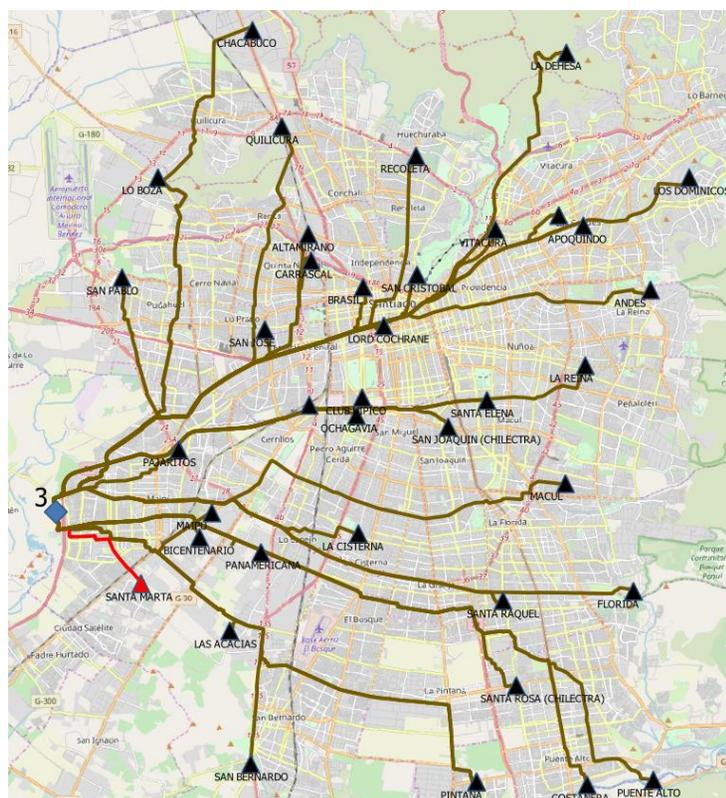


Figura 4.24: Ejemplo de aplicación de metodología para determinación del trazado de alimentadores.

4.4.3. Inventario de conductores y criterio de postes eléctricos

Un insumo fundamental del modelo corresponde a la gama de conductores sobre el cual este puede elegir, donde la diferencia entre ellos radica en sus parámetros técnicos y costos de inversión. En esta sección, se explica la metodología utilizada para construir el inventario de conductores. Además, se enuncia y explica el criterio que se utilizará para elegir cuantos- y que tipo- de postes utilizar en cada alimentador.

El inventario de conductores y postes se construye a partir de la base de datos proveniente del proceso de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del 2019^{xv}. En dicha base de datos, se encuentran los conductores, postes, equipos, y otros elementos, junto con sus valores unitarios, cantidad y valores de horas hombre (HH) informados por las empresas distribuidoras.

De dicha base de datos, se consideran como conductores candidatos aquellos que posean las siguientes características, basados en los desarrollos que realizan usualmente las empresas eléctricas [56]:

- Aislación: XLPE
- Instalación: Aéreo
- Material: Aluminio

^{xv} El valor nuevo de reemplazo se calcula cada 4 años y determina el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución. Más información acerca del proceso y sus documentos puede encontrarse en: <https://www.sec.cl/contabilidad-regulatoria/>.

- Construcción: Protegido para red compacta
- N° fases: 3
- Tensión: Clase 15 kV o Clase 23 kV

Una vez filtrados los conductores, se determina el valor unitario, la cantidad de HH y valor de las HH como el promedio de todos los valores informados por las empresas distribuidoras para cada conductor. Con respecto a los parámetros técnicos de conductores -reactancias y resistencias-, estos son determinados a partir de [57],[58] y [59]. El inventario de conductores se presenta en la sección Anexos.

En el caso de los postes, dado que estos no tienen incidencia en las variables eléctricas (corrientes, voltajes, etc), se opta por utilizar un solo tipo de poste. La determinación del tipo de poste se utiliza en base al informe de estudio de precios “*Revisión del Valor nuevo de reemplazo (VNR) año 2019*”, donde se detallan -entre otros aspectos- los tipos de conductores, cámaras, equipos, postes, canalizaciones informados por las distribuidoras en el proceso de VNR. Luego, se ha determinado utilizar uno de los postes con mayor participación, que corresponde a un poste de hormigón armado de 11,5 [m] de altura.

Lo que sigue para los postes es determinar es el criterio para su ubicación, es decir, fijar cada cuántos metros el modelo debe decidir considerar un poste adicional para cada uno de los alimentadores de distribución. Para ello, se ha revisado el proceso de valor agregado de distribución (VAD) 2016-2020, y particularmente el dimensionamiento de la empresa modelo detallado en el “*Informe Final Estudio VAD Área Típica ATD1*” [60]. De dicho informe, se calcula el cociente entre la cantidad total de kilómetros de red y postes para líneas aéreas resultantes del proceso, de donde se obtiene el valor de 40.5 [m] por poste. Es decir, el modelo decidirá agregar un poste adicional cada 40.5 [m] de red.

Con esto, se tienen todos los datos necesarios para ejecutar el modelo de selección óptima de conductor, que será el que determine en concreto el tipo de conductor y en consecuencia los costos de cada potencial alimentador entre la subestación primaria y el terminal de carga correspondiente.

4.4.4. Selección óptima de conductor y cantidad de postes

Para determinar el conductor a utilizar, se propone una metodología de asignación óptima de conductores basada en [29]. El objetivo del modelo es elegir el conductor que sea más económico, considerando costos de inversión y operación, los primeros asociados a la inversión del conductor propiamente tal, y los segundos a las pérdidas de energía. Además, se consideran restricciones técnicas de acuerdo con lo especificado en la norma técnica (revisado en la Sección 0), esto es: caída de tensión dentro de los límites permitidos, y que el conductor posea una ampacidad adecuada para la corriente esperada (adecuada capacidad de transporte del conductor).

En la Figura 4.25, se muestra el diagrama general que representa el circuito eléctrico equivalente que resuelve el modelo. En términos prácticos, las ecuaciones que rigen al circuito son las mismas que las descritas en el capítulo 2.2.2, por lo que estas se heredan para este modelo. A continuación, se presenta el planteamiento del modelo. Es importante destacar que este modelo se aplica para cada terminal, por lo que la variable de entrada es el perfil de carga del terminal en estudio (P en la Figura 4.25).

Antes de presentar en detalle el modelo, en la Figura 4.26 se muestra de manera gráfica lo que éste realiza. Se muestra para un set de ejemplo de 3 conductores el valor presente que se obtiene en función de la corriente que por ellos circula. El conductor que elegirá el modelo será aquel cuyo valor presente sea menor para una corriente esperada determinada, que a su vez dependerá del terminal en estudio y su perfil de carga. Por ende, para este ejemplo el modelo determinará que para todos los terminales cuya corriente resultante se encuentre entre los 0 y 17 [A] el conductor óptimo será el N°1, mientras que entre los 17 y 155 [A] el conductor óptimo será el N°2 y desde los 155[A] en adelante el conductor óptimo será el N°3.

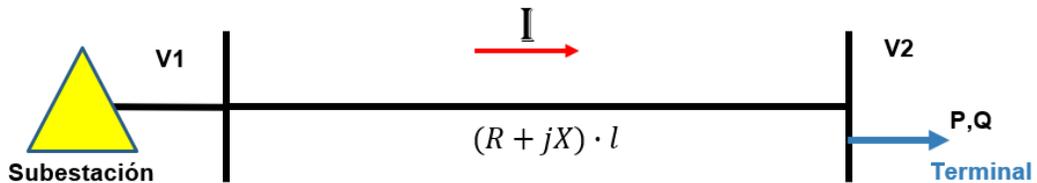


Figura 4.25: Circuito equivalente representativo para alimentadores.

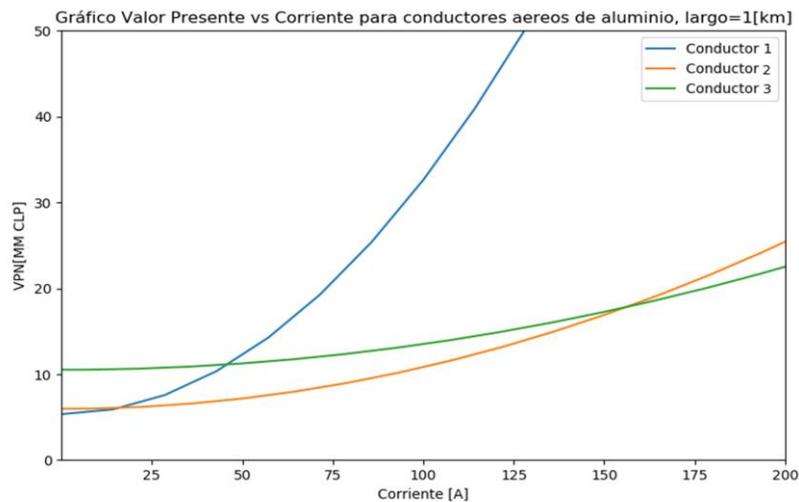


Figura 4.26: Gráfica de ejemplo para la metodología de selección de conductores. Valor presente en función de la corriente para un set de 3 conductores.

A continuación, se presenta la formulación detallada del modelo.

$$\text{Mín } C_{inv}^i + \sum_{k=0}^{30} \frac{C_{perdidas_k}^i (1 - t) + Dep \cdot t}{(1 + r)^k} \quad (4.24)$$

s.a

$$C_{perdidas}^i = C_E \cdot |I^i|^2 R^i \cdot 8760 \cdot fcp^i \quad (4.25)$$

$$|V_1| - |V_2^i| \leq 6\% \quad (4.26)$$

$$|I^i| \leq Amp^i \quad (4.27)$$

$$S = \frac{P}{f_p}, \quad Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (4.28)$$

$$|V_2^i| = \sqrt{|V_1|^2 - 2 \cdot (R \cdot P_2 + X \cdot Q_2)} \quad (4.29)$$

$$|I^i| = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{|V_2^i|} \quad (4.30)$$

$$L^i = R^i \cdot l \cdot |I^i|^2 \quad (4.31)$$

$$fcp^i = \frac{L_{media}^i}{L_{máx}^i} \quad (4.32)$$

- **Índices**

- i: Índice para cada conductor.
- k: Índice que representa cada año.

- **Parámetros**

- C_E : Precio de la energía [\$/kWh].
- X^i : Reactancia del conductor i, medida en [Ω /km].
- R^i : Resistencia del conductor i, medida en [Ω /km].
- Amp^i : Ampacidad del conductor i, medida en [A].
- l : Longitud del alimentador para el terminal en estudio, medida en [km].
- P : Potencia Activa del terminal en estudio, se obtiene del perfil de potencia, en [kW].
- Q : Potencia reactiva del terminal en estudio, en [kVAR].
- S : Potencia aparente del terminal en estudio, en [kVA].
- f_p : Factor de potencia.

V_1 : Voltaje en la subestación, en [kV].

- **Variables**

V_2^i : Voltaje en el terminal, en [kV]

I^i : Corriente, en [A].

L^i : Pérdidas activas, medidas en [kW].

L_{media}^i : Pérdidas medias, corresponde al promedio de L^i .

L_{max}^i : Pérdidas máximas, corresponde al valor máximo de L^i .

La función objetivo (4.24) representa el valor presente de los costos evaluado en cada uno de los conductores, compuesto por los costos fijos representados por el valor de inversión de cada uno de los conductores en el inicio del período (año 0), y por otro lado los costos variables asociados a las pérdidas de energía que dependen de la cantidad de corriente que circula por cada uno de los conductores en estudio. Para poder realizar la comparación, se recurre a la técnica de evaluación de proyectos de valor presente, en las que se incluyen, además de los costos de inversión y operación previamente mencionados, variables como la depreciación y parámetros como la tasa de descuento, y la tasa de impuesto.

En cuanto a las restricciones, la restricción (4.25) valoriza las pérdidas considerando el costo de energía y un factor de pérdidas de potencia (que se calcula en la restricción (4.32)) para representar el costo de pérdidas anual.

Luego, las ecuaciones (4.26) y (4.27) corresponden a las restricciones técnicas que debe cumplir cada conductor. La primera, corresponde a las limitaciones de variación de tensión impuestas por la norma técnica, enunciadas en el capítulo 0. La segunda, corresponde al hecho de que la corriente que circula por el conductor debe ser menor a su ampacidad. Si alguna de estas restricciones (o ambas) no se cumplen, el conductor es descartado para el terminal en estudio.

Posteriormente, las ecuaciones (4.28), (4.29), (4.30), (4.31), (4.32) corresponden al cálculo de las variables necesarias -tensión, corriente, pérdidas, factor de carga de pérdidas- para efectuar el modelo y computar las restricciones enunciadas antes de ellas descritas en los párrafos anteriores. La derivación de ellas se detalló en el capítulo 2.2.2.

Una vez determinado el conductor, para establecer el costo de inversión del alimentador se debe añadir el valor de los postes, a través de la ecuación (4.33). En dicha fórmula C_{inv}^* es el costo de inversión del conductor elegido, y el segundo término representa el valor de los postes, donde C_p es el costo de cada poste y se multiplica por la cantidad de postes, donde se considera un poste cada 40.5[m], de acuerdo con lo expuesto en la Sección 4.4.3.

$$C_{inv_{alimentador}} = C_{inv}^* + C_p \cdot \frac{l}{40.5 \cdot 1000} \quad (4.33)$$

Finalmente, es importante destacar que la resolución del modelo fue a través de enumeración completa. Es importante destacar que la formulación y la metodología utilizada es posible debido a que se considera que los alimentadores son dedicados y exclusivos a los terminales de carga. Luego, el problema de selección óptima de conductor se reduce a resolver solamente un tramo de red con un mismo conductor (desde la subestación primaria hasta el terminal de carga correspondiente), y por lo tanto la solución del flujo de potencia es directa. En problemas más amplios donde los modelos deben determinar los conductores óptimos para más de un tramo de red, la elección de un conductor incide en los flujos de potencia de los demás tramos de la red, por lo que requiere de algoritmos más complejos para su resolución.

4.5. Definición del caso de estudio



Figura 4.27: Esquema explicativo Capítulo 4-Definición del caso de estudio.

4.5.1. Horizonte de tiempo, discretización elegida y dimensionalidad del problema

En primer lugar, se ha mantenido la discretización del espacio temporal de 5 minutos. La razón de esta discretización radica en que permite representar adecuadamente las dinámicas del sistema eléctrico y de transporte. Del primero, en el decreto N°4T [27] se especifica que las mediciones de energía y potencia deben realizarse a una tasa de muestreo no menor a 15 minutos. Del segundo, es necesario observar adecuadamente la información asociada a los viajes, que es del orden de los minutos. Además, la resolución de tiempo no puede ser extremadamente amplia, ya que la complejidad en cuanto a variables del modelo aumenta con esta. Teniendo en consideración todo esto, se concluye que 5 minutos corresponde a un buen compromiso.

En segundo lugar, se debe elegir el horizonte de tiempo para obtener los resultados. Para este trabajo, se eligió un horizonte de tiempo de una operación de 2 días del Transantiago, los cuales se detallan en la Tabla 4.7. Dicho horizonte permitió obtener resultados en un tiempo razonable, dada la complejidad del modelo elaborado.

Tabla 4.7: Horizonte de tiempo escogido.

Horizonte de tiempo	
t_{ini}	09-04-2018 6:00
t_{fin}	11-04-2018 5:00

En cuanto a la dimensionalidad y tiempo de resolución de los problemas de optimización resueltos, estos se describen a continuación para las simulaciones más significativas^{xvi}:

- Modelo de gestión de carga lineal (antes de ejecutar el modelo para continuidad de carga), para la UN4, que es la que posee la mayor cantidad de buses:
 - Tiempo de simulación: 14 minutos.
 - Cantidad de restricciones: 8,31 millones.
 - Cantidad de variables: 8,31 millones.
- Modelo para continuidad de carga con variables binarias, para el terminal n°8 de la UN2, que es aquel al que se le asignaron la mayor cantidad de eventos de carga a arreglar:
 - Tiempo de simulación: 16 minutos.
 - Cantidad de restricciones: 0,45 millones.
 - Cantidad de variables: 0,89 millones.

Como se puede notar, el modelo de gestión de carga posee la misma cantidad de restricciones que variables, este fenómeno puede explicarse al examinar la formulación del modelo en si mismo (ecuaciones (4.5) a (4.14)). Si se analiza con detalle cada una de las restricciones, es posible apreciar que cada restricción formulada introduce una variable adicional al modelo, lo que explica la característica.

Debe considerarse además que el modelo de gestión de carga se ejecuta 14 veces por caso (una vez para cada unidad de negocio, haciendo distinción entre terminales, antes y después de resolver fallas), mientras que el modelo para continuidad de carga se ejecuta 67 veces por caso (una por terminal).

4.5.2. Costo de potencia

Los costos de potencia por concepto de distribución, especificados en el modelo de gestión de carga se ajustan a los valores reales que debe pagar un cliente libre en la Región Metropolitana, zona de concesión adjudicada a la empresa Enel Distribución y la empresa eléctrica de Puente Alto (EEPA), dadas las fórmulas de fijación del decreto N°4T. Los precios se encuentran disponibles en la página web de la firma ^{xvii}. Se ha asumido que la característica del cliente será de conectarse directamente a alta tensión (12 o 23 kV) en

^{xvi} El computador utilizado fue un Dell Latitude E7240 (SSD) procesador Intel i5 con 8GB de RAM.

^{xvii} <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/tarifas.html>

distribución a través de líneas aéreas y los valores que finalmente se utilizaron, presentados en la Tabla 4.8 se obtienen del promedio de los valores que se encuentran especificados por comuna, para noviembre del 2019. Por su parte, el costo de potencia del sistema generación-transmisión se obtiene del informe “Fijación de Precios de nudo de corto plazo” para el segundo semestre del año 2019.

Tabla 4.8: Cargos por potencia utilizados.

Parámetro	Significado del parámetro	[\$/kW-mes]
C_p^T	Costo de la potencia máxima suministrada en horas de punta por el sistema de generación-transmisión, en $\left[\frac{USD}{kW-mes}\right]$.	5713,04
C_s^D	Costo de la potencia máxima suministrada por el sistema de distribución, en $\left[\frac{USD}{kW-mes}\right]$.	1709,81
C_p^D	Costo de la potencia máxima suministrada en horas de punta por el sistema de distribución, en $\left[\frac{USD}{kW-mes}\right]$.	313,21

4.5.3. Precio de energía

Para los precios de energía, se asume que cada unidad de negocio operaría como un cliente libre, por lo que tendría la capacidad de negociar esta variable. Se consideran dos precios de energía para efectos de las simulaciones:

- En primer lugar, se considera que el precio de energía corresponde al Precio Medio de Mercado para clientes libres, que corresponde al costo promedio por energía de todos los clientes libres, informados por las empresas generadoras a la CNE^{xviii}. Se utiliza el precio de mayo-agosto 2019, correspondiente a 61,9 [\$/kWh].
- En segundo lugar, se sensibiliza esta variable asumiendo un costo de energía más económico, en línea con lo esperado para el futuro ante la entrada masiva de fuentes de generación ERNC. Para aquello, se ha considerado el costo promedio ponderado adjudicado en la última licitación para clientes regulados, efectuada en 2017^{xix}. En dicha licitación, el valor resultante fue de 21,1 [\$/kWh]^{xx}.

4.5.4. Casos de simulación

El resumen de los casos a simular se muestra en la Tabla 4.9. La condición de borde se refiere a que el estado de la carga de la flota se fija en un porcentaje de la capacidad

^{xviii} https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Precio_Medio_de_Mercado-12_2019.pdf

^{xix} <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/licitacion-2017/>

^{xx} En la licitación, las adjudicaciones son realizadas en dólares y el precio medio correspondió a 32,5 [USD/MWh]. Se ha utilizado un valor dólar de \$650 pesos chilenos para la conversión, redondeando el valor real del dólar observado del año 2018 según cifras del SII.

máxima en los extremos del horizonte de simulación, es decir al inicio de la simulación la flota parte con un cierto porcentaje de estado de carga, y debe alcanzar el mismo porcentaje al final del horizonte de tiempo, y así el período siguiente puede comenzar con el mismo nivel de carga. Se fija este porcentaje en 100% y 75%, para las dos señales de precio de energía enunciados en la sección anterior.

Con respecto a la presentación de resultados, se considerará el caso 1 como caso base, y se mostrarán primero una serie de resultados para este caso, con el objetivo de analizar las distintas etapas del modelo de gestión de carga, y en particular el modelo de optimización para la continuidad de carga. Luego, se muestran resultados para cada uno de los casos, con el objetivo de analizar como la condición de borde y las señales de precio afectan a los resultados que arroja el modelo.

Tabla 4.9: Casos de simulación.

Caso	Condición de borde	Señal de precio
1	$SOC_{b, t=t_{ini}} = SOC_{máx_b} \cdot 100\%$	Contrato a PMM
2	$SOC_{b, t=t_{ini}} = SOC_{máx_b} \cdot 100\%$	Contrato a promedio última licitación
3	$SOC_{b, t=t_{ini}} = SOC_{máx_b} \cdot 75\%$	Contrato a PMM
4	$SOC_{b, t=t_{ini}} = SOC_{máx_b} \cdot 75\%$	Contrato a promedio última licitación

4.5.5. Incorporación directa de un terminal de carga a una red de MT

Por último, como ya se ha adelantado en la Sección 3.4, se incorpora una simulación adicional con un enfoque distinto, cuyo objetivo es presentar una metodología y entregar nociones de hasta qué punto se podría integrar un terminal de carga de buses a una red de media tensión ya existente, sin construir un alimentador de distribución especialmente dedicado al punto de carga.

La red de media tensión sobre la cual se ejecutarán estas simulaciones se muestra en la Figura 4.28, y se compone de 48 transformadores de distribución. La demanda de la red para un día se muestra en la Figura 4.29 y ha sido construida a partir de perfiles residenciales genéricos obtenidos del modelo de demanda eléctrico CREST^{xxi}. Con respecto a la incorporación del terminal a la red, esta se realiza como supuesto en el nodo más alejado de la subestación, ya que permite analizar el peor caso en cuanto a caídas de

^{xxi} <https://www.lboro.ac.uk/research/crest/demand-model/>

tensión^{xxii}. Se analizarán los perfiles de voltaje resultantes del flujo de potencia para la red y se identificarán potenciales problemas de voltaje y corriente para una serie de terminales con distintos niveles de demanda eléctrica.

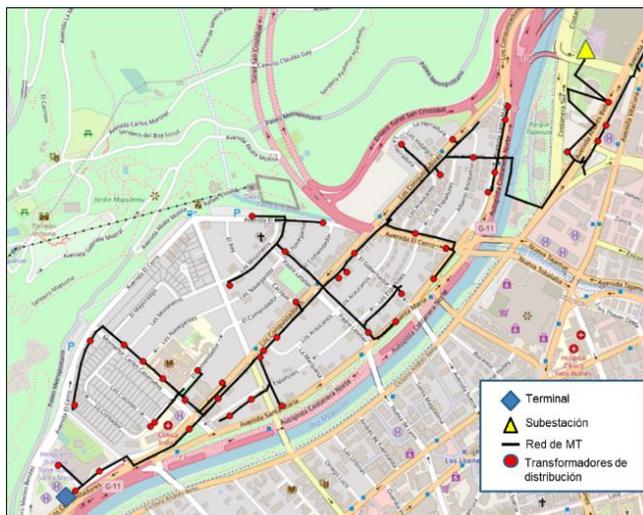


Figura 4.28: Red de media tensión utilizada.

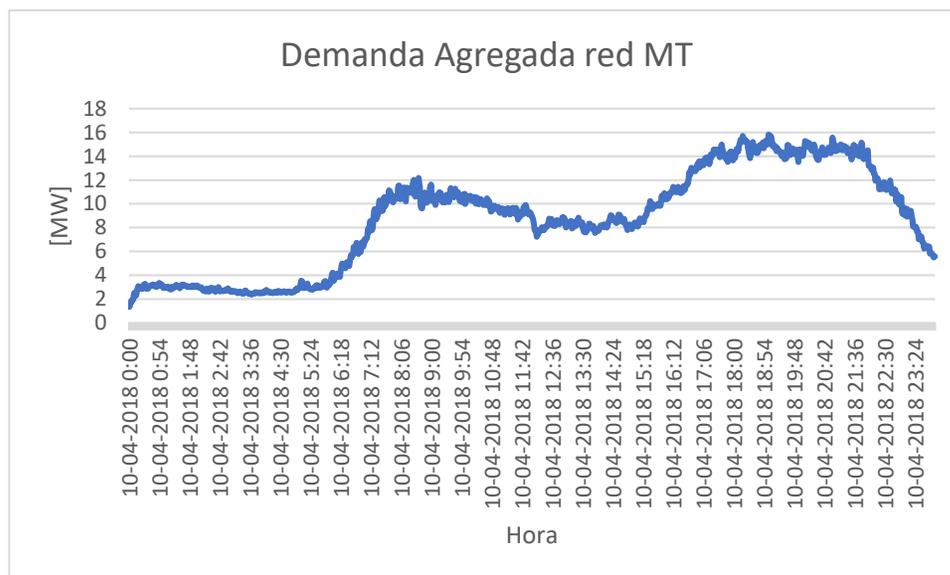


Figura 4.29: Demanda agregada para red de media tensión.

^{xxii} El nodo más alejado de la subestación es el que posee la mayor resistencia y reactancia equivalente desde esta, y por ende la caída de voltaje (al compararlo con el voltaje de la subestación) es mayor en él, fenómeno que se explica a través de la ecuación (2.2).

Capítulo 5: Resultados y Análisis

En esta sección, se presentan y analizan los resultados obtenidos del trabajo. Los resultados serán presentados siguiendo la metodología del modelo (Figura 3.2). En primer lugar, se presentan los resultados del modelo de gestión de carga, abarcando aspectos de la gestión de flota, costos obtenidos y perfiles de carga. Luego, se exponen los resultados para el modelo de diseño de alimentadores, para ello se analizan las demandas obtenidas en cada uno de los terminales (input del modelo), los alimentadores propiamente tal y finalmente los costos asociados a esta etapa. Para todos los resultados, el esquema será mostrar para el caso base las gráficas más representativas, con el objetivo de entender cada una de las etapas, y posteriormente se presentarán resultados para todos los casos de acuerdo con lo enunciado en la Sección 4.5.4.

5.1. Modelo de gestión de carga

5.1.1. Gestión de flota

En primer lugar, se muestran los resultados de la etapa de reasignación/adición de buses.

En la Figura 5.1 y Figura 5.2 se muestra el resumen de la gestión de flota para los casos 1 y 2. Como se puede observar, los resultados son los mismos en ambos casos, lo que ocurre debido a que la diferencia entre el caso 1 y 2 solamente radica en el costo de la energía para las unidades de negocio, por lo que la factibilidad del problema de transporte no se ve afectada. Es decir, en ambos casos las unidades de negocio deben ejecutar las mismas expediciones, y cada uno de los buses empieza y termina con la misma cantidad de energía, por lo que el resultado en cuanto a gestión de flota no se ve afectado para estos casos.

En cuanto a los resultados por unidad de negocio, se observa que la mayor cantidad de expediciones con falla los tiene la unidad n°6, lo que se podría atribuir al hecho de que dicho operador posee una flota muy ajustada al programa de operación. En efecto, el modelo de gestión de flota arrojó que solamente es posible reasignar un bus para dicha unidad, mientras que se requerirían 18 buses adicionales para no tener expediciones con falla de un total de 647 buses, lo que indicaría que la mayoría de los buses se utilizan intensivamente y por ende su poca capacidad de reasignación. Por otro lado, la unidad n°3 y n°7 no presentaron fallas, de lo que es posible inferir que su programa de operación se reparte de manera equitativa entre la flota (la flota existente posee suficientes holguras). Para las unidades n°4 y n°5 se observa que la mayor parte las expediciones con falla puede ser solucionada mediante reasignación de buses, de lo que se podría inferir que poseen algunos buses que no son utilizados exhaustivamente. Finalmente, las unidades n°1 y n°2 corresponderían a casos intermedios, donde las expediciones con fallas se reparten de manera relativamente equitativa entre buses adicionales y reasignados.

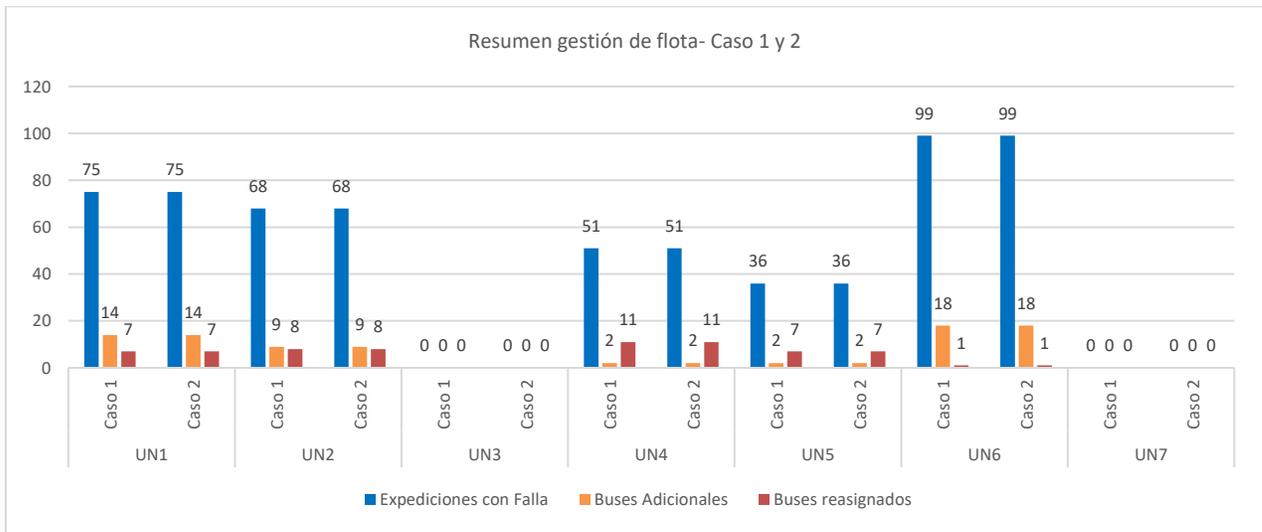


Figura 5.1: Resumen gestión de flota caso 1 y 2.

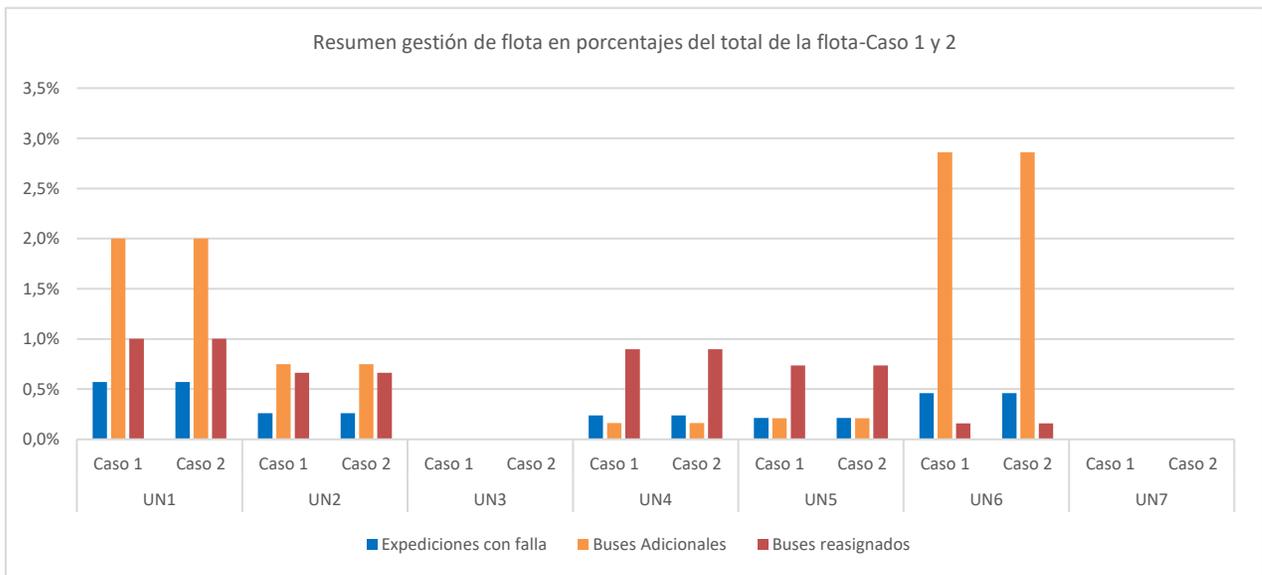


Figura 5.2: Resumen gestión de flota en porcentajes del total de la flota, caso 1 y 2.

Para los casos 3 y 4, el resumen de la gestión de flota se muestra en la Figura 5.3 y Figura 5.4. Si se compara con los casos 1 y 2, es posible apreciar que la cantidad de expediciones con falla ha aumentado, lo que se puede atribuir al hecho de que la condición de estado de carga inicial ha disminuido, de lo que se podría suponer que los buses empiezan a fallar más tempranamente. Esto será analizado posteriormente, mediante gráficas del estado de carga de la flota. Por otro lado, al igual que en el caso 1 y 2, la gestión de flota no varía entre los casos 3 y 4, debido a que la variación entre estos casos es solo en el costo de la energía.

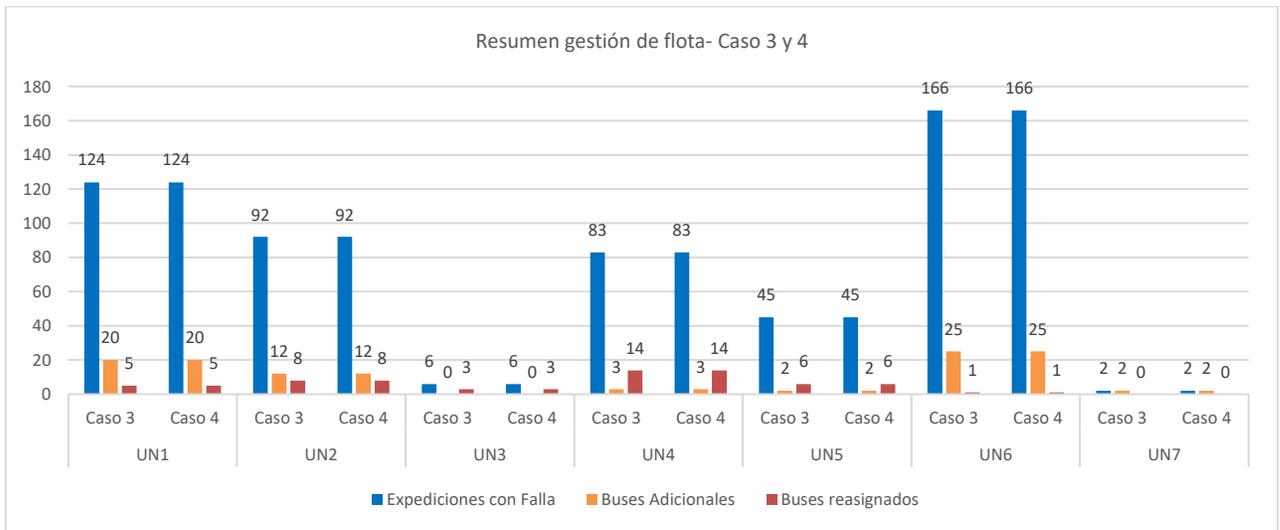


Figura 5.3: Resumen gestión de flota caso 3 y 4.

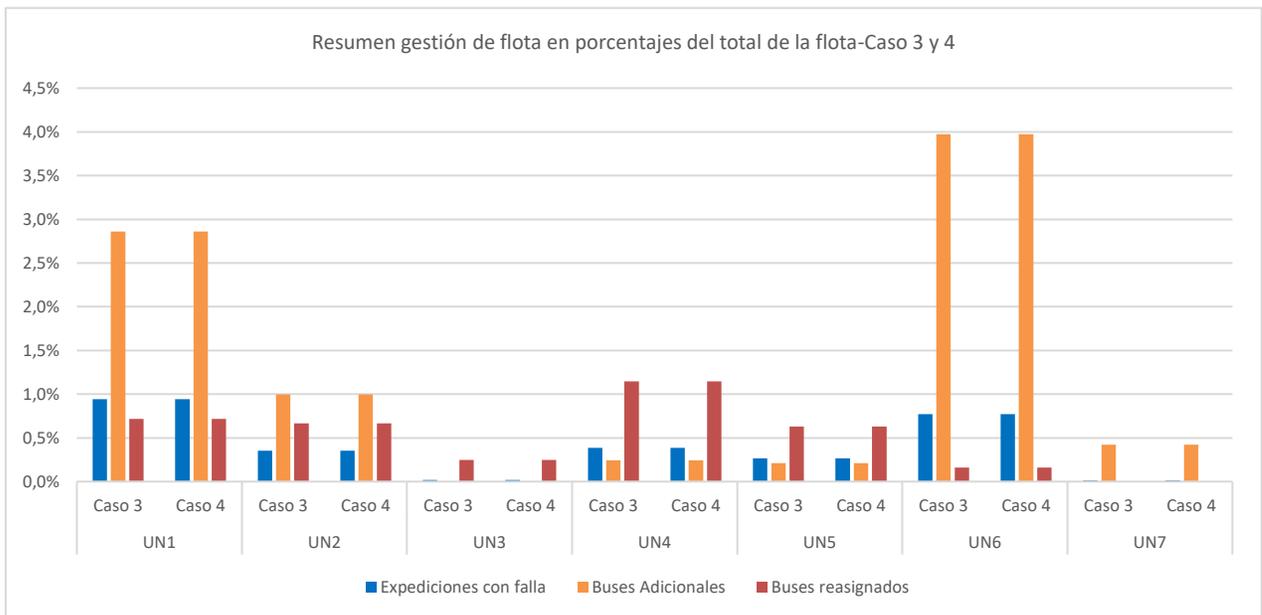


Figura 5.4: Resumen gestión de flota en porcentajes del total de la flota, caso 3 y 4.

El resumen de la gestión de flota para todos los casos se muestra en la Figura 5.5. En dicho gráfico se aprecia claramente que al variar la condición de estado de carga (caso 1 v/s caso 2 y caso 3 v/s caso 4) la cantidad de expediciones con falla aumenta, no así al cambiar la condición del costo de energía (caso 1 y 3 v/s caso 2 y 4). Como se verá a lo largo de toda la sección de resultados, estas similitudes y diferencias entre dichos casos será la tendencia predominante para la mayoría de los resultados. Por otro lado, salvo el aumento de expediciones con falla ya mencionado, el análisis particular para cada unidad de negocio presentado al inicio de esta sección sigue siendo válido para todos los casos.

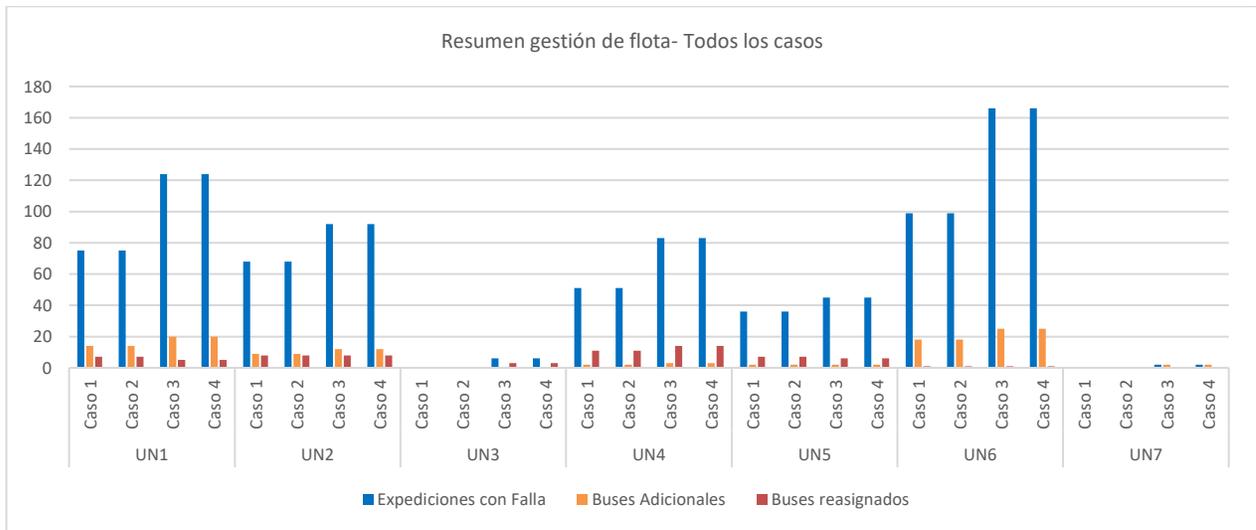


Figura 5.5 Resumen gestión de flota, todos los casos.

Luego, en la Figura 5.6 y Figura 5.7 se muestra el porcentaje buses con falla para todos los casos, a nivel de unidad de negocio y toda la flota, respectivamente. Los gráficos siguen la misma tendencia que se ha visto hasta ahora, con un mayor porcentaje de fallas en los casos 3 y 4.

Para los resultados de toda la flota, se observa que en el peor caso solamente un 3,1% de los buses presenta fallas, hecho bastante auspicioso ya que implica que para el programa de operación actual la casi totalidad del transporte público podría ser electrificado. Con todo, es importante destacar que el número es válido bajo los alcances y supuestos del trabajo aquí realizado, y para concluir de manera más certera con respecto a este aspecto se debería considerar un horizonte de simulación más extenso o bien considerar el día con mayores requerimientos para el sistema de transporte. Como ya se ha enunciado, debido a la gran cantidad de variables y la complejidad del modelo, y particularmente el hecho de implementar un modelo de optimización binario (MILP), en este trabajo se han simulado solamente 2 días continuamente. Para poder entregar mayor robustez a estos porcentajes se podría sensibilizar sobre el horizonte de tiempo, meses de la simulación, tipo de día, etc. Finalmente, debe tenerse en consideración que aumentar el horizonte de simulación aumenta la complejidad y por ende el tiempo que tarda en resolverse, por lo que deben tomarse las precauciones correspondientes, por ejemplo, escogiendo escenarios representativos de máxima carga para el sistema de transporte.

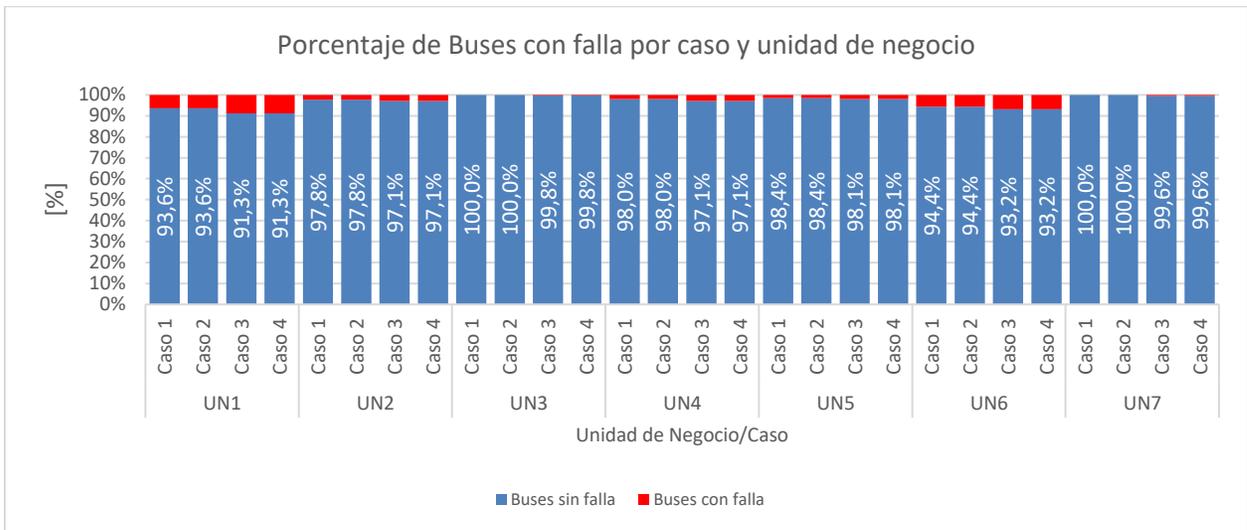


Figura 5.6: Porcentaje de buses con falla, todos los casos.

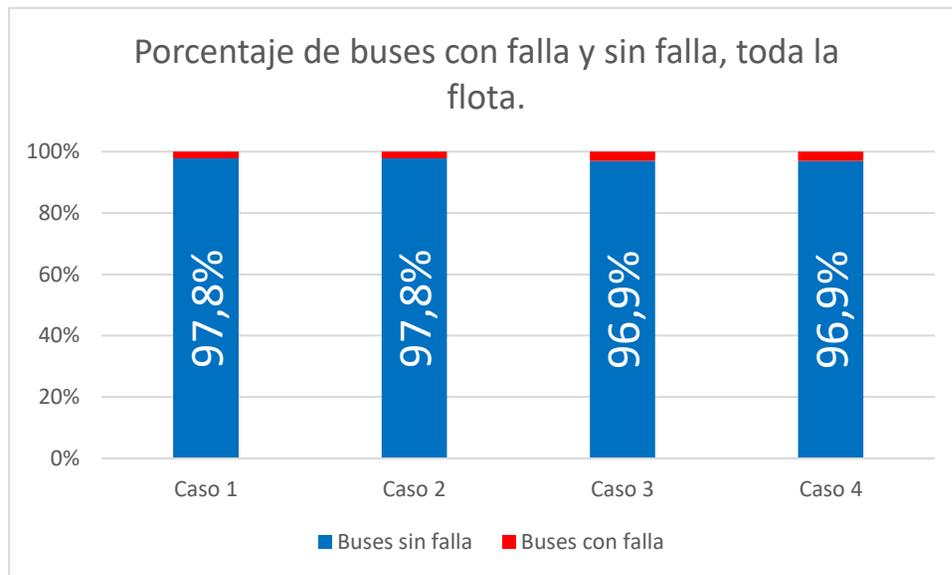


Figura 5.7: Porcentaje de buses con y sin falla, toda la flota.

5.1.2. Perfiles de carga

A continuación, se muestran los perfiles de carga resultantes del modelo de gestión de carga. En primer lugar, se mostrarán solamente para el caso base (caso 1) resultados que permiten entender el comportamiento del modelo, en sus 2 etapas (antes y después de aplicar el modelo de continuidad de carga). Luego, se presentarán los resultados finales (con el modelo ejecutado en su totalidad, después de aplicar el modelo para continuidad de carga de los buses) para todos los casos.

Perfiles de carga-Caso base

En primer lugar, en la Figura 5.8 se muestran los resultados de los perfiles de carga individuales de buses una vez aplicado el modelo de continuidad de carga para el terminal 5 de la unidad de negocio 3, que resultó ser aquel con la menor demanda máxima para el caso 1, con 20 buses cargándose en él. Luego, en la Figura 5.9 se muestra el perfil agregado del terminal. A través de estas 2 gráficas es posible observar como la aplicación de este modelo permite obtener perfiles de carga continuos, y además minimizando las compras de energía y potencia. En particular, si se analiza el perfil agregado del terminal se puede observar como la potencia máxima obtenida es de a lo más 450[MW], a pesar de que se han asignado eventos de carga para 20 buses en el terminal. Con respecto a este mismo perfil, es posible observar cómo al aplicar el modelo de continuidad de carga se obtiene una potencia de carga mayor, ya que los buses no pueden conectarse y desconectarse durante la carga, lo que implica que el modelo sea más restrictivo pero realista en cuanto a los perfiles obtenidos.

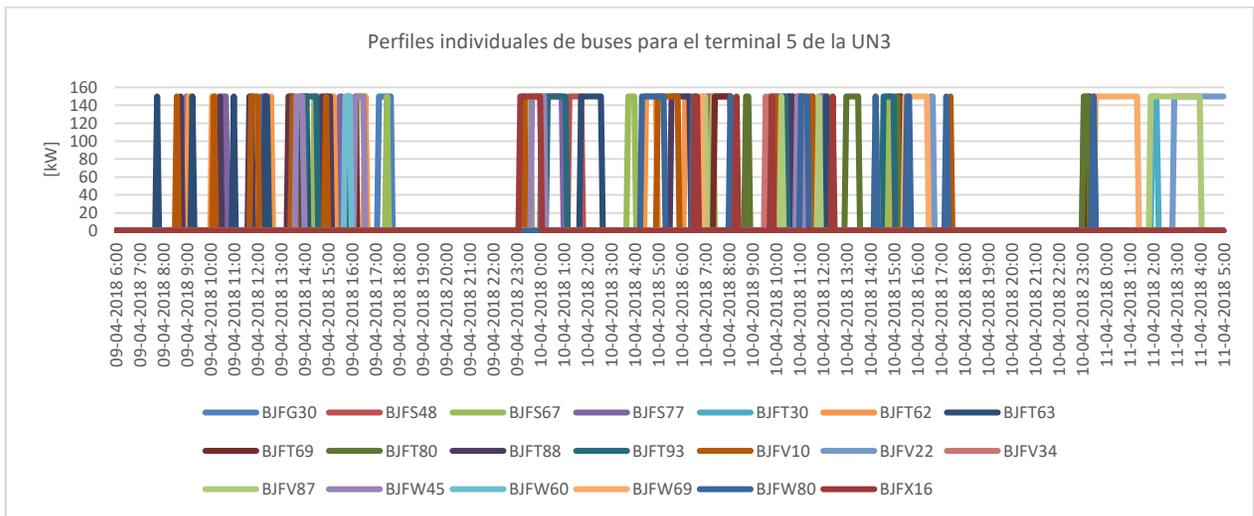


Figura 5.8: Perfiles individuales de buses para el terminal 5 de la UN3, caso 1, una vez aplicado el modelo de continuidad de carga.

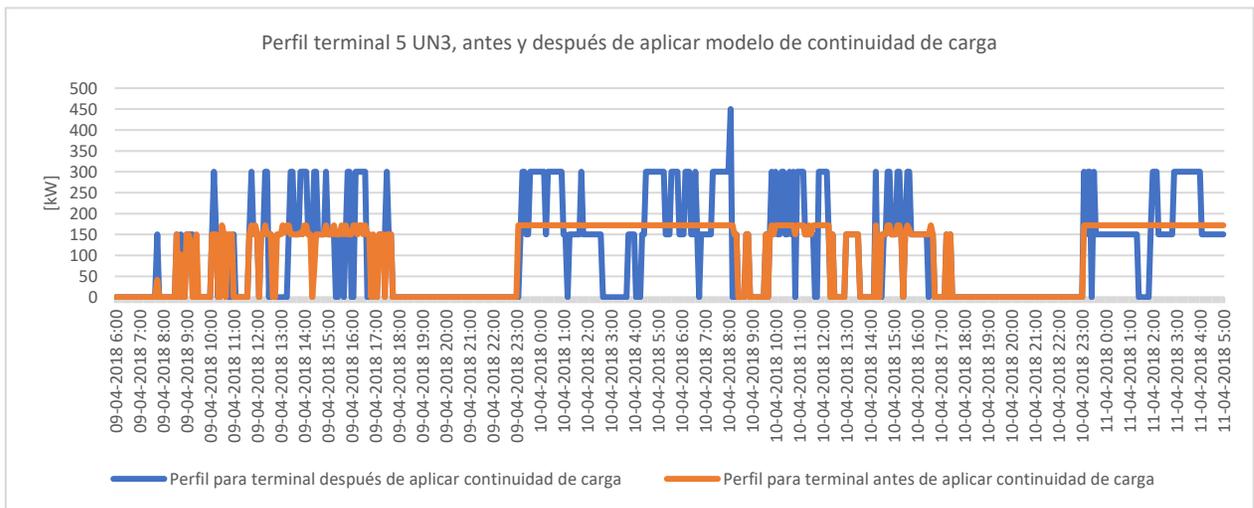


Figura 5.9: Perfil terminal 5 unidad de negocio 3, antes y después de aplicar modelo de continuidad de carga.

Luego, en la Figura 5.10 y Figura 5.11 se muestran recortes de los perfiles de carga para 2 buses que se cargan en el terminal 5 antes descrito, antes y después de aplicar el modelo de continuidad de carga. A través de estas figuras se puede observar la aplicación del modelo de continuidad de carga, y como cada uno de los eventos de carga con *switching* se resuelve una vez aplicado el modelo.

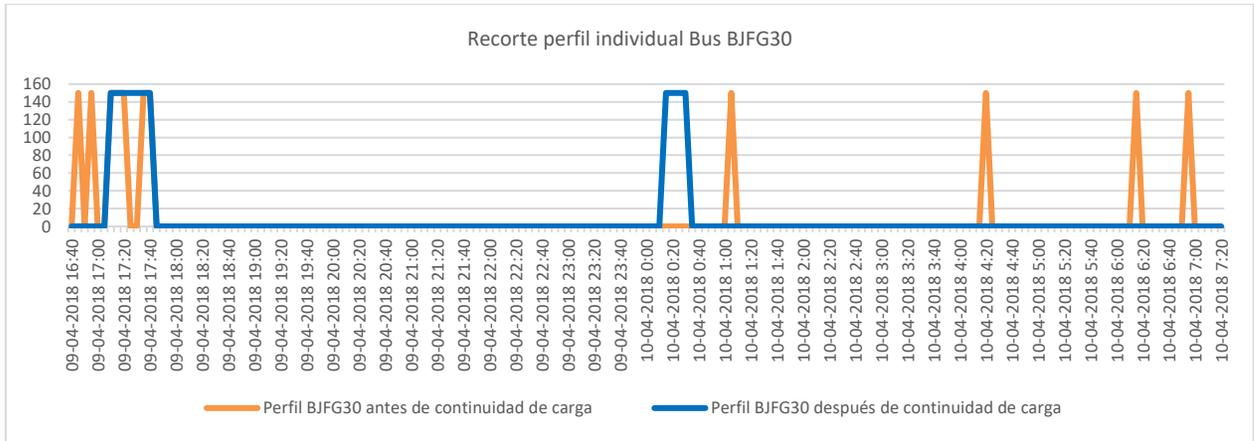


Figura 5.10: Recorte perfil individual bus BJFG30, antes y después de aplicar modelo de continuidad de carga.

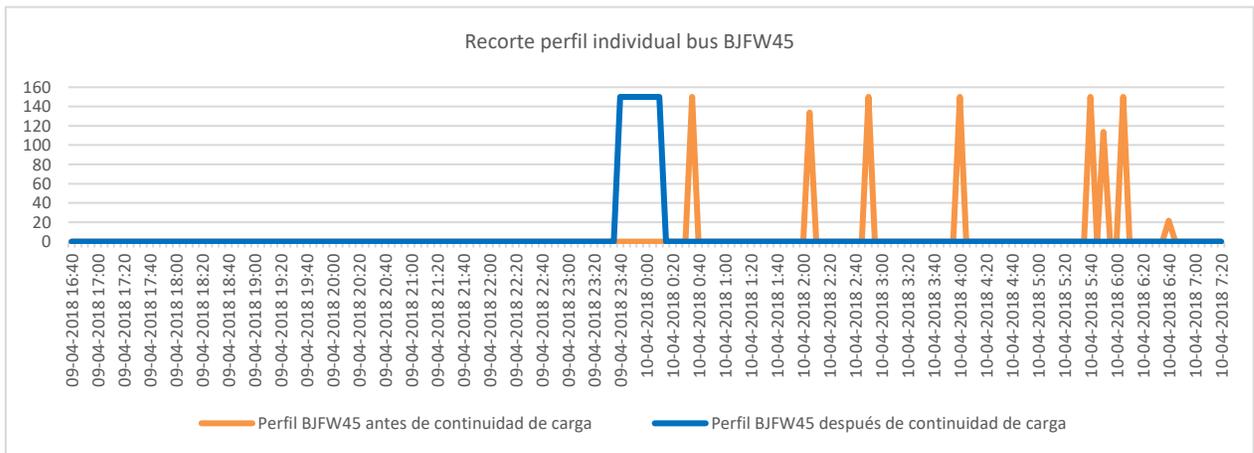


Figura 5.11: Recorte perfil individual bus BJFW45, antes y después de aplicar modelo de continuidad de carga.

A continuación, se mostrarán algunas figuras que muestran los resultados antes y después de la aplicación del modelo de continuidad de carga, desde un mayor a menor nivel de agregación. Es decir, se presentará como se ven modificados los perfiles de carga a nivel de toda la flota, unidad de negocio y terminal antes y después de la aplicación del modelo.

En la Figura 5.12 se muestra la potencia de carga agregada para toda la flota de buses, antes y después de ejecutar el modelo de arreglo de continuidad de carga por terminal. Es importante destacar que el problema es ahora resuelto desagregando el modelo de gestión de carga por terminal, es decir, teniendo en consideración la distribución espacial de los terminales de carga en distintos puntos de Santiago. Como se puede observar, los requerimientos resultantes de potencia son mayores en el segundo caso. Esta posibilidad ya había sido anticipada cuando se planteó el modelo, y se atribuye al hecho de que dada

la metodología planteada, se están añadiendo restricciones adicionales al problema, a costa de obtener perfiles de carga individuales por bus más realistas. Con todo, en ambos modelos el comportamiento es muy similar, decidiendo cargar los buses fuera de la punta, debido a que esto implicaría mayores costos para los operadores. Finalmente, es importante destacar que el resultado con *switching* es infactible, y que al aplicar el modelo de continuidad de carga se entrega un resultado que en la práctica pueda ser posible.

Continuando el análisis, en la Figura 5.13 se muestran las curvas para la unidad n°1. En este caso, el comportamiento es similar, obteniéndose una potencia máxima mayor luego de aplicar el modelo para continuidad de carga, aunque en este caso la diferencia es más leve. Otra cosa que es posible notar es como el fenómeno de *switching* ya se alcanza a notar cuando se agregan los resultados a este nivel. Esto se ve especialmente reflejado en la noche y madrugada del primer y segundo día de la simulación con un perfil levemente oscilante (desde las 23:00 del 09-04-2018 hasta las 06:00 del 10-04-2018 en la figura), hecho que no ocurre para el perfil después de aplicar el modelo para continuidad de carga.

Luego, en la Figura 5.14 se muestran resultados aún más desagregados, donde se grafican las mismas curvas para el terminal n°1 de la unidad de negocio 1. Al igual que en las gráficas anteriores la tendencia es la misma, aunque en este caso la diferencia de potencia máxima alcanzada es menos significativa, lo que se puede explicar por el hecho de que se están agregando menos perfiles. Por otro lado, aquí se observa claramente el fenómeno de *switching* antes de ejecutar el modelo para continuidad de carga, con un perfil marcadamente oscilante, y nuevamente disminuyendo esta característica después de ejecutar el modelo completo. Esto también puede atribuirse al nivel de agregación de los resultados, en el sentido de que mientras menor cantidad de perfiles se agreguen, más se alcanza a notar las características individuales de los perfiles de los buses por sí solos, y el *switching* en particular. Lo último también se puede apreciar en los resultados previamente presentados para el terminal 5 de la unidad de negocio 3 (Figura 5.9), que posee relativamente pocos buses. Dado que posee un nivel de agregación menor, se pueden identificar los momentos en que se conectan o desconectan los buses, a través de los incrementos y disminuciones de la potencia de carga, respectivamente.

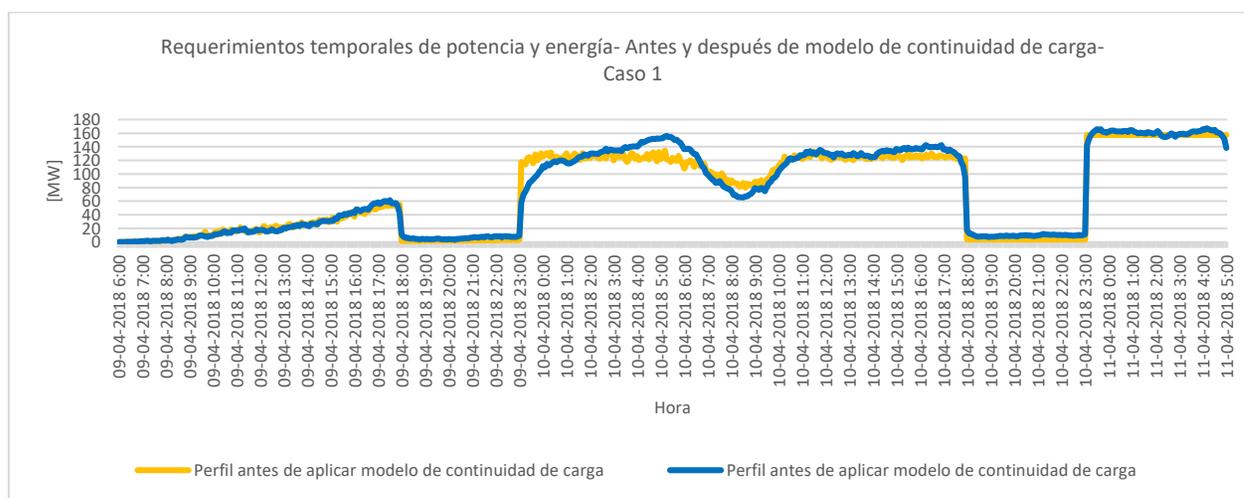


Figura 5.12: Perfil de carga para toda la flota agregada caso 1, antes y después de aplicar el modelo de continuidad de carga.

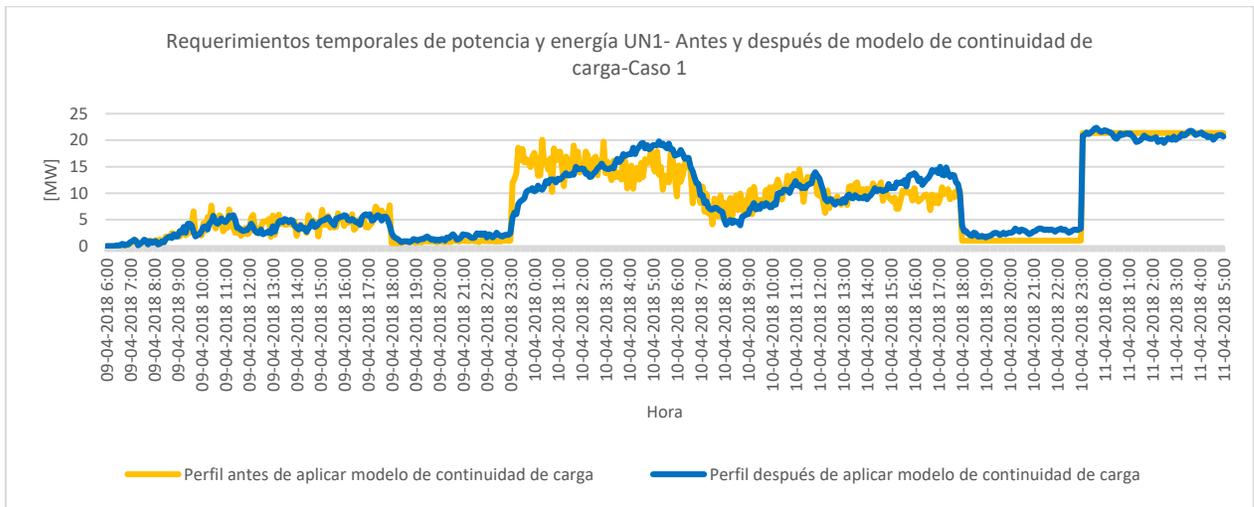


Figura 5.13: Perfil de carga para la unidad de negocio 1, antes y después de aplicar el modelo de continuidad de carga.

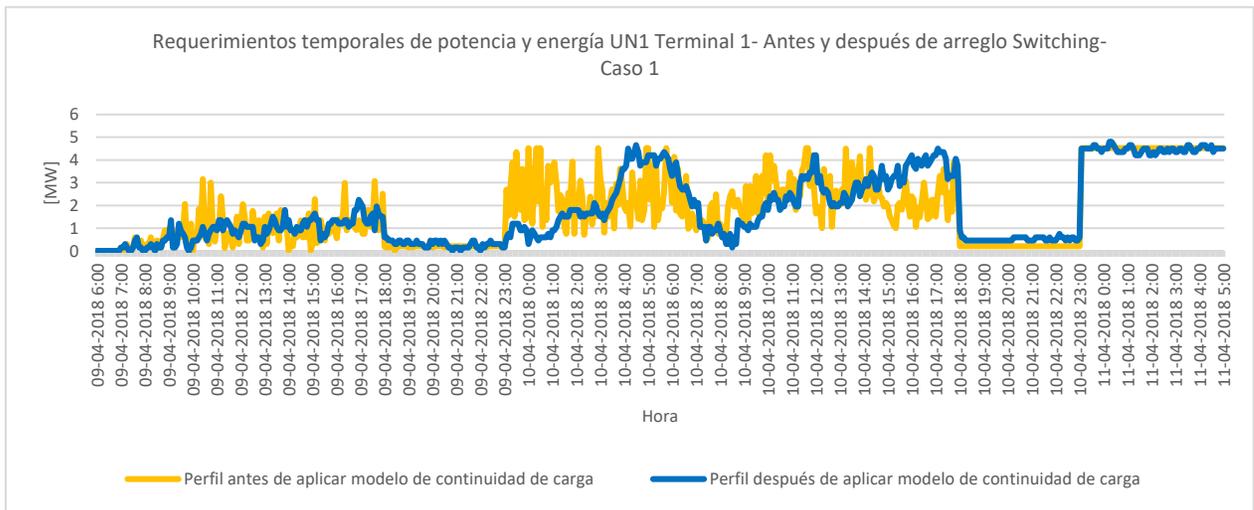


Figura 5.14: Perfil de carga para el terminal 1 de la unidad 1 negocio 1, antes y después de aplicar el modelo de continuidad de carga.

Perfiles de carga-todos los casos

En lo que sigue, se presentarán y analizarán los resultados de la gestión de carga para cada uno de los casos.

En la Figura 5.15 y Figura 5.16 se muestran los perfiles y estados de carga (SOC) para los casos 1 y 2. Al igual que para los resultados de gestión flota, los resultados entre estos dos casos son muy similares, hecho que se atribuye a que tengan la misma condición inicial y final para el SOC (100% en estos casos). Al tener ambos casos esta misma condición, y dado que en ambos casos la señal de precio es constante (pero no igual), el modelo opta por realizar una gestión de carga muy similar. En concreto, se debe cargar una cantidad de energía que es la misma para estos dos casos, ambos con una señal de precio de energía constante, por lo que la solución es similar.

Por otro lado, se observa que el modelo opta por distribuir la carga y evitar cargar en los períodos de punta (18-23 pm), con el objetivo de disminuir los pagos por potencia, en su componente de potencia punta. Dado que la señal de precio de energía es constante, desde la perspectiva económica es irrelevante para el modelo cuando cargar la energía, siempre y cuando se evite la hora punta y el programa de operación lo permita. Es por esto último que la mayor potencia de carga se da en los períodos de madrugada, que es cuando la mayor parte de la flota se encuentra estacionada (tratando de disminuir la potencia suministrada), de acuerdo con lo presentado en la Sección 2.6.2. Finalmente, se observa que la potencia máxima de carga se da al final del horizonte de simulación, una vez que ha empezado el período fuera de punta (debido a que es más conveniente en términos económicos) y antes que se acabe el horizonte de trabajo.

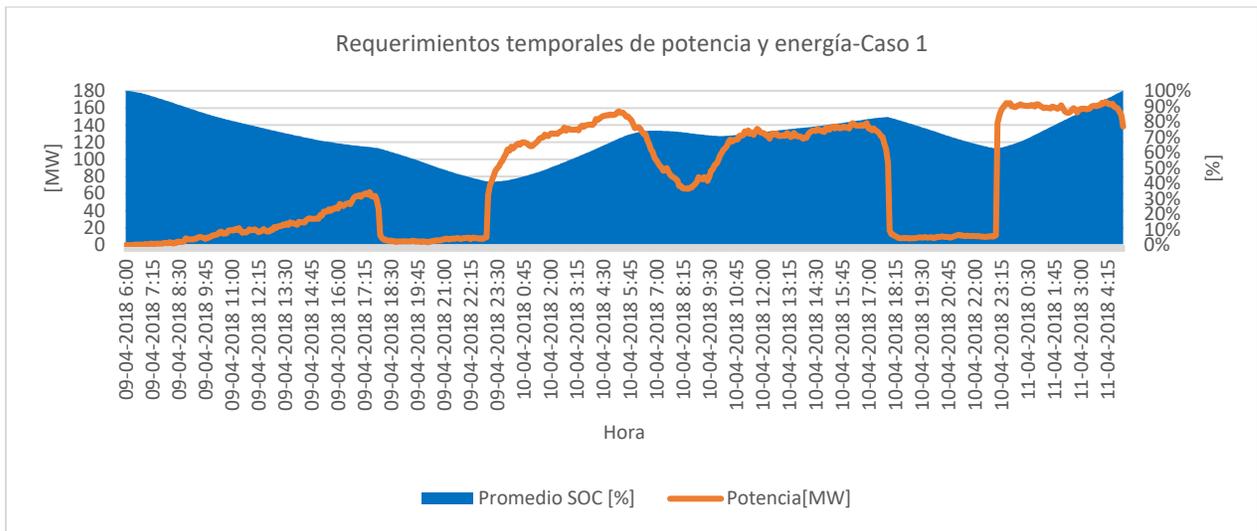


Figura 5.15: Requerimientos temporales de energía y potencia caso 1, toda la flota.

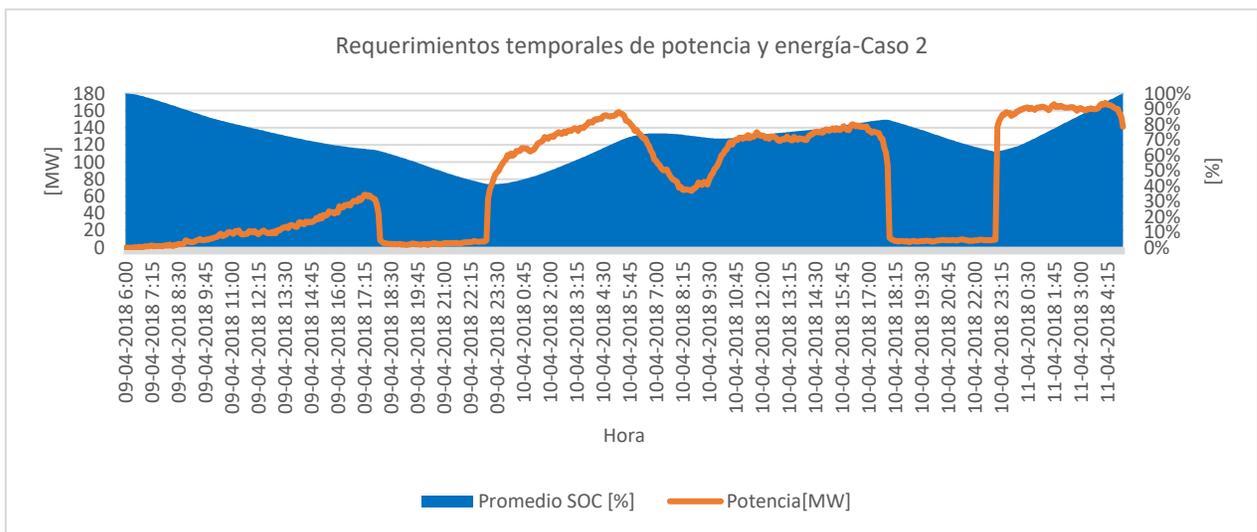


Figura 5.16: Requerimientos temporales de energía y potencia caso 2, toda la flota.

La Figura 5.17 y Figura 5.18 se muestran las curvas análogas para los casos 3 y 4. Al igual que para los casos 1 y 2 y lo presentado en la gestión de flota, las curvas guardan gran

similitud entre ellas. Como ya se ha mencionado, esto ocurre dado que se ha impuesto la misma condición estado de carga entre estos dos casos.

Por otra parte, es posible observar que para estos dos casos el perfil de carga es distinto a los casos anteriores, alcanzando en este caso una potencia máxima menor, cercana a los 110 [MW]. La razón atribuible a este hecho radica directamente en el cambio en la condición de borde del SOC: en estos casos, cada uno de los operadores debe empezar a cargar los buses desde el comienzo, para así poder satisfacer las expediciones que le corresponden durante todo el día y no tener expediciones con falta de energía. Esto se traduce en que cada uno de los operadores deba asegurar la factibilidad de su flota para todo el espacio de tiempo -y particularmente durante el día- dado que ha partido con una condición de carga menor, luego el rango de tiempo de carga resulta ser más amplio, y en consecuencia la potencia máxima disminuye. Lo último se verifica al observar la Figura 5.5, donde hay una probabilidad mayor de tener expediciones con fallas debido a la condición del estado de carga.

Otro hecho interesante se da al comparar estos perfiles con la demanda de energía horaria de la flota, presentada en la Figura 2.25. En dicha gráfica se observa claramente como la demanda de energía aumenta en los períodos de punta mañana y punta tarde, mientras que para los perfiles de carga aquí presentados la potencia demandada disminuye. Este hecho se debe a que en dichos períodos la flota debe realizar una mayor cantidad de expediciones, y en particular son también las horas donde hay menos buses estacionados (ver también Figura 2.26), por lo que hay menos posibilidades de cargar los buses. El fenómeno se aprecia aún más en el período de punta tarde, donde la potencia de carga disminuye considerablemente, lo que se debe a que el período de punta tarde coincide además con el período en el cual se aplican cobros por potencia punta (18:00 a 23:00 hrs), por lo que es económicamente más conveniente reducir la carga en ese período.

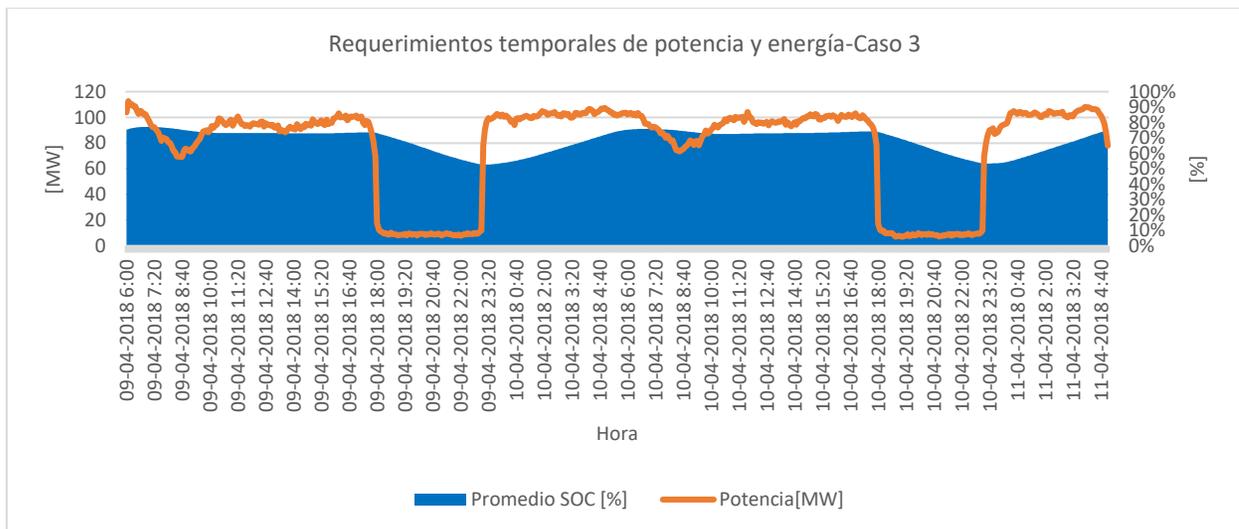


Figura 5.17: Requerimientos temporales de energía y potencia caso 3, toda la flota.

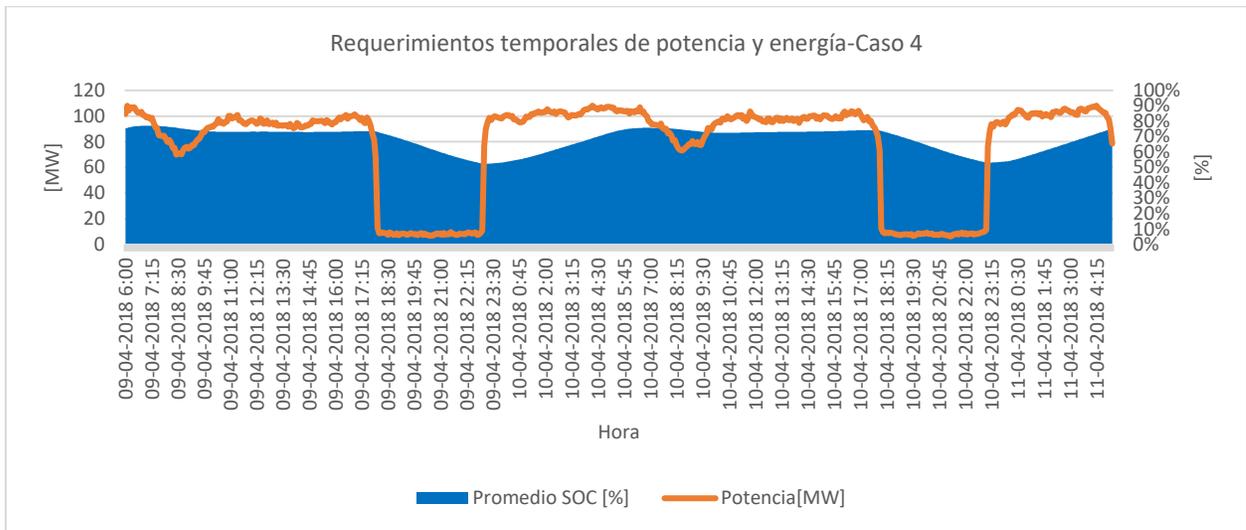


Figura 5.18: Requerimientos temporales de energía y potencia caso 4, toda la flota.

La comparación de los perfiles para los 4 casos se muestra en la Figura 5.19. De esta gráfica es posible evidenciar de manera clara lo expuesto anteriormente, es decir, que para los casos 1 y 2 los perfiles son muy similares, al igual que los perfiles 3 y 4, lo que se atribuye a la condición de borde asignada para el estado de carga.

Con todo, se destaca en el peor caso la demanda máxima ronda los 170 [MW] para una flota de 6.441 buses en operación en el horizonte de tiempo simulado. Este valor de demanda máxima no debería arrastrar problemas en el sistema de generación. Esto último, ya que como se ha mostrado en la Sección 2.2, el sistema eléctrico chileno posee la particularidad de tener más del doble de capacidad instalada que de demanda máxima, y estos 170[MW] representan solamente un 1,5% de la demanda máxima del sistema y un 0.7% de la capacidad instalada. Además, la carga se concentra en las horas de la madrugada, que son las horas donde se produce la menor demanda eléctrica.

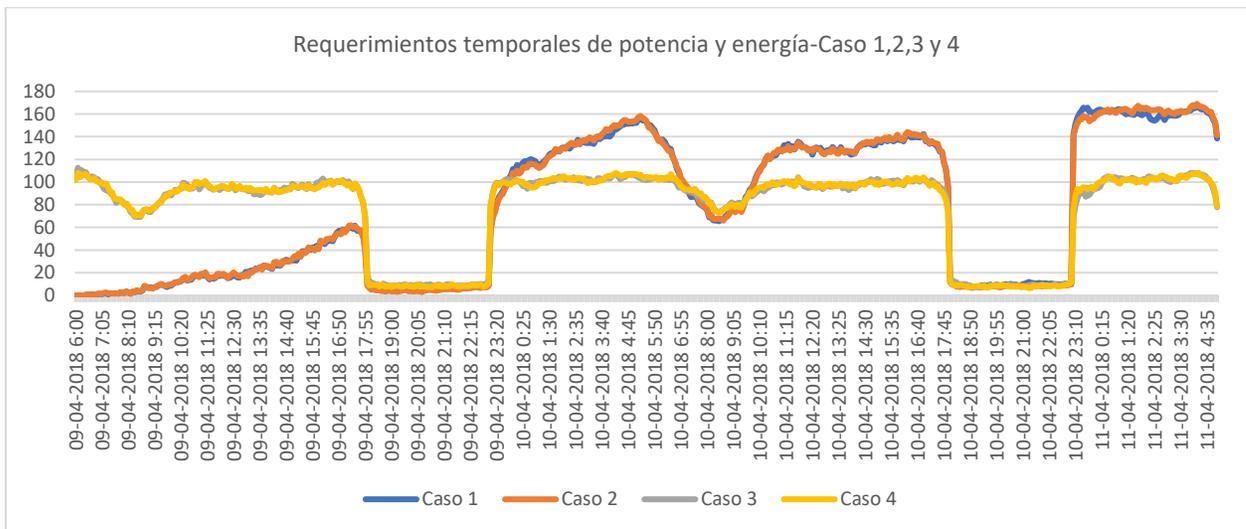


Figura 5.19: Requerimientos temporales de potencia para todos los casos, toda la flota.

Con respecto a los costos, en la Figura 5.20 se muestra (para todos los casos y unidades de negocio) la descomposición de los costos operacionales asociados a la carga de los buses, en sus componentes de compras de energía.

Contrario a lo presentado hasta ahora, en este aspecto si es posible notar diferencias entre todos los casos. Si se compara la misma condición de estado de carga pero distinto precio de energía, esto es casos 1 v/s 2 y 3 v/s 4, se puede apreciar que las compras de energía disminuyen notablemente en los segundos. Esto ocurre puesto que se ha fijado un menor de precio de energía en los casos 2 y 4 que en 1 y 3. En particular, para una reducción del 66% en los precios de la energía(61,9[\$/kWh] para casos 1 y 3 y 21,1[\$/kWh] para casos 3 y 4), la disminución en los costos operacionales fue en promedio de un 60% considerando todos los casos.

Otro aspecto que también se puede notar es que para todas las unidades y casos las compras de potencia punta son prácticamente nulas. Esto ya se ha evidenciado al analizar los perfiles de carga anteriormente, y se debe al hecho de que el modelo evita cargar en los períodos de punta, producto que resultaría mucho más costoso. De hecho, los cargos por potencia punta son 3 veces más caros que los por potencia suministrada, de acuerdo con lo presentado en la Tabla 4.8. Otro factor que también influye en este aspecto es el hecho de que se encuentran menos vehículos disponibles (estacionados) para ser cargados en los períodos de punta, como se observa en la Figura 2.26.

Finalmente, el hecho de que al disminuir la condición del SOC disminuye la potencia máxima también se refleja en la estructura de costos. Si se comparan los casos en que esto ocurre, es decir 1 y 2 v/s 3 y 4, las compras por potencia son menores en los casos 3 y 4, en línea con los resultados obtenidos de los perfiles de carga. Ahora bien, esto también se relaciona con el hecho de que hay una posibilidad mayor de tener expediciones con falla en estos últimos dos casos, como ha sido observado en la Figura 5.5.

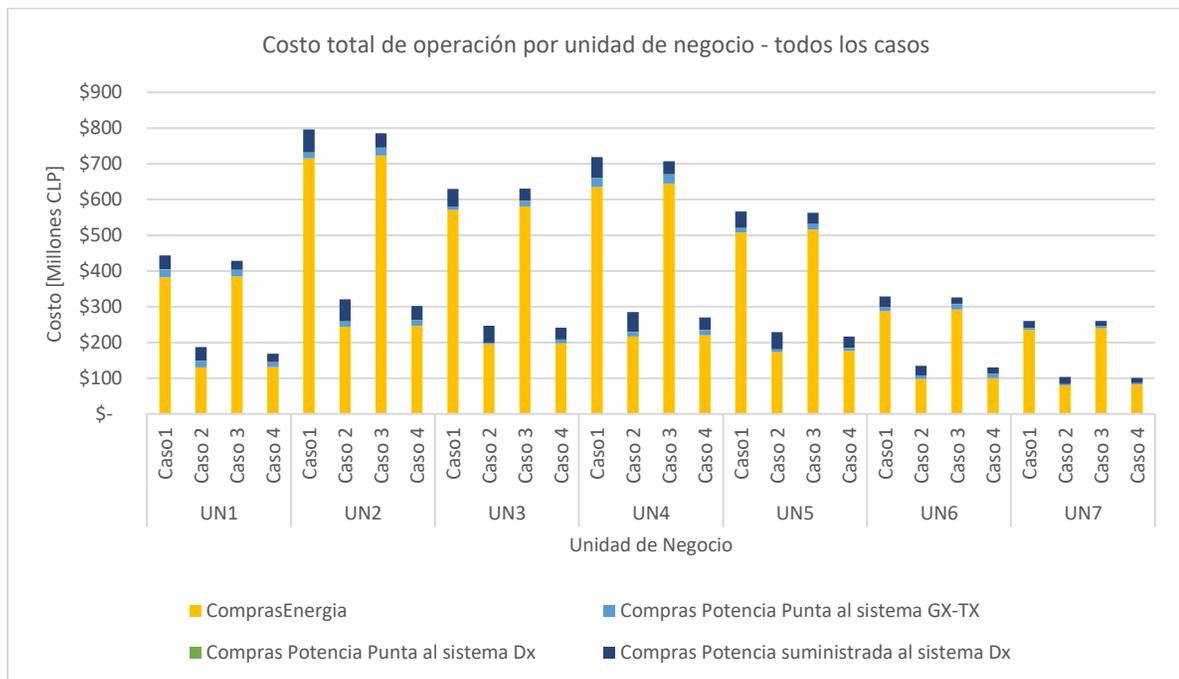


Figura 5.20: Costos de operación asociados a la carga de los buses por unidad de negocio y caso.

A continuación, se presentarán los resultados para el modelo de diseño de alimentadores. El análisis particular de los perfiles y demandas máximas para los terminales se realizará en la siguiente sección, ya que corresponden al dato de entrada de dicho modelo.

5.2. Diseño de alimentadores

5.2.1. Resultados de demanda máxima por terminal

Caso Base

En la Figura 5.21 se muestran los perfiles de carga obtenidos para cada terminal de la unidad de negocio 1 en el caso base. Como se puede observar, la tendencia de los perfiles sigue la misma de todos los perfiles mostrados hasta ahora, concentrando las cargas en los períodos de la madrugada. La forma particular del perfil de cada terminal dependerá en concreto de los recorridos que a cada uno de ellos se le haya asignado, según el proceso de asignación de recorridos descrito en la Sección 4.3.1.

En esta misma línea, en la Figura 5.22 se muestra un gráfico de dispersión que muestra la demanda máxima de cada terminal en función del porcentaje de recorridos asignados. Como se puede observar, la tendencia es que mientras más recorridos se asignen a un terminal, mayor es la demanda máxima obtenida. Este hecho tiene sentido si se considera que mientras más recorridos tenga un terminal, mayor es la cantidad de buses que en él se cargaran, lo que se traduce en una potencia de carga mayor. No obstante, podría haber otras variables que incidan, como por ejemplo el hecho del tipo de recorridos que albergue un terminal, en el sentido de que terminales con buses que ejecuten recorridos más largos (y por ende más intensivos en consumo energético) requerirían también una potencia de carga mayor. Esto último permitiría también explicar los pocos *outliers* de la Figura 5.22.

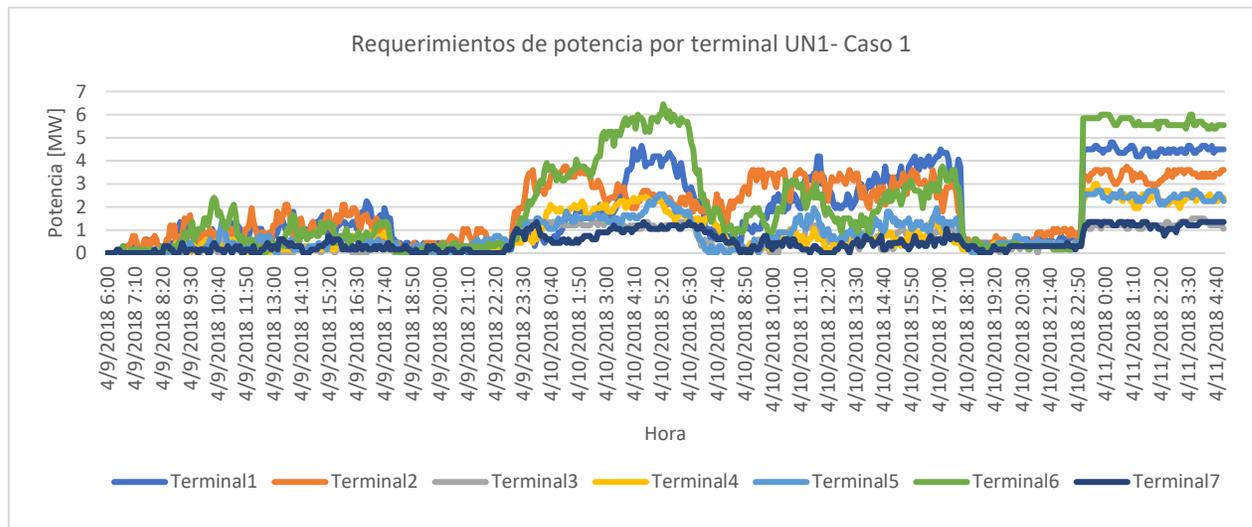


Figura 5.21: Requerimientos de potencia por terminal UN1, caso 1.

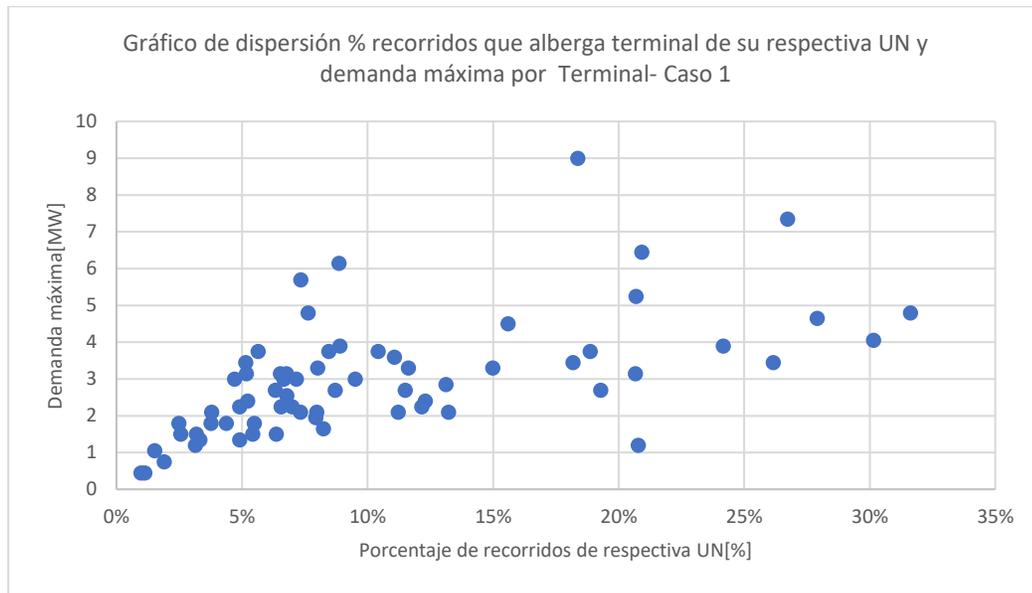


Figura 5.22: Gráfico de dispersión, % recorridos asignados y demanda máxima por terminal.

Los perfiles de los terminales de cada unidad para todos los casos se presentan en la sección Anexos. Para mayor claridad en la presentación de los resultados, se computa el valor de demanda máxima para cada uno de los terminales y casos respectivos, y a continuación se presenta una serie de resultados teniendo en cuenta esta variable, desde distintas perspectivas. Este valor es importante ya que el dimensionamiento de los alimentadores se realiza considerando el escenario de demanda máxima en cada uno de los alimentadores, como ha sido expuesto en la Sección 4.4.4. Es importante destacar que los valores de demandas máximas corresponden a resultados preliminares, debido a que el horizonte de simulación corresponde a 2 días de operación. Al ser días laborales del mes de abril, es probable que el resto de los días sean similares, y con ello las demandas máximas obtenidas también, pero para poder asegurar esto y generalizar los resultados debería ejecutarse el modelo para un horizonte de tiempo mayor o bien para los días que representen los mayores requerimientos para el sistema eléctrico.

Todos los casos

En primer lugar, en la Figura 5.23 se muestra la suma de las demandas máximas de los terminales respectivos para cada unidad de negocio, lo que correspondería a la capacidad de infraestructura de carga que cada unidad de negocio debería implementar para su electrificación. Como se puede observar, la unidad n°2 posee los mayores valores. Esto es coherente con lo presentado en la Figura 5.20, siendo el operador con mayores costos de operación. Con respecto a la comparación entre casos, los resultados siguen la misma tendencia de todo lo presentado hasta ahora. Esto es, se observa una mayor demanda máxima para los casos 1 y 2, que para los casos 3 y 4. Este hecho se explica en que, si la potencia máxima en los perfiles de carga fue mayor para dichos casos, esta se distribuye finalmente a través de los terminales, y por ende se ve reflejado en estas gráficas.

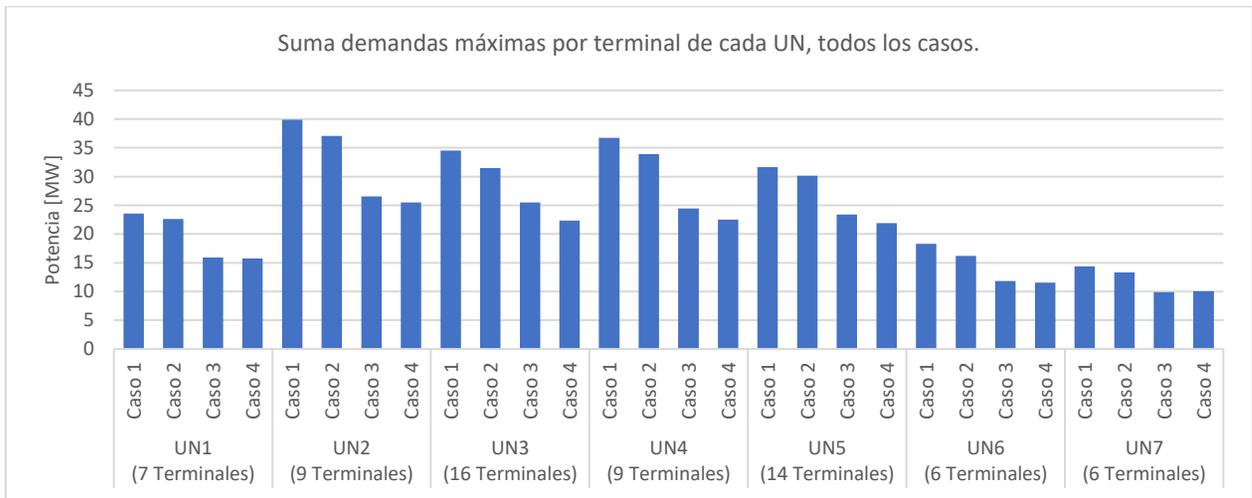


Figura 5.23: Suma demanda máxima por terminal de cada unidad de negocio, todos los casos.

Luego, en la Figura 5.24 y Figura 5.25 se muestra la distribución espacial a través de la Región Metropolitana de los resultados obtenidos. En la primera figura se presenta la suma de las demandas máximas de los terminales por comuna^{xxiii}, mientras que en la segunda la demanda máxima por terminal y su ubicación geográfica. Como se puede observar, hay algunas comunas que tienen requerimientos de potencia mucho más elevados que otras. Por ejemplo, las tres comunas con los mayores requerimientos corresponden a Maipú, Huechuraba con 27,3, 25,05 y 22,2 [MW] respectivamente, en el peor caso. Estas comunas se ubican en la periferia de Santiago, y por ende concentran una cantidad mayor de terminales y de mayor tamaño. Además, esto podría significar que en dichas comunas se requeriría una mayor infraestructura de carga, y podría ser necesario realizar adecuaciones en subestaciones primarias de distribución. Esto será analizado posteriormente al presentar los resultados del diseño de alimentadores.

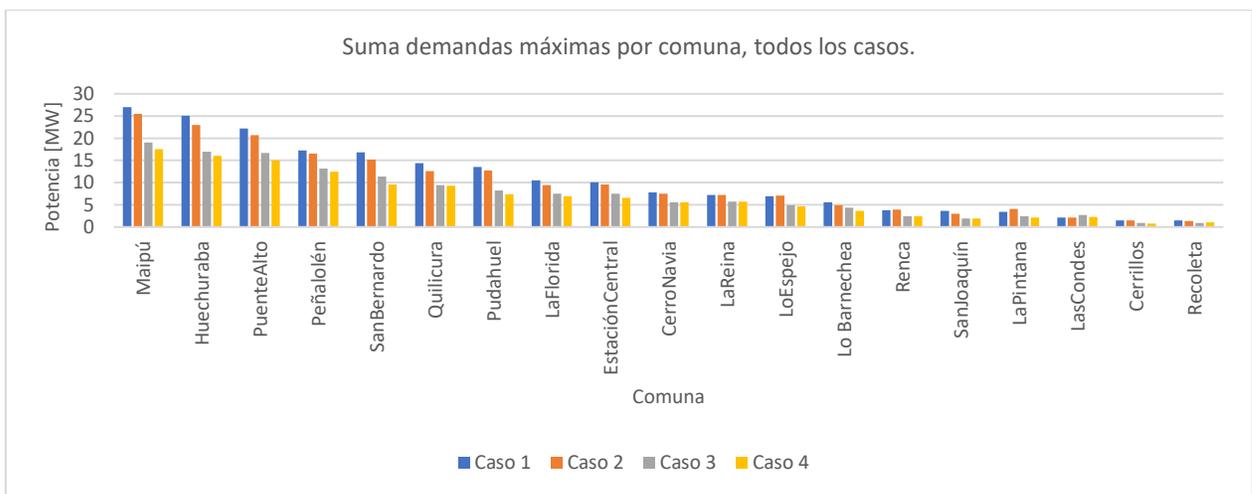


Figura 5.24: Demanda máxima por comuna, todos los casos.

^{xxiii} La demanda máxima por comuna se calcula como la suma de las demandas máximas de los terminales respectivos en cada comuna, es decir la suma de las demandas máximas no necesariamente coincidentes.

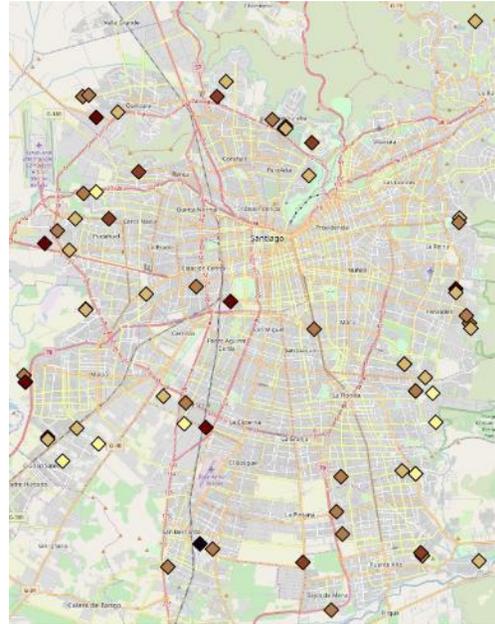
0,3 MW



9,3 MW



a) Caso 1



b) Caso 2



c) Caso 3



d) Caso 4

Figura 5.25: Distribución espacial de los terminales y su demanda máxima por caso.

En cuanto a la infraestructura de carga requerida, los resultados se muestran en la Figura 5.26. Se puede observar que para los casos 1 y 2 se requieren en general terminales grandes que en los casos 3 y 4, en línea con todo lo expuesto anteriormente. Además, se puede apreciar que el terminal más grande necesario alcanza los 9,3[MW], mientras que la mayoría de los terminales se concentra desde los 3,9 [MW] hacia abajo. De hecho, en todos los casos al menos el 50% de los terminales resulta tener una capacidad de 3[MW] o menos.

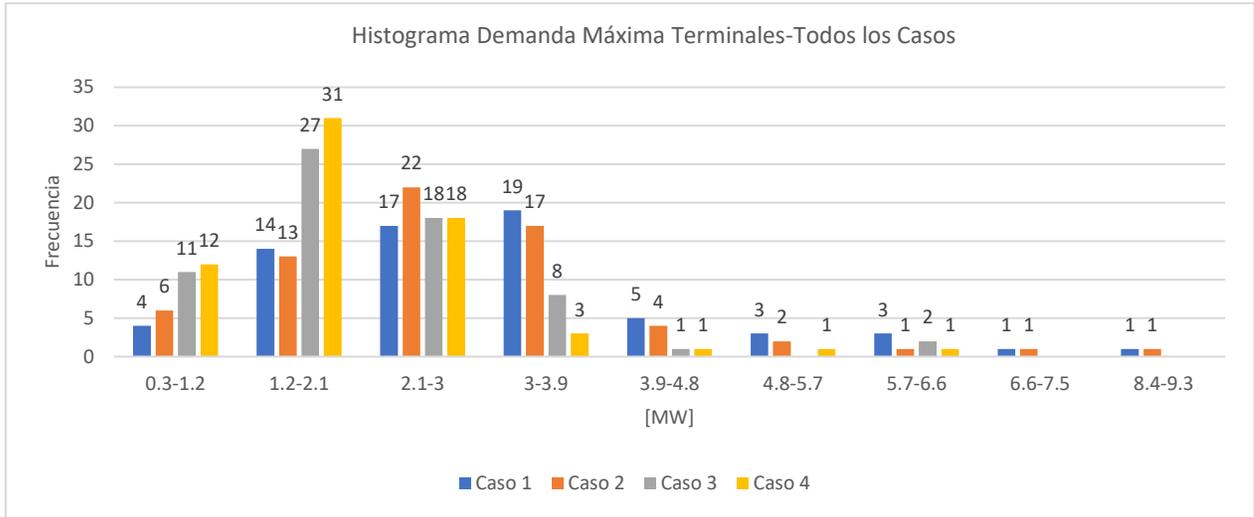


Figura 5.26: Histograma demanda máxima terminales.

5.2.2. Diseño de alimentadores

A continuación, se presentarán los resultados del modelo de diseño de alimentadores, calculados en base a los perfiles de carga por terminal. En primer lugar, se mostrarán los resultados más importantes para el caso base (correspondiente el caso 1, que son junto con el caso 2 los con mayores requerimientos de potencia) y que permitirán además mostrar el proceso realizado. Luego, se mostrarán los resultados obtenidos para todos los casos.

En primer lugar, en la Figura 5.27 se muestra de manera gráfica el resultado que arroja el modelo. Como se puede observar, la determinación de los alimentadores es a través de la red vial, como se ha descrito en la metodología. Por otro lado, de la figura se observa que hay una serie de subestaciones que poseen más de un terminal conectado, por lo que sería relevante determinar que tanto impactan los terminales en la capacidad disponible de la subestación.

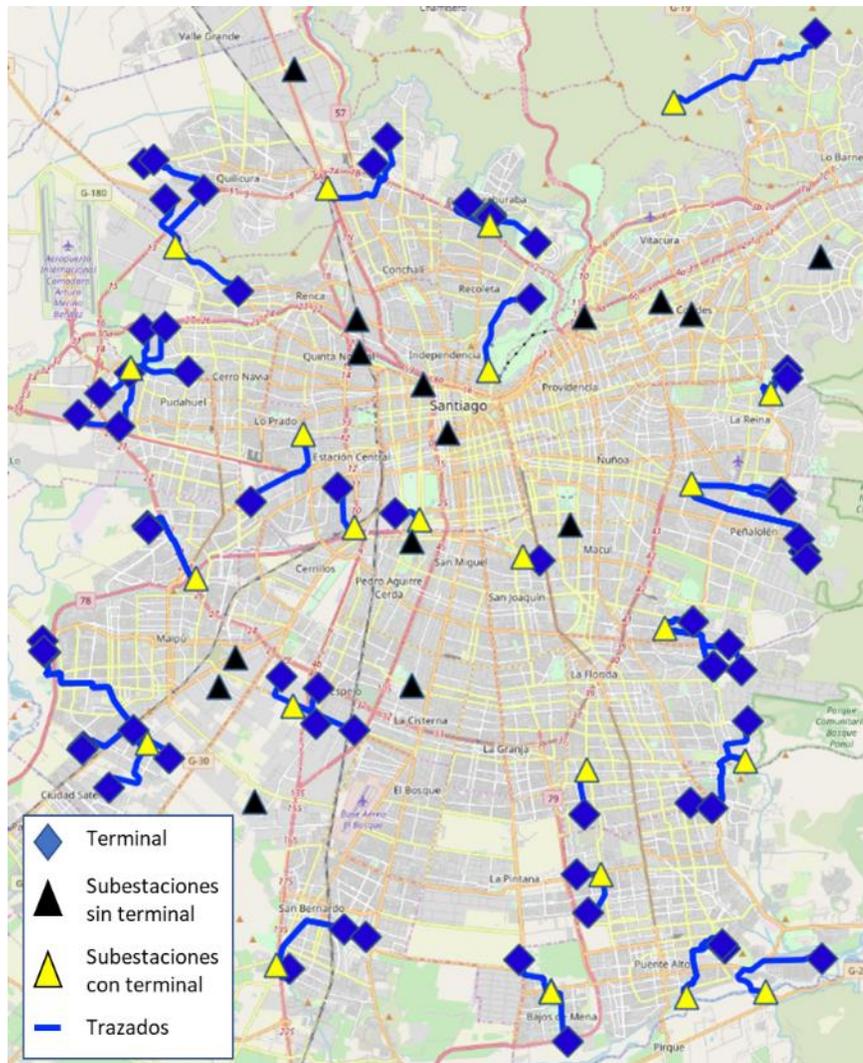


Figura 5.27: Resultado del modelo de diseño de alimentadores, caso 1. En amarillo se muestran las subestaciones a las que el modelo ha decidido conectar al menos 1 terminal.

En esta línea, en la Figura 5.28 se muestra la capacidad instalada en las subestaciones escogidas por el modelo, antes y después de que el modelo decida conectar terminales a ellas. Recapitulando la metodología del modelo, este considerará para un terminal la subestación a la que se conectaría sería la más cercana siempre y cuando su capacidad disponible sea mayor que demanda máxima del terminal. Como se puede observar, hay algunas subestaciones que agotan casi toda su capacidad al alojar una serie de terminales, siendo los casos críticos aquellas que originalmente poseían menor capacidad disponible. De la lista, 4 subestaciones quedan con una capacidad disponible menor a 2[MW] y el caso más crítico correspondería a la subestación San Pablo, a la cual se conectan 6 terminales y un total de 19,2[MW], prácticamente dejándola sin capacidad adicional disponible. Por lo tanto, se puede concluir que podría ser necesario tener que realizar adecuaciones a nivel de algunas subestaciones primarias ante una electrificación del transporte público.

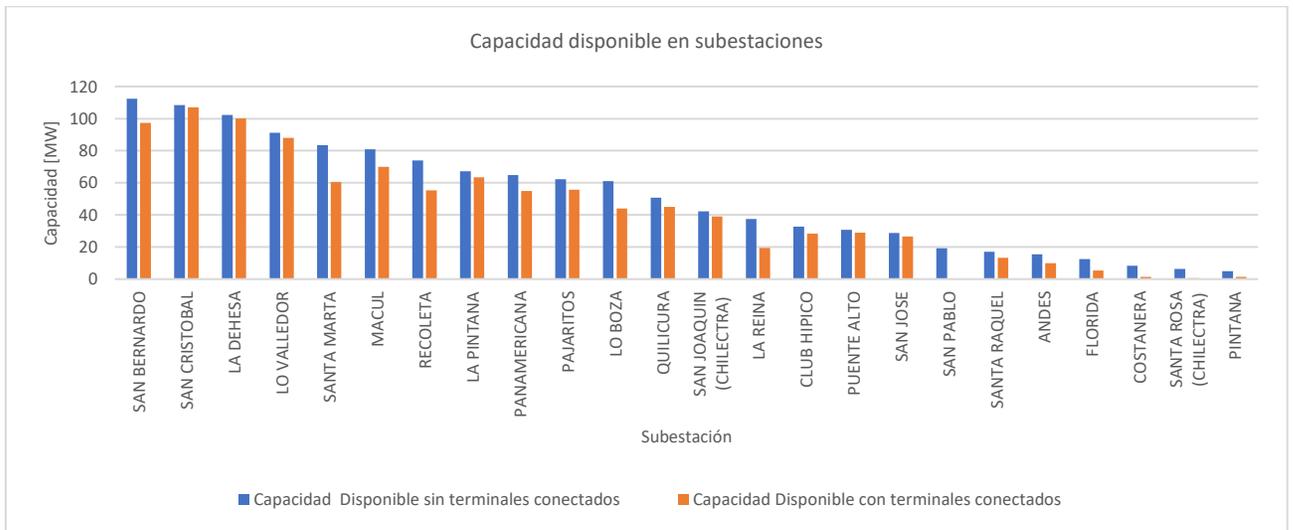


Figura 5.28: Capacidad disponible en las subestaciones antes y después de asignar terminales a ellas, caso 1.

A continuación, se presentan para todos los casos el resumen de los costos de inversión producto de la aplicación del modelo.

En primer lugar, en la Figura 5.29 se muestran los costos de inversión en infraestructura de distribución (alimentadores exclusivos) por unidad de negocio y caso. Nuevamente, la tendencia general de todos los resultados también aplica para este análisis. Es decir, hay costos levemente mayores en los casos 1 y 2 que en los casos 3 y 4, debido a que en los primeros se alcanza una demanda de diseño mayor. Por lo tanto, el modelo debe elegir en general conductores con una mayor capacidad de transporte (ampacidad), lo que se traduce en mayores costos de inversión.

Por otro lado, se observa que la unidad n°3 es la que tendría que hacer una mayor inversión. Este hecho es atribuible a que dicha unidad es la que tiene la mayor cantidad de terminales, con 16, y es la segunda unidad con la mayor cantidad de buses en operación para el horizonte estudiado, con 1217. Por otra parte, la unidad n°7 es la que presenta menores costos de inversión. Si bien este operador posee la misma cantidad de terminales que la unidad n°6, la diferencia entre estas unidades puede explicarse a través de la Figura 5.23, donde se aprecia que la suma de las demandas máximas de la UN7 es menor que la de la UN6, por lo que los conductores que elegirá el modelo tendrán una menor capacidad de transporte, y luego una menor inversión.

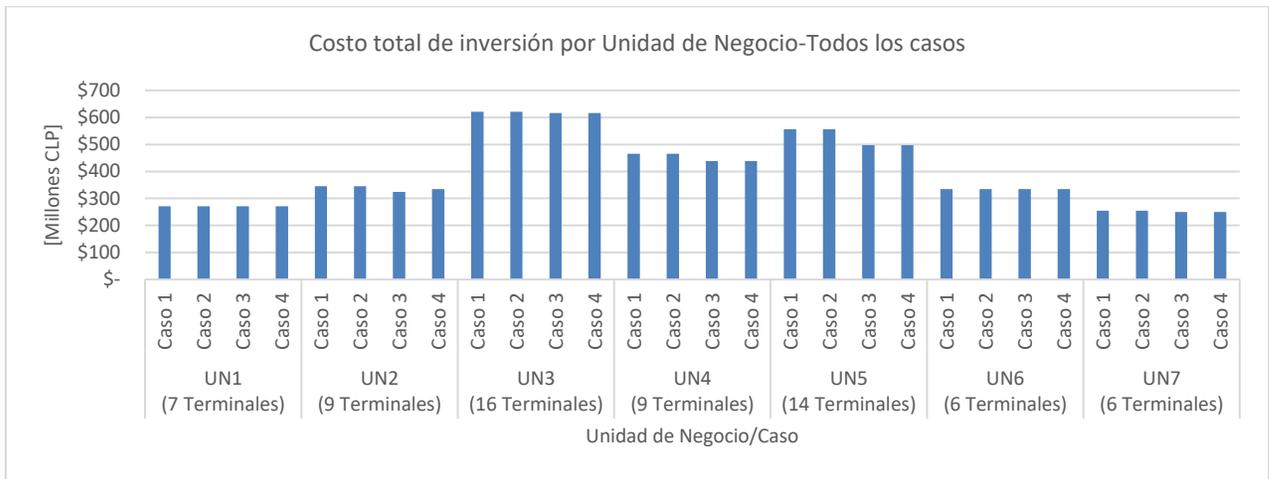


Figura 5.29: Costo total de inversión por unidad de negocio, todos los casos.

Finalmente, el costo para todos los alimentadores se presenta en la Figura 5.30. Bajo las condiciones, supuestos y alcances de este modelo, se determina que la inversión necesaria en alimentadores de distribución corresponde a alrededor de 2850 millones de pesos en el peor caso, correspondientes a 4,05 millones de USD^{xxiv}. Se debe ser riguroso en tener consideración de que es lo que representa esta cifra, ya que para este modelo se ha considerado solo el valor de los alimentadores de distribución (conductores y postes). Para obtener la cifra completa de los costos totales en infraestructura eléctrica, se podrían añadir otros costos como transformadores de distribución, y el costo de las adecuaciones en las subestaciones primarias que corresponda (según lo presentado en la Figura 5.28), entre otros.

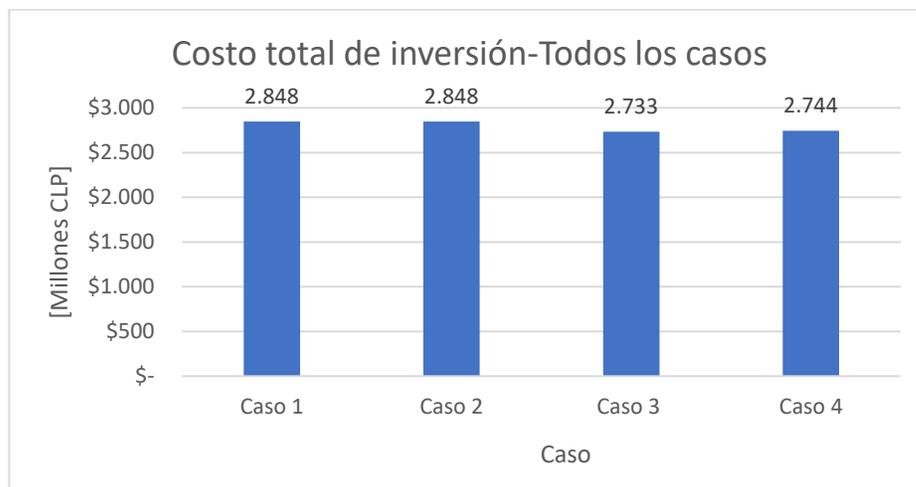


Figura 5.30: Costo total de inversión alimentadores, todos los casos.

^{xxiv} Utilizando como valor del dólar \$702,9 pesos chilenos, valor promedio del 2019 según el SII: http://www.sii.cl/valores_y_fechas/dolar/dolar2019.htm

5.3. Evaluación de caídas de tensión y problemas de corriente

La última simulación realizada corresponde a la enunciada en la Sección 4.5.5. Una pregunta válida que podría hacerse es si existe alguna estrategia para poder reducir los costos de inversión expuestos en la Figura 5.30. Una alternativa para ello correspondería a conectarse directamente a la red de media tensión disponible en la zona de cada uno de los terminales (siempre y cuando exista capacidad de transporte disponible), con lo que el costo de inversión disminuiría drásticamente, debido a que no se debe construir un alimentador expreso como el diseñado en el modelo anterior (y en algunos casos realizar un refuerzo de red). Luego, en esta sección se busca presentar una metodología para ver qué tipo de análisis podrían hacerse para determinar la factibilidad de esta estrategia, y entregar nociones generales de hasta qué nivel un punto de carga se podría integrar directamente a la red sin realizar más costos que la conexión a la red.

Para ello, se utilizarán las demandas obtenidas en el caso base, y en particular se analizarán los problemas de voltaje y corriente en la red de media tensión genérica descrita en la Sección 4.5.5, considerando la demanda de 9 terminales de distintos tamaños y la red original (sin agregar el terminal). Estos 9 terminales serán elegidos en base al histograma presentado en la Figura 5.26, donde se utilizará la demanda de un terminal para cada intervalo representado en la gráfica. Con esto, la demanda agregada de la red en estos 10 casos se muestra en la Figura 5.31^{xxv}.

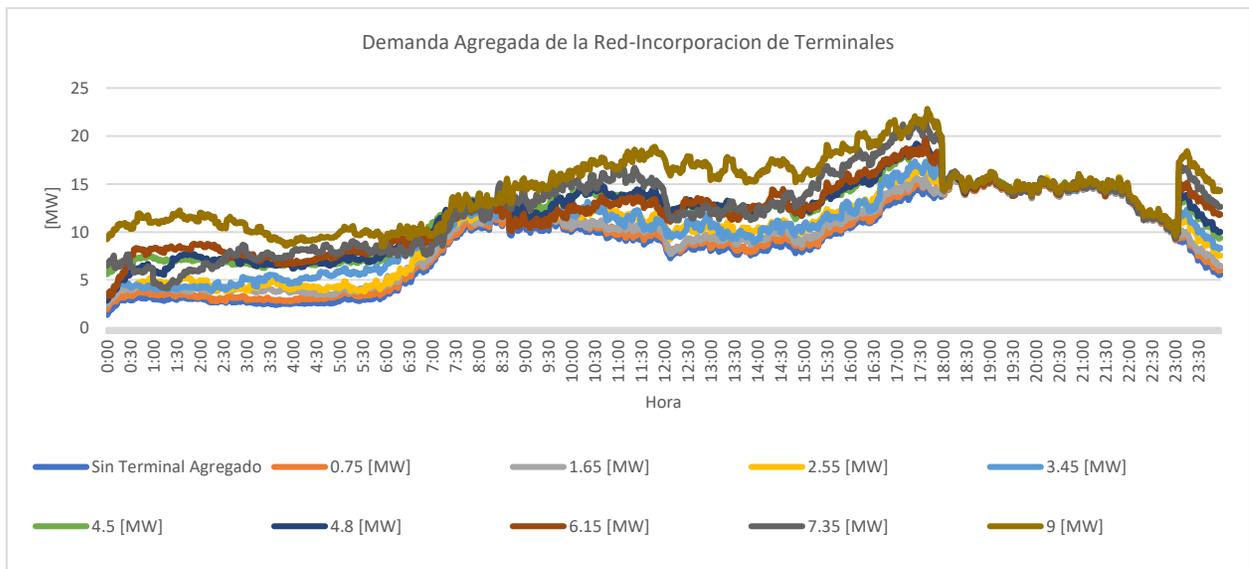


Figura 5.31: Demanda agregada de la red ante la incorporación de terminales de carga. La leyenda muestra las demandas máximas del terminal agregado según sea el caso.

Luego, se procede a analizar los problemas de voltaje, de acuerdo con lo presentado en el caso de estudio y lo expuesto en la Sección 4.5.5. La Figura 5.32 muestra los perfiles de voltaje para cada una de las cargas de la red a las 17:30pm, que corresponde a la hora de mayor demanda. Como se puede observar, a medida que se incorporan terminales con mayor demanda, la caída de tensión es mayor, fenómeno concordante con la ecuación

^{xxv} Para la modelación de las cargas, se ha utilizado un factor de potencia de 0,98 para el terminal y 0,95 para las cargas en los transformadores de distribución.

(2.2). Es posible observar cómo en algunos casos el voltaje cae por debajo de los 0,94 [p.u], límite inferior de la norma técnica, por lo que esta red presenta problemas de voltaje para algunos niveles de adopción, lo que se presentará con mayor detalle a continuación.

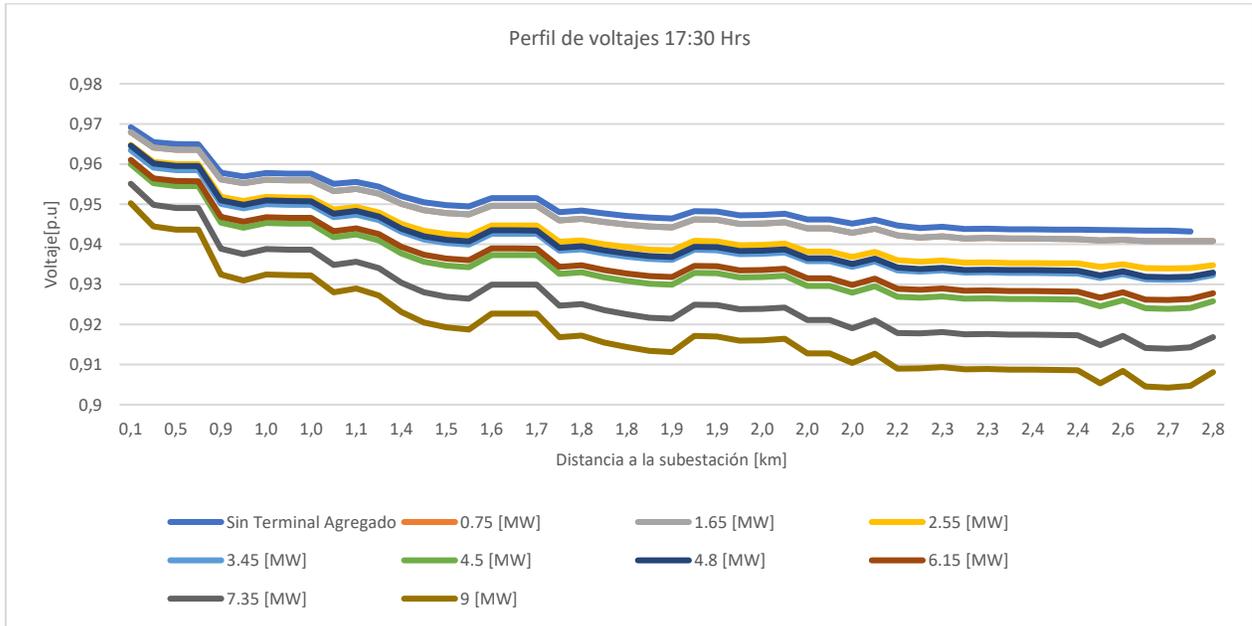


Figura 5.32: Perfil de voltajes de la red ante la incorporación de terminales de carga. 17:30 pm.

La Figura 5.33 resume los problemas de corriente y voltaje. Como se puede observar, la red presenta problemas de voltaje desde los 2,55 [MW] y problemas de corriente desde los 4,5 [MW]. La Figura 5.34 muestra gráficamente los problemas de corriente para la red, mediante la visualización de los tramos de red con problemas. Como se puede observar, para esta red en particular estos se concentran en los conductores más cercanos a la subestación. Este hecho es atribuible a que estos conductores son los que transportan la mayor cantidad de energía eléctrica, debido a que deben abastecer una mayor cantidad de clientes (en el extremo, el conductor más cercano a la subestación abastece a todos los clientes), lo que se traduce en que las corrientes que circulan por ellos sean más elevadas.

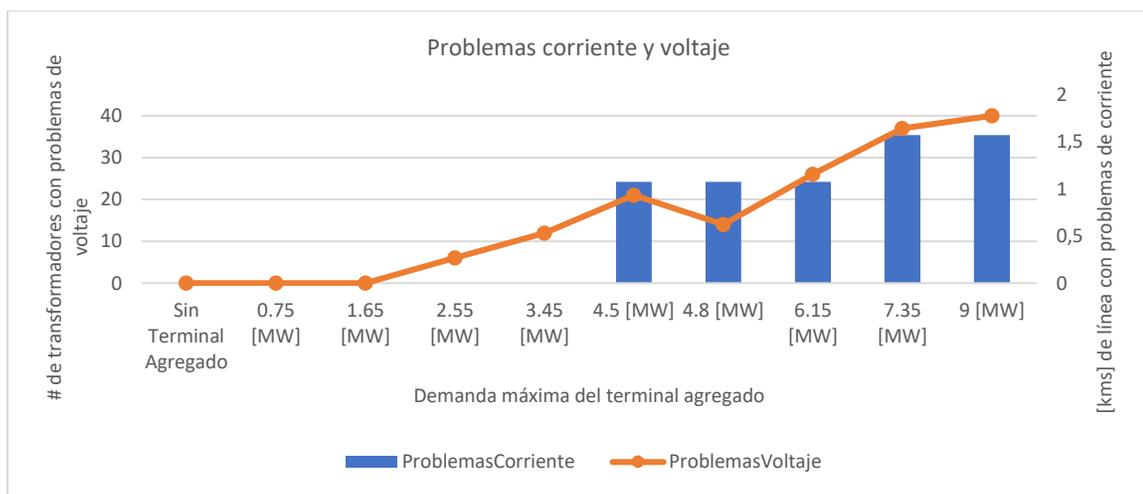


Figura 5.33: Problemas de corriente ante incorporación de terminales de carga.

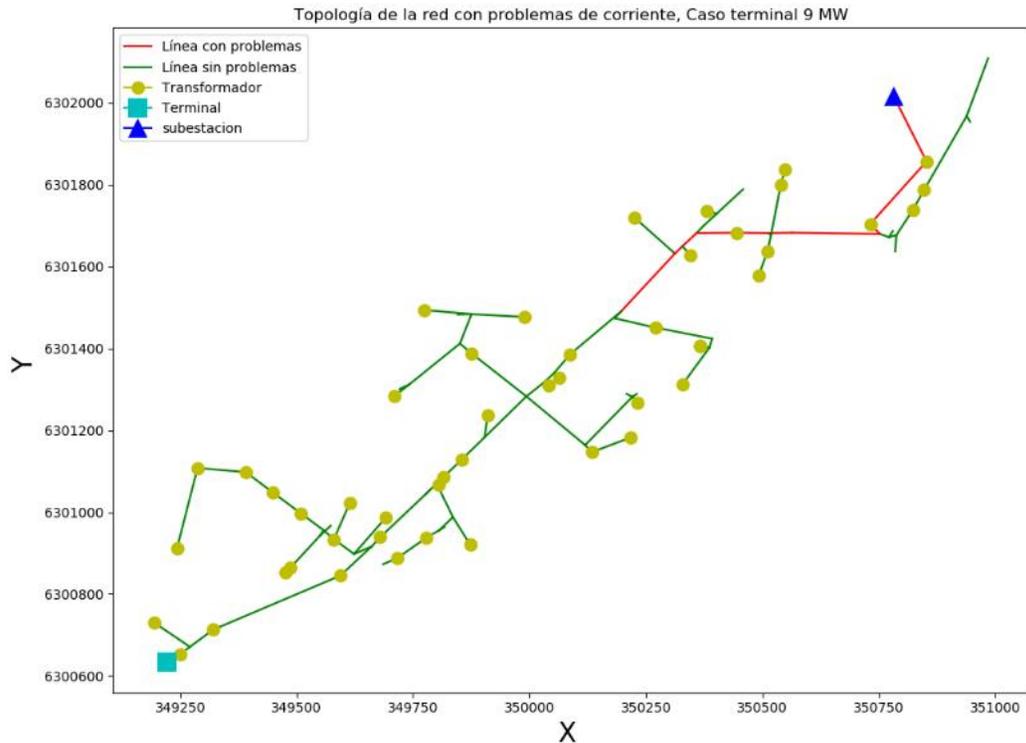


Figura 5.34: Topología de la red y visualización de problemas de corriente.

Finalmente, es importante hacer énfasis que estos resultados son sólo indicativos. Esto, debido a que los resultados obtenidos dependen de la red, en particular de su topología y sus parámetros técnicos: reactancias, resistencias, largos de línea, donde se ubican los consumos, características de los consumos, etc. Para poder realizar un análisis más concluyente en cuanto a este tópico, correspondería analizar distintas redes de media tensión para determinar qué tipo de redes son más o menos propensas a presentar problemas, y en función de aquello establecer un criterio para determinar en qué tipo de redes podría instalarse directamente un terminal de carga de buses. Otro posible enfoque sería realizar el análisis directamente sobre las redes y alimentadores de la zona en que se encuentre cada uno de los terminales, con esto la conclusión sería aún más definitiva. Con todo, si es posible concluir que, dependiendo de la demanda de los terminales, si pudiera ser posible que estos se conectarán directamente a la red (en el caso particular de esta red esto es un hecho hasta los 2,55 [MW]), y por ende considerar este enfoque como alternativa viable podría tener un buen potencial.

En vista de lo presentado anteriormente, los cálculos realizados para los alimentadores exclusivos desde las subestaciones a los terminales de carga de buses representan una cota superior a los costos de la infraestructura de distribución producto de la electrificación total de la flota del Transantiago.

Capítulo 6: Conclusiones y trabajos futuros

6.1. Conclusiones

Este trabajo aporta como principal contribución el desarrollo de un modelo de gestión de carga y diseño de alimentadores de distribución para determinar los impactos de una electrificación del transporte público de Santiago. Esto se aborda desde la perspectiva económica, de sistema eléctrico y del sistema de transporte. Para ello, se tomó como punto de partida el modelo de gestión de carga desarrollado en la memoria “*Electrificación del transporte público de Santiago*” [16], y se trabajaron dos aspectos para su continuación: desagregar el modelo de gestión de carga teniendo en cuenta los terminales de cada unidad de negocio y arreglar el problema de *switching*, que consiste en la forma oscilante de los perfiles obtenidos en dicho trabajo. Estos dos aspectos constituyen una mejora del modelo debido a que permiten representar de manera más exacta el fenómeno de carga de los buses. Adicionalmente, el modelo de diseño de alimentadores logró determinar los costos por infraestructura en alimentadores de distribución para los potenciales terminales de carga de buses eléctricos, a través de la minimización de costos de inversión y pérdidas.

En relación con la mejora del modelo de gestión de carga, se han añadido restricciones que permiten representar la distribución espacial de la carga de los buses en los distintos terminales, mientras que para resolver el *switching* se añade una etapa que resuelve un problema de optimización con variables binarias (MILP). En esta línea, se ha observado que una vez aplicado este modelo se obtienen perfiles de carga con una potencia máxima mayor a que antes de ejecutar el modelo para continuidad de carga, debido a que se han añadido restricciones adicionales al problema, a costa de obtener perfiles de carga más realistas y por ende resultados más fiables.

Con respecto a los resultados particulares del modelo de gestión de carga, se ha podido validar su capacidad de minimizar costos operacionales, a través de encontrar el óptimo entre pagos por potencia y energía. Se observa que en todos los casos el modelo limita las compras de potencia, y particularmente las de potencia punta, entre las 18:00 y 23:00 horas. Además, en el peor caso analizado la flota (compuesta por 6.441 buses en operación para los días estudiados) supondría una demanda máxima de alrededor de 170 [MW], correspondiente a un 1,5% de la demanda máxima del SEN actualmente, y no presentaría un problema mayor para el sistema de generación, producto de que éste se encuentra sobre instalado.

En cuanto a los distintos casos simulados, las diferencias de los resultados entre ellos siguieron la misma tendencia para todas las etapas del modelo. Se observa que al disminuir la condición inicial y final del estado de carga (caso 3 y 4 con respecto al caso 1 y 2), el modelo arrojó más expediciones con falla, menores potencias máximas y finalmente menores costos de inversión en los alimentadores. Esto ha sido atribuido al hecho de que el modelo parte con una condición inicial menor de energía, lo que explica directamente que haya más buses con falla, además de que los operadores deben distribuir la carga durante todo el día, y en consecuencia se obtienen menores potencias máximas de carga para dichos casos. A su vez, esto se traduce en costos de inversión menores, producto de que se requieren conductores eléctricos con menor capacidad de transporte

en general, que son más económicos. Sin embargo, la posibilidad de tener expediciones con problemas en estos casos es mayor.

Por otro lado, al comparar los casos con la misma condición de estado de carga pero distinto precio de energía (caso 1 v/s 2 y caso 3 v/s 4) se observa como los costos operacionales disminuyen drásticamente cuando el costo de la energía es menor. En particular, al disminuir los precios de energía en un 66% la reducción los costos operacionales fue en promedio de un 60%. Este hecho entrega un auspicioso panorama a futuro, ya que simula el hecho de que los contratos de energía de los operadores del transporte público se pacten con empresas ERNC.

En cuanto al modelo de diseño de alimentadores, en base a la metodología planteada se observó como algunas subestaciones podrían tener que concentrar una gran cantidad de terminales. En particular, 4 subestaciones primarias quedan con una capacidad disponible menor a 2[MW] (luego de asumir la conexión de los terminales de carga), y producto de su ubicación algunas subestaciones primarias tendrían que albergar hasta 6 puntos de carga de buses, lo que resultaría en que con la capacidad que disponen actualmente no sea suficiente para abastecer a dichos terminales, y por ende sea necesario realizar adecuaciones en ellas, considerando la demanda de los terminales a conectar.

En cuanto a los costos de inversión obtenidos en infraestructura, se determinó que ante una electrificación del transporte público sería necesario invertir a lo más aproximadamente 2.850 millones de pesos en alimentadores de distribución, bajo las condiciones aquí modeladas. Es importante destacar que este valor corresponde a una cota superior, puesto que se considera que se diseñan alimentadores exclusivos para abastecer los puntos de carga (terminales) de los buses. Con respecto a los resultados particulares de las unidades de negocio, se determinó que la unidad n°3 y n°7 serían las que tendrían que realizar la mayor y menor inversión respectivamente, producto de la cantidad de terminales que poseen y las características de su flota, siendo la unidad n°3 la que posee la mayor cantidad de terminales (16) y la que posee la segunda flota más grande (1217 buses), mientras que la unidad n°3 es la que posee la menor cantidad de terminales (6) y la flota más pequeña (473 buses).

Luego, se estudió para una red de media tensión genérica hasta que tamaño de terminales (en demanda eléctrica) estos se podrían conectar directamente a la red, sin la necesidad de construir alimentadores especialmente dedicados para ello, lo que disminuiría los costos de inversión. Para la red simulada, la inclusión de terminales desde los 2,55[MW] presentaron problemas de voltaje y desde los 4,5[MW] problemas de corriente. Por lo tanto, para terminales con poca demanda esta podría ser una opción viable, aunque el análisis depende de las características de las redes en que estos se encuentren, por lo que un estudio más detallado en este aspecto es recomendado.

Desde el aspecto regulatorio, es importante empezar a analizar que estrategias serán las más adecuadas para implementar la electrificación total del transporte público. Por ejemplo, desde el punto de vista de tarificación es necesario definir de qué manera se recaudarán los costos asociados a la infraestructura de carga de los buses eléctricos aquí expuestos. Un posible esquema sería traspasarlos a través del valor agregado de distribución, producto de que corresponderían a activos de las empresas de distribución, mientras que otra alternativa sería cobrarlos a través de la tarifa del sistema de transporte.

Por otro lado, los esquemas de tarificación también deben reflejar los beneficios y externalidades positivas asociados a la electrificación del transporte público, esto es un menor costo de operación del sistema, menor impacto ambiental, reducción de la contaminación acústica, etc. Con todo, se deben realizar los estudios adecuados, evaluando el impacto de cada una de las distintas alternativas sobre los usuarios, el sistema eléctrico, el sistema de transporte, y todos los agentes involucrados en general.

Finalmente, se destaca la potencial contribución medioambiental de la electrificación del transporte público, a través de la reducción de emisiones a nivel local, producto de que los vehículos eléctricos no emiten localmente emisiones. Por otro lado, para asegurar su impacto positivo a nivel global, es necesario que la energía abastezca a los buses eléctricos provenga de tecnologías que no generen emisiones, como pueden ser las ERNC. Para ello, establecer contratos con empresas generadoras como las simuladas en este trabajo podría ser un buen estándar a nivel de política pública. Además, según lo presentado en el Marco Conceptual debe tenerse en consideración que impulsar la electrificación del transporte público es clave para impulsar a su vez otros sectores de la electromovilidad, ya que permite disminuir barreras de información, demostrar experiencias exitosas, establecer buenas prácticas, entre otros aspectos.

6.2. Trabajos Futuros

El desarrollo de este trabajo deja planteadas una serie de posibles extensiones o mejoras que pueden ser futuras líneas de investigación para ampliar el modelo aquí realizado o bien abordarlo desde otras dimensiones. Las principales líneas serían:

- Considerar los viajes desde los puntos de inicio o término de las expediciones a los terminales. Este es un punto particularmente desafiante en términos de modelación, ya que en la práctica los buses no siempre van hacia los terminales una vez que han terminado los recorridos. Luego, añadir esto podría implicar tener que asignar variables de decisión que determinen si es necesario realizar esos viajes. En el sentido de la modelación, esto implica añadir más variables binarias al problema, aumentando su complejidad.
- Sensibilizar el horizonte de tiempo aquí estudiado. Esto se puede lograr simulando otros días del año, pero también extendiendo el horizonte de simulación. Para lo último, y dado que el modelo de optimización binario aquí planteado se ejecuta para cada terminal, podrían ejecutarse cada uno de los submodelos en distintos computadores simultáneamente, de manera de acortar el tiempo de simulación.
- Evaluar de manera más detallada el impacto que generaría la electrificación del transporte público en el sistema de generación y transmisión. Esto se podría realizar incorporando al modelo de despacho las curvas de carga aquí presentadas, para luego asegurar rigurosamente que el sistema eléctrico está adaptado para la electrificación de la flota, y de lo contrario, cuantificar el impacto.
- Incorporar distintas potencias disponibles de carga, de acuerdo con las tecnologías disponibles. En particular, para este trabajo solamente se ha considerado 150[kW] como potencia máxima de carga.
- Con los perfiles y demandas máximas aquí obtenidos por terminal, analizar la posibilidad de reducir la cifra estimada de costos de inversión en

infraestructura de distribución aquí entregada. Para esto, analizar la inclusión de terminales con poca demanda en las redes de media tensión ya existentes que correspondan, ejecutando los flujos de potencia y verificando que se cumplan las restricciones técnicas necesarias establecidas por la norma.

- Si es posible recopilar la información, contrastar los resultados aquí obtenidos con las experiencias de recorridos y terminales que ya han sido electrificados.
- Incorporar los costos de la infraestructura y activos de los elementos que aquí no se han estudiado. Por ejemplo: transformadores de distribución, adecuaciones en las subestaciones, cargadores eléctricos, buses eléctricos, entre otros. Para ello, considerar las tecnologías disponibles en el mercado y dimensionar óptimamente cada uno de los elementos, de manera que los resultados sean lo más verídico posibles.
- En línea con lo anterior, incorporar a través de un flujo de caja todos los costos, de manera de poder determinar la recuperación y factibilidad de inversiones, lo cual podría ser un insumo sustancial para atraer a potenciales inversionistas del sistema de transporte público metropolitano.
- Empezar a idear y analizar el impacto de distintas estrategias desde el punto de vista regulatorio. Por ejemplo, algunas preguntas que podrían surgir:
 - ¿Cuál sería la mejor manera de incorporar los costos asociados a la electrificación del transporte en las tarifas de los usuarios?
 - ¿Como elaborar mecanismos de indexación asociados a que el energético del sector ya no será el diésel?
 - ¿Como incentivar a las futuras empresas operadoras a que sean eficientes en su operación?
 - ¿De qué forma podrían recopilarse las buenas experiencias y establecer buenas prácticas en base a la electrificación del transporte pública, de manera de impulsar otros sectores hacia la electromovilidad?

Bibliografía

- [1] NASA National Aeronautics and Space Administration., “Global Climate change effects,” 2019. .
- [2] Gobierno de Chile, “Plan de Acción Nacional de de Cambio Climático 2017-2022,” 2016.
- [3] P. Eickemeier *et al.*, *Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. 2014.
- [4] Ministerio de Energía, “Balance Nacional de Energía,” 2018.
- [5] Ministerio de Energía, “Energía 2050. Política Energética de Chile.,” 2017.
- [6] Comisión Nacional de Energía, “dataset Energía Abierta.” [Online]. Available: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>.
- [7] G. de Chile, “Presidente Piñera presentó plan para cerrar todas las centrales energéticas a carbón para que Chile sea carbono neutral,” 2019. [Online]. Available: <https://www.gob.cl/noticias/presidente-pinera-presento-plan-para-cerrar-todas-las-centrales-energeticas-carbon-para-que-chile-sea-carbono-neutral/#>.
- [8] Ministerio de Energía, “Plataforma Nacional de electromovilidad,” 2019. [Online]. Available: <http://energia.gob.cl/electromovilidad>.
- [9] Ministerio de Energía, “Ruta Energética 2018-2022,” 2018.
- [10] P. G. Pereirinha *et al.*, “Main Trends and Challenges in Road Transportation Electrification Main Trends and Challenges in Road d Transportation Electrification,” *Transp. Res. Procedia*, vol. 33, pp. 235–242, 2018.
- [11] La Tercera, “Red sumará nueva flota de buses eléctricos para rebajar emisiones,” 2019. [Online]. Available: <https://www.latercera.com/nacional/noticia/flota-electrica-de-transantiago-sumara-408-buses-este-ano-y-licitacion-aun-no-tiene-fecha-precisa/686524/>.
- [12] BYD, “Presentación flota de buses eléctricos BYD Chile,” 2019. [Online]. Available: <http://movelatam.org/wp-content/uploads/2019/09/20190830-EV-Buses-BYD-Chile.pdf>.
- [13] ANAC, “Asociación Nacional Automotriz de Chile.” [Online]. Available: <https://www.anac.cl>.
- [14] INE, “Estadísticas de permisos de circulación,” 2018. [Online]. Available: <https://www.ine.cl/estadisticas/economia/transporte-y-comunicaciones/permiso-de-circulacion/parque-de-vehiculos>.
- [15] M. Apablaza, “Estudio de Impactos en la red de distribución MT de la adopción

residencial masiva de paneles fotovoltaicos y vehículos eléctricos,” Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico, Universidad de Chile, Santiago, 2017.

- [16] J. P. Arnés, “Electrificación del transporte público de Santiago,” Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico, Universidad de Chile, Santiago, 2019.
- [17] A. Gschwender, M. Munizaga, and C. Simonetti, “Research in Transportation Economics Using smart card and GPS data for policy and planning : The case of Transantiago,” *Res. Transp. Econ.*, pp. 1–8, 2016.
- [18] Comisión Nacional de Energía, “Anuario estadístico de energía 2018,” 2018.
- [19] Ministerio del Medio Ambiente, “Tercer Informe Bienal de Actualización de Chile sobre cambio climático,” 2018.
- [20] Comisión Nacional de Energía, “Norma técnica de seguridad y calidad de servicio,” Santiago, Chile, 2015.
- [21] wikipedia PACO colaborador, “Simplified scheme of the system of electrical power.” [Online]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Redelectrica2.png>.
- [22] “Sitio web Coordinador Eléctrico Nacional.” [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/>.
- [23] Ministerio de Energía, “Generación bruta mensual SEN.” [Online]. Available: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/246084/generacion-bruta-mensual-sen/>.
- [24] W. Brokering and R. Palma, *Los Sistemas Eléctricos de Potencia*. Prentice Hall, 2008.
- [25] Biblioteca del Congreso Nacional, “Aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la ley general de servicios eléctricos,” 2006.
- [26] Comisión Nacional de Energía, “Tarificación Eléctrica.” [Online]. Available: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>.
- [27] Biblioteca del Congreso Nacional, “Decreto 4T,” 2018. [Online]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1122953>.
- [28] Comisión Nacional de Energía, “Norma técnica de Calidad de Servicio para sistemas de distribución.,” 2017.
- [29] A. Navarro, “Planificación de redes de distribución: Aproximación vía Clustering, diagramas de Voronoi y búsqueda Tabú,” 2007.
- [30] Ministerio de Energía, “Guía para la Electromovilidad,” 2018.
- [31] Institute for energy research, “The Afterlife of Electric Vehicles: Battery Recycling and Repurposing,” 2019. [Online]. Available:

<https://www.instituteforenergyresearch.org/renewable/the-afterlife-of-electric-vehicles-battery-recycling-and-repurposing/>.

- [32] IEA, “Global EV Outlook 2019,” 2019.
- [33] Ministerio de Energía, “Factores de emisión, energía abierta.,” 2019. [Online]. Available: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/factor-de-emision-sic-sing/>.
- [34] IEA, “Electric Vehicles Initiative.” [Online]. Available: <https://www.iea.org/programmes/electric-vehicles-initiative>.
- [35] Revista Electricidad, “El mapa de los puntos de carga para la electromovilidad en Chile,” 2019. [Online]. Available: <http://www.revistaei.cl/2019/06/03/el-mapa-de-los-puntos-de-carga-para-la-electromovilidad-en-chile/>.
- [36] COPEC, “Copec Voltex.” [Online]. Available: <https://ww2.copec.cl/voltex#red-voltex>.
- [37] Diario Puerto Varas, “Primer punto de carga autos eléctricos,” 2019. [Online]. Available: <http://diariopuertovaras.cl/primer-punto-carga-autos-electricos/>.
- [38] “Llegan a Chile 100 nuevos buses eléctricos que se sumarán a Red Metropolitana de Movilidad,” *Rev. Electr.*, 2019.
- [39] J. Clairand, P. Guerra-terán, and X. Serrano-guerrero, “Electric Vehicles for Public Transportation in Power Systems : A Review of Methodologies,” pp. 1–22, 2019.
- [40] “Amsterdam Airport Schiphol launches clean-air bus fleet,” *I amsterdam*, 2018.
- [41] R. ElectroMOV, “Llegan a 386 los buses eléctricos que operan en el transporte público de Santiago,” 2019. [Online]. Available: <http://www.electromov.cl/2019/10/15/llegan-a-386-los-buses-electricos-que-operan-en-el-transporte-publico-de-santiago/>.
- [42] BYD, “Infografía bus BYD K9FE.” [Online]. Available: <https://en.byd.com/bus/>.
- [43] Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, “Informe de Gestión 2018.”
- [44] Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, “Directorio de transporte público Metropolitano.” [Online]. Available: <http://www.dtpm.cl/>.
- [45] Biblioteca del Congreso Nacional, “Decreto N°122,” 1991.
- [46] DTPM, “No Title,” 2017. [Online]. Available: <http://www.dtpm.cl/archivos/Bus Estandar del Sistema de Transporte de Santiago VF.pdf>.
- [47] P. Sinhuber, W. Rohlf, and D. U. Sauer, “Conceptional Considerations for Electrification of Public City Buses,” *2010 Emobility - Electr. Power Train*, pp. 5–9, 2010.
- [48] C. H. Häll, A. A. Ceder, J. Ekström, and N. Quttineh, “Adjustments of public transit

- operations planning process for the use of electric buses,” *J. Intell. Transp. Syst.*, vol. 0, no. 0, pp. 1–15, 2018.
- [49] D. Muñoz, “Programación del Horario de salidas y asignación de buses para un alimentador del transantiago,” Tesis para optar al grado de magister, Universidad de Chile, 2014.
- [50] A. Ceder, *Public Transit planning and Operation*. Butterworth-Heinemann, 2007.
- [51] D. Steen and L. A. Tuan, “Impacts of fast charging of electric buses on electrical distribution systems,” vol. 2017, no. June, pp. 2350–2353, 2017.
- [52] M. Rogge, S. Wollny, and D. U. Sauer, “Fast Charging Battery Buses for the Electrification of Urban Public Transport—A Feasibility Study Focusing on Charging Infrastructure and Energy Storage Requirements,” pp. 4587–4606, 2015.
- [53] M. Mohamed, H. Farag, N. El-taweel, and M. Ferguson, “Simulation of electric buses on a full transit network : Operational feasibility and grid impact analysis,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 142, pp. 163–175, 2017.
- [54] R. Leou and J. Hung, “Optimal Charging Schedule Planning and Economic Analysis for Electric Bus Charging Stations,” *Energies*, vol. 10, no. 4, p. 483, 2017.
- [55] “Anexo: Unidades de Red.” [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Anexo:Unidad_1_de_Red.
- [56] Revista Electricidad, “Casi el 100% de los desarrollos en distribución se realizan con cables protegidos,” 2018. [Online]. Available: <http://www.revistaei.cl/informes-tecnicos/casi-100-los-desarrollos-distribucion-se-realizan-cables-protegidos/>.
- [57] L. L. Grigsby, *Electric Power Generation, Transmission, and Distribution*, Third Edit. CRC Press, 2012.
- [58] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, Second Edi. CRC Press, 2014.
- [59] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, Fourth Edi. CRC Press, 2018.
- [60] INECON, “Informe Final Estudio VAD Área Típica ATD1,” 2016.

Capítulo 7: Anexos

7.1. Anexo B: Inventario de Conductores

Tabla 7.1: Inventario de conductores, elaboración propia a partir de lo expuesto en la Sección 4.4.3.

cudn	R0	R1	X0	X1	ampacidad	VU(\$/km)
CLAHAL3A033000	1.060927	0.912879	1.864449	0.252408	194.8	\$ 5,906,736
CLAHAL3C050000	0.750548	0.6025	1.805183	0.262459	253.6	\$ 6,024,960
CLAHAL3A050000	0.750548	0.6025	1.851395	0.239354	253.6	\$ 6,024,960
CLAHAL3A053000	0.716444	0.568396	1.849564	0.237523	263.2	\$ 6,024,960
CLAHAL3A070000	0.578405	0.430357	1.840824	0.228783	314.2	\$ 5,088,635
CLAHAL3C070000	0.578405	0.430357	1.794613	0.251888	314.2	\$ 7,440,342
CLAHAL3C071000	0.572344	0.424296	1.794167	0.251443	317.1	\$ 7,793,633
CLAHAL3A095000	0.465153	0.317105	1.83123	0.219189	381.8	\$ 8,857,154
CLAHAL3A107000	0.42959	0.281542	1.827492	0.215451	412.0	\$ 11,506,180
CLAHAL3C120000	0.39909	0.251042	1.777679	0.234955	443.3	\$ 9,588,377
CLAHAL3A150000	0.348882	0.200833	1.81688	0.204839	511.4	\$ 11,042,040
CLAHAL3C150000	0.348882	0.200833	1.770668	0.227944	511.4	\$ 11,042,040
CLAHAL3A185000	0.310886	0.162838	1.810291	0.19825	585.0	\$ 6,575,897
CLAHAL3C185000	0.310886	0.162838	1.76408	0.221355	585.0	\$ 10,625,220
CLAHAL3C186000	0.310011	0.161962	1.76391	0.221186	587.0	\$ 9,939,500
CLAHAL3A236000	0.275697	0.127648	1.802642	0.190601	683.9	\$ 16,588,867
CLAHAL3A300000	0.248465	0.100417	1.795103	0.183062	798.0	\$ 11,597,220
CLAHAL3C300000	0.248465	0.100417	1.748892	0.206168	798.0	\$ 11,673,415
CLAHAL3C301000	0.248131	0.100083	1.748787	0.206063	799.7	\$ 11,691,884

7.2. Anexo C: Requerimientos de potencia por terminal,

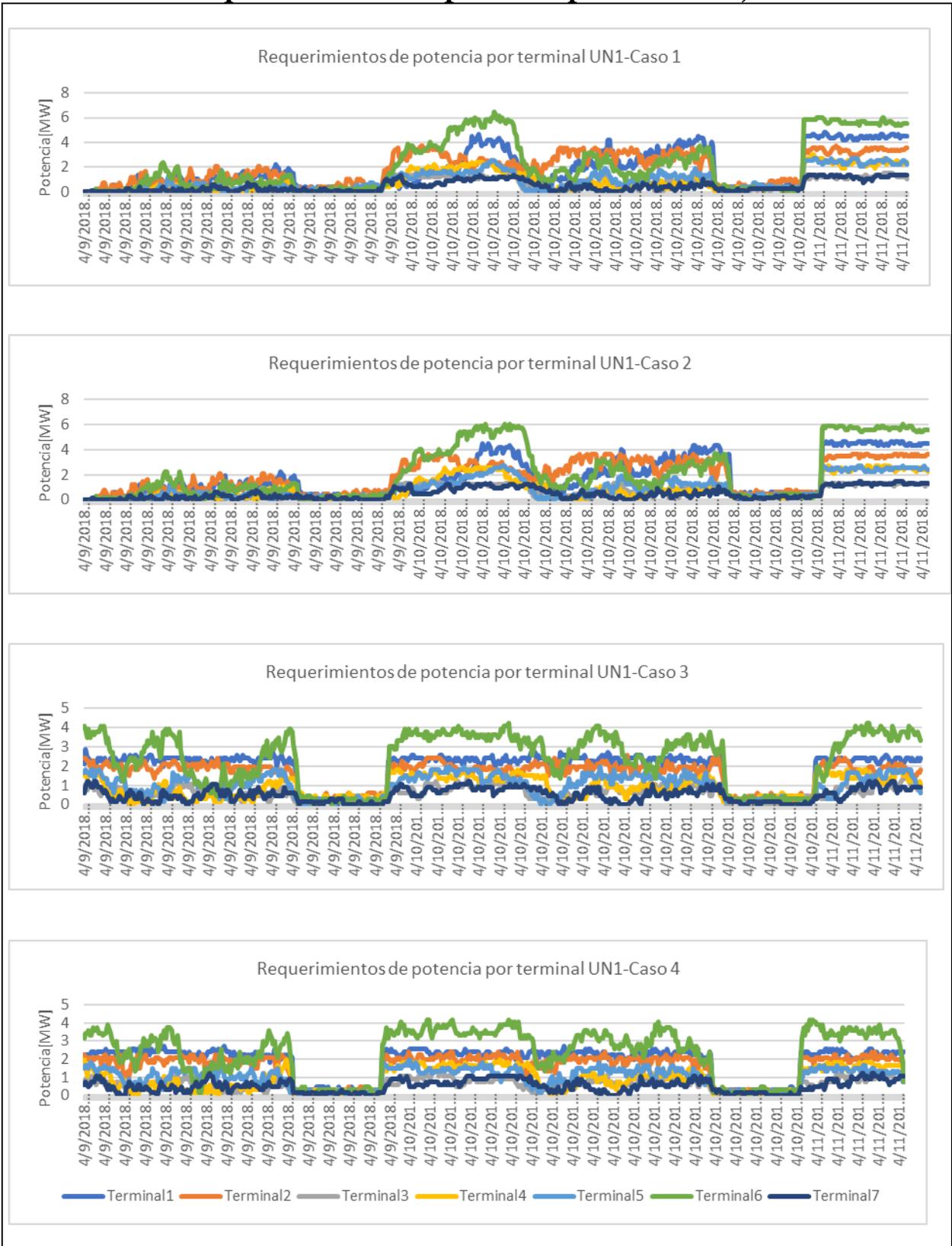


Figura 7.1: Unidad de Negocio 1

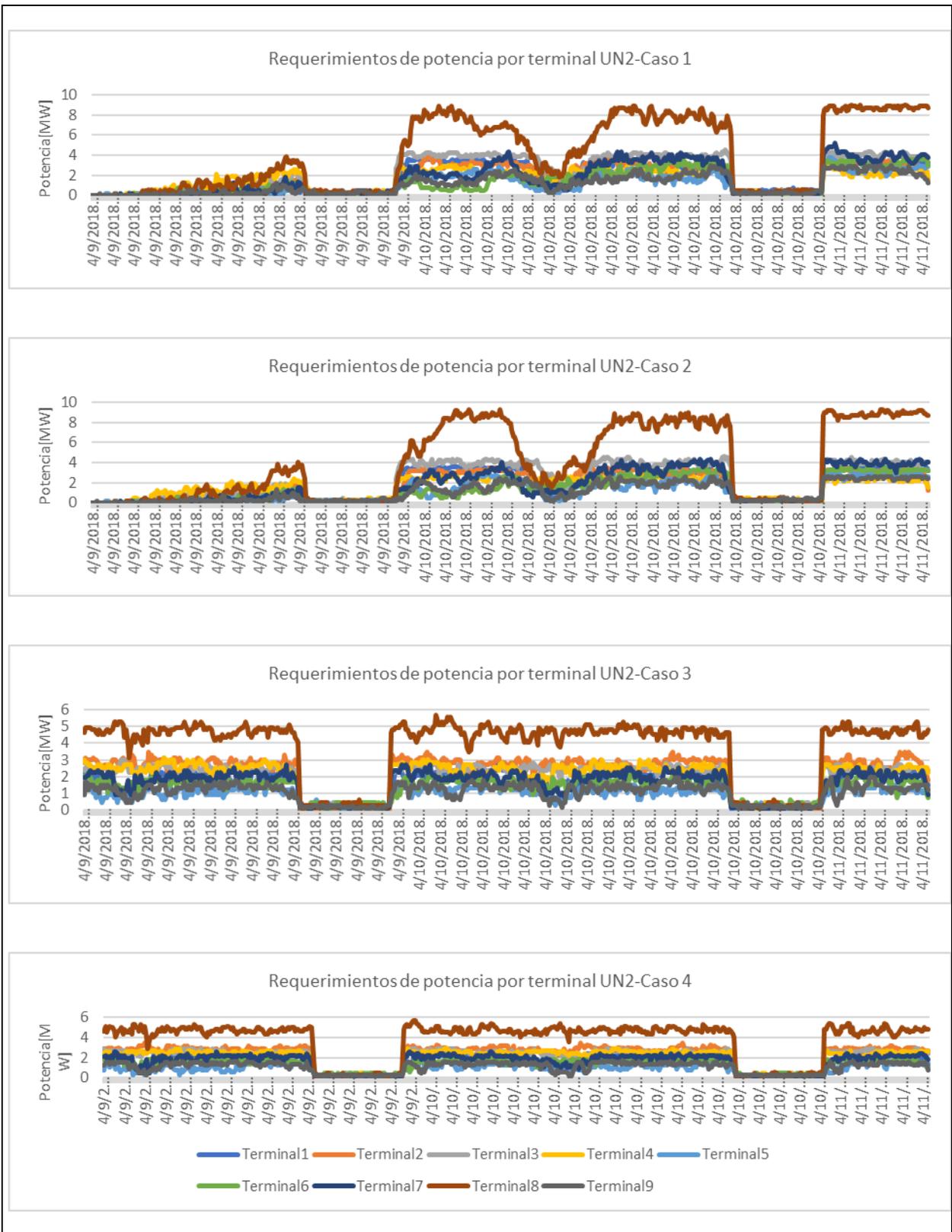


Figura 7.2: Unidad de Negocio 2

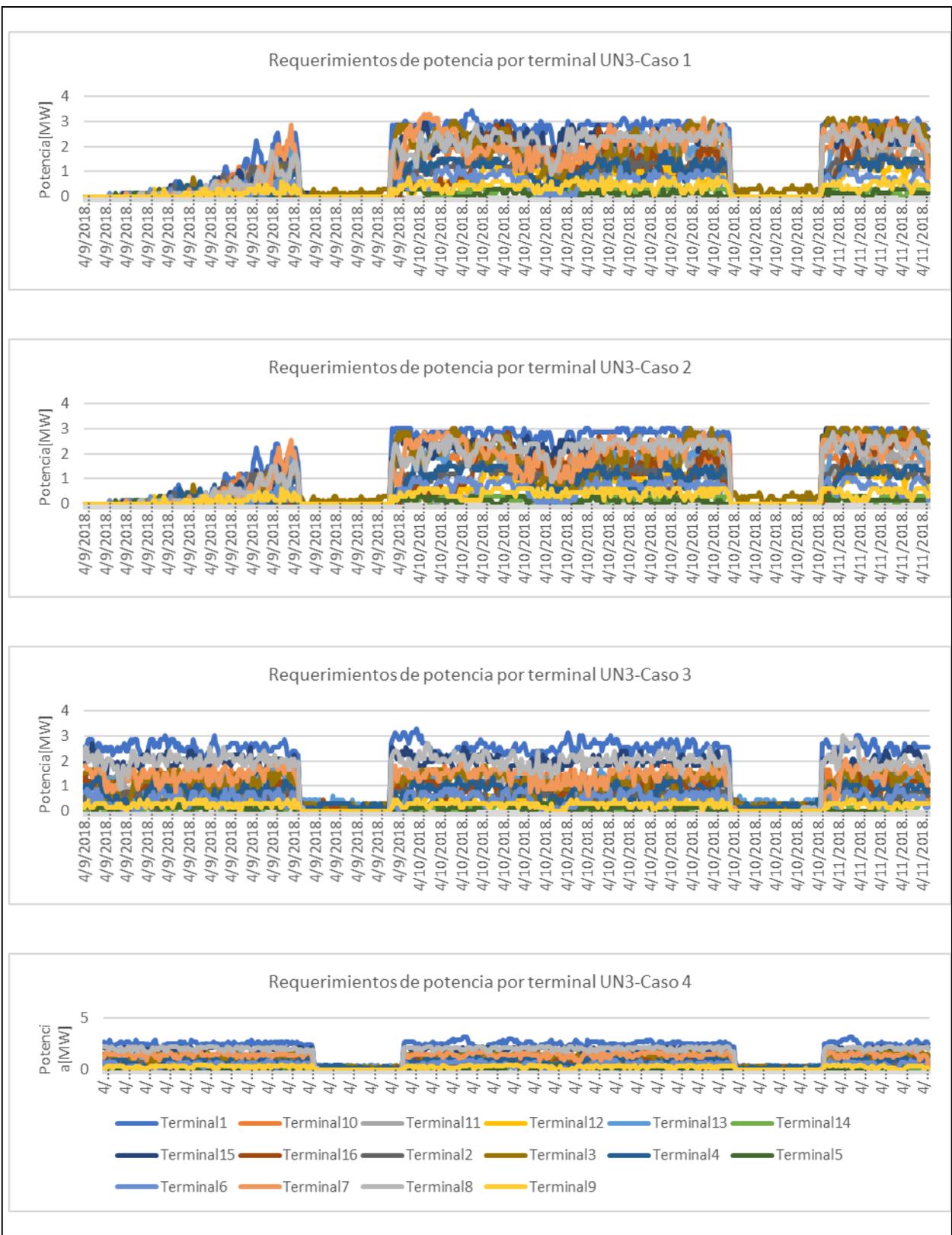


Figura 7.3: Unidad de Negocio 3

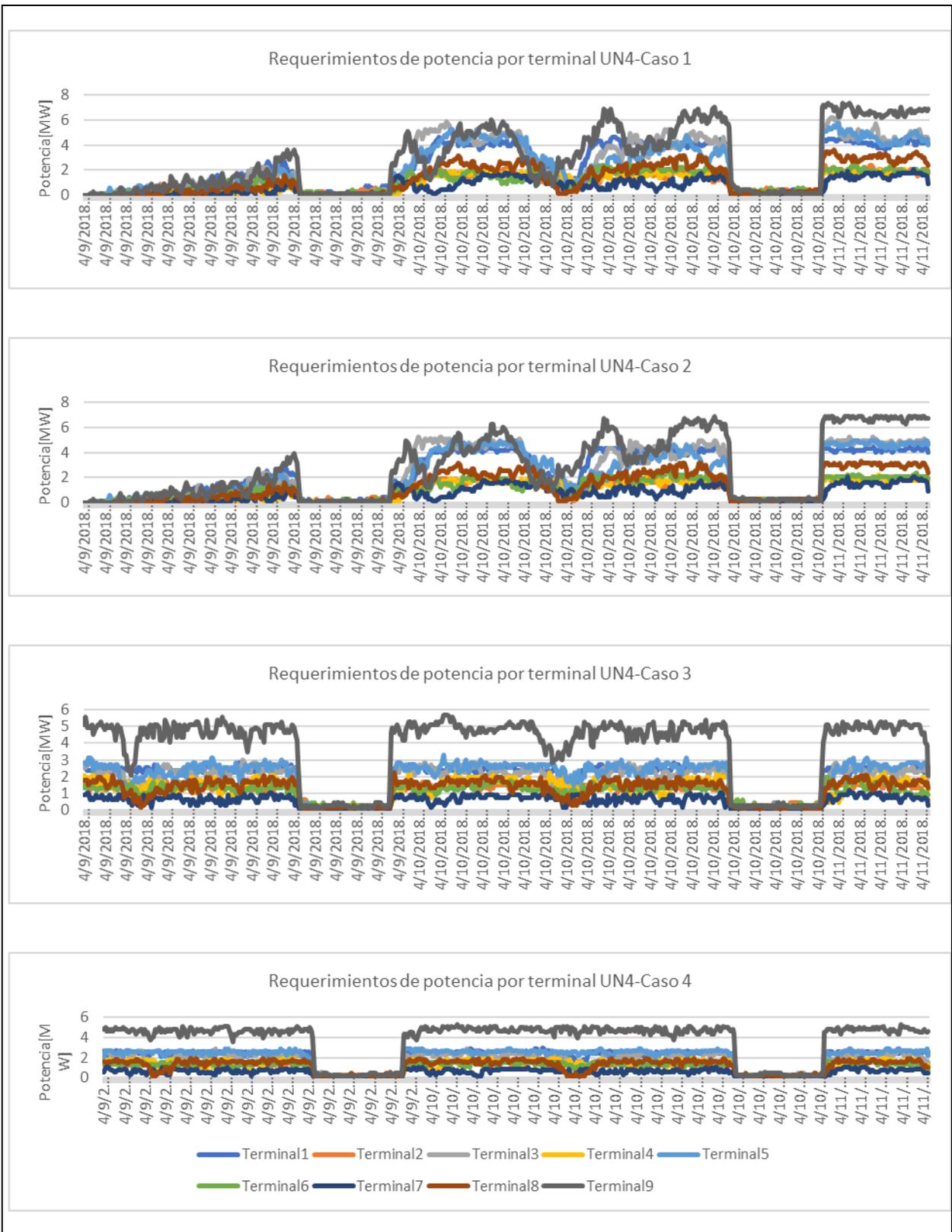


Figura 7.4: Unidad de Negocio 4.

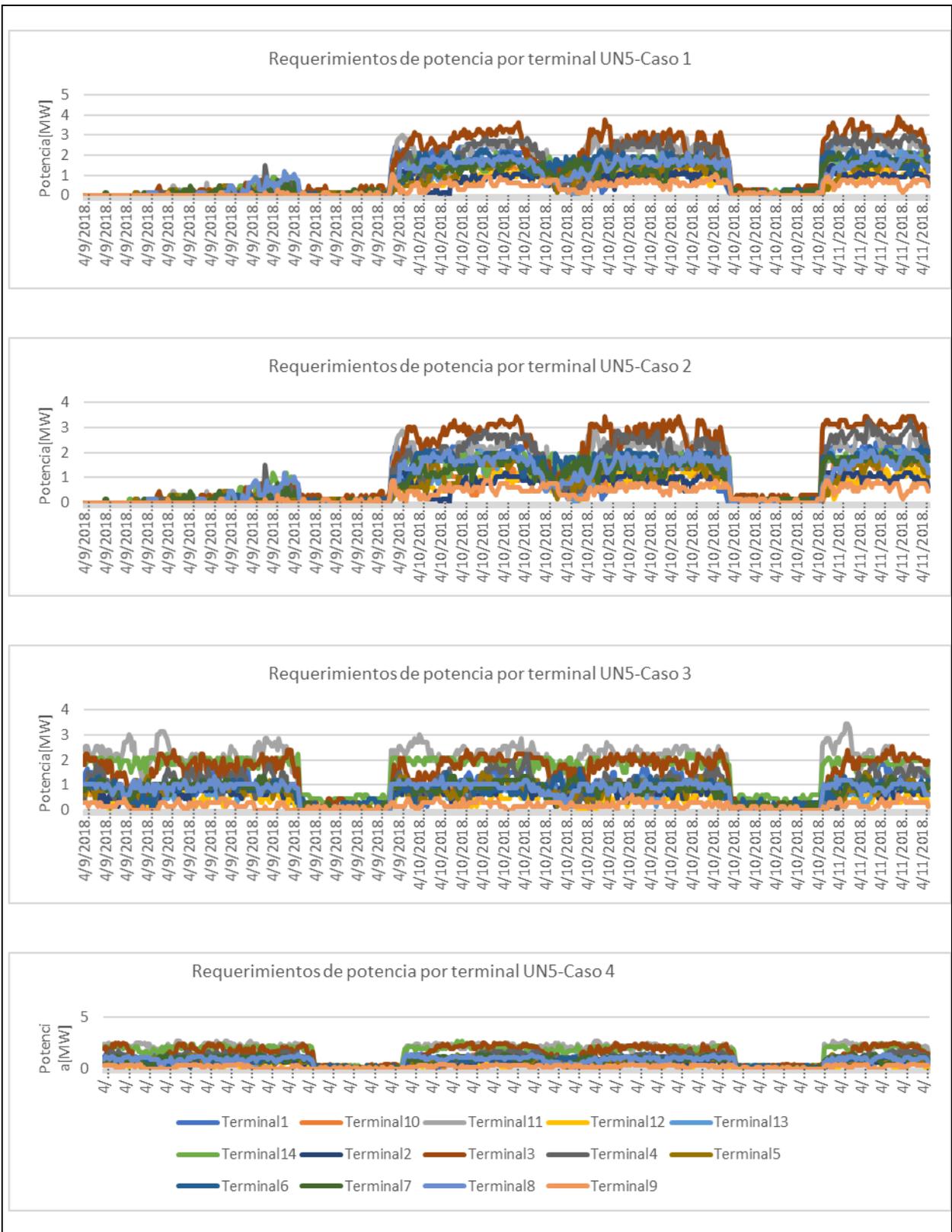


Figura 7.5: Unidad de Negocio 5

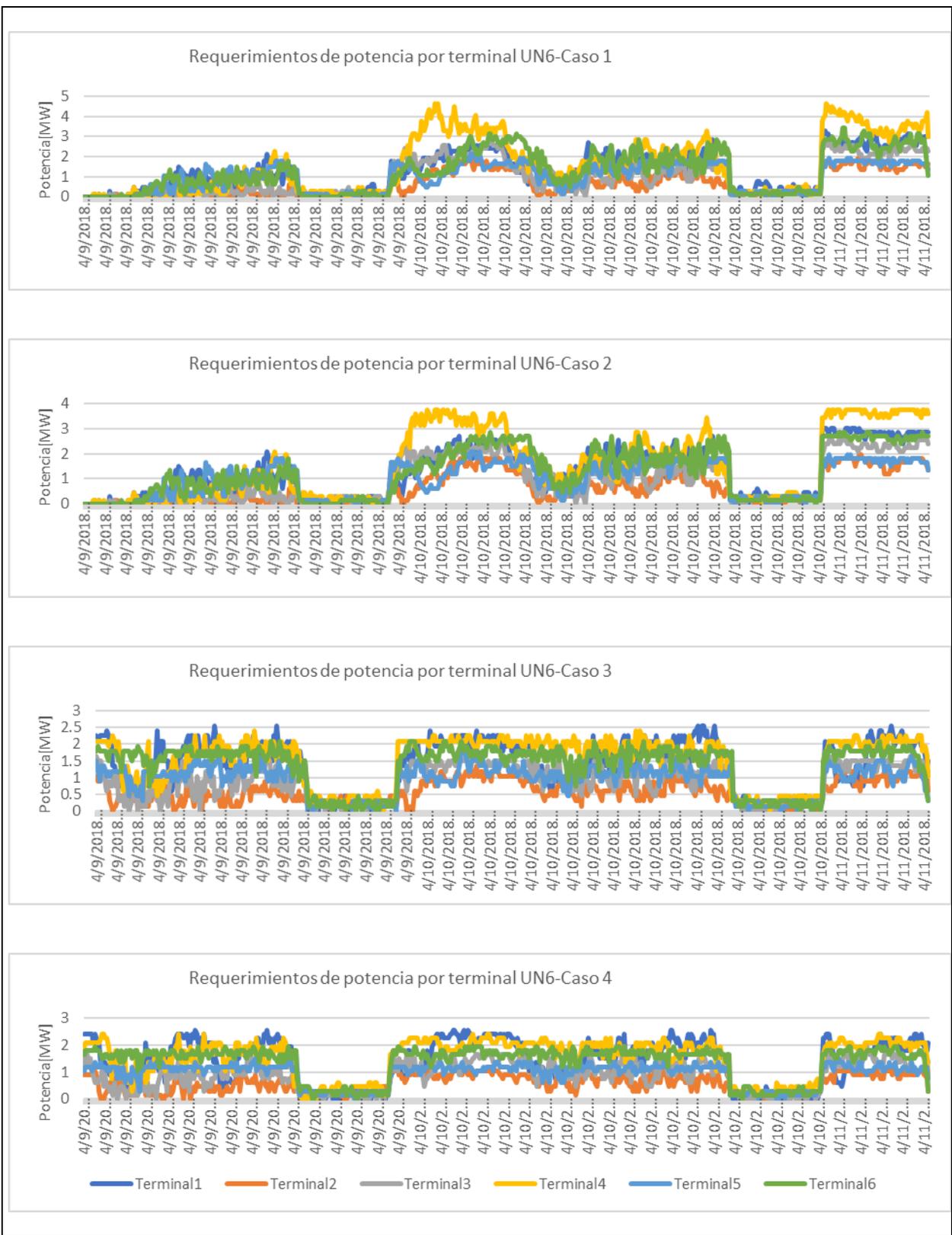


Figura 7.6: Unidad de Negocio 6.

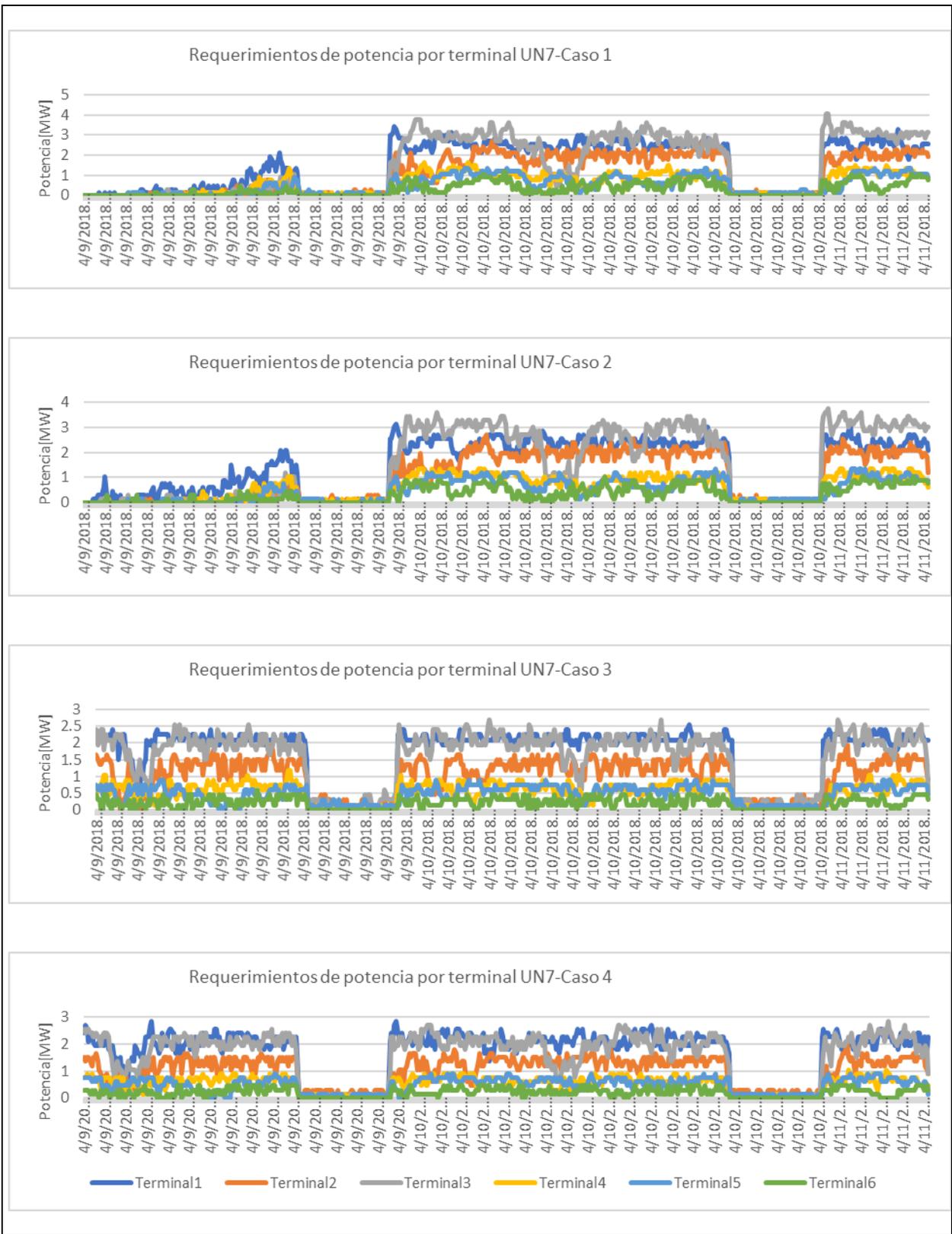


Figura 7.7: Unidad de Negocio 7.