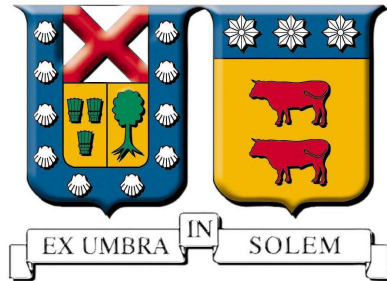

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso - Chile



**“Impacto en el sistema eléctrico de
distribución producto del uso de centros de
carga rápida para vehículos eléctricos”**

Juan José Astudillo Espinoza

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

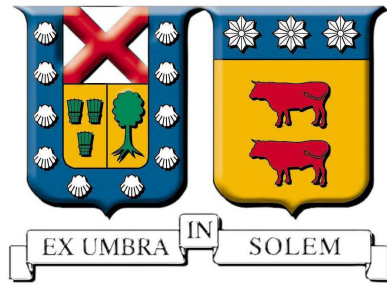
Profesores Guía

Dr. Esteban Gil Sagas

Dr. Alejandro Angulo Cardenas

Valparaíso, Octubre 2018

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso - Chile



**“Impacto en el sistema eléctrico de
distribución producto del uso de centros de
carga rápida para vehículos eléctricos”**

Juan José Astudillo Espinoza

2018

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución.

*Un hombre del pueblo de Neguá,
en la costa de Colombia,
pudo subir al alto cielo;
A la vuelta contó.
Dijo que había contemplado,
desde allá arriba,
la vida humana.
Y dijo que somos un mar de fueguitos.
El mundo es eso –reveló–.
Un montón de gente,
un mar de fueguitos.
Cada persona brilla con luz propia entre todos los demás.
No hay dos fuegos iguales.
Hay fuegos grandes y fuegos chicos y fuegos de todos colores.
Hay gente de fuego sereno que ni se entera del viento,
y gente de fuego loco que llena el aire de chispas.
Algunos fuegos, fuegos bobos no alumbran ni queman;
pero otros arden la vida con tantas ganas
que no se puede mirarlos sin parpadear,
y quien se acerca, se enciende.
Eduardo Galeano*

Agradecimientos

En primera instancia quisiera agradecer a mi familia, específicamente a mis padres, por siempre estar presentes, entregarme sus valores y ayudarme en el camino de la perseverancia, sin dudas este logro es para ustedes. A mi hermana Valentina y mi sobrino Blas, por enseñarme lo que significa el amor y mostrarme perspectivas distintas a mi realidad. A mí tía Oriana y mi prima Oriana por ser mi segunda familia.

En segunda instancia quiero agradecer a mis amistades, todos ustedes de mundos distintos me han ayudado a formar mi opinión y desarrollar la persona que soy hoy en día. Lo importante en la vida es conocer opiniones distintas a la de uno y tolerar como aceptar la opinión de los demás.

Por último, pero no menor, a mis profesores del departamento por compartir e instruir durante estos años, especialmente al profesor Esteban Gil por servir de guía y compartir de su conocimiento para terminar este trabajo, además al profesor Alejandro Angulo por su buena disposición frente a los alumnos, y ayudarme a terminar este proceso. Además agradecer al proyecto Fondecyt 1151270 y al Proyecto basal FB008, Advanced Center for Electrical and electronic Engineering, AC3E por colaborar a realizar este trabajo.

Índice General

Índice de contenidos	I
Índice de figuras	VI
Índice de tablas	IX
Resumen	1
Abstract	3
1. Introducción	5
1.1. Motivación	5
1.2. Objetivos	6
1.2.1. Objetivo principal	6
1.2.2. Objetivos específicos	6
1.3. Alcance	6
1.4. Estructura del documento	6
2. Fundamentos teóricos	8
2.1. Vehículos Eléctricos	8
2.1.1. Tipos de vehículos eléctricos	9
2.1.1.1. Características de los vehículos eléctricos puros (Battery electric vehicle BEV)	9
2.1.1.2. Características de los vehículos híbridos enchufables (Plug hybrid electric vehicle, PHEV)	9

2.1.2.	Vehículos eléctricos potenciales de entrar al mercado	10
2.1.2.1.	Vehículos eléctricos con opción de carga rápida	11
2.1.3.	Factores determinantes para la inserción masiva del vehículo eléctrico	11
2.2.	Baterías de los vehículos eléctricos	13
2.2.1.	Tipos de baterías	13
2.2.2.	Característica de carga y descarga de las baterías	14
2.3.	Carga de vehículos eléctricos	15
2.3.1.	Modos de carga	16
2.3.1.1.	Modo 1, Carga estándar	16
2.3.1.2.	Modo 2, Carga semirápida	16
2.3.1.3.	Modo 3, Carga rápida	16
2.3.2.	Protocolos de carga	17
2.3.2.1.	Estándar SAE J1772	17
2.3.2.2.	Estándar CHAdeMO	18
2.3.3.	Efectos de la carga de vehículos eléctricos en la demanda eléctrica del sistema .	18
2.3.3.1.	Carga nocturna como estrategia de inserción masiva de carga	18
2.3.3.2.	Demanda máxima del sistema	20
2.3.4.	Efectos de la carga de los vehículos eléctricos en la infraestructura del sistema eléctrico de distribución	21
2.4.	Diseño de un centro de carga rápida	23
2.4.1.	Concepto de estaciones de carga rápida	25
2.4.1.1.	Arquitectura para barra común en AC	25
2.4.1.2.	Arquitectura para barra común en DC	26
3.	Metodología	27
3.1.	Modelo de Monte Carlo para obtención del perfil de carga de centros de carga rápida .	27
3.1.1.	Introducción	27
3.1.2.	Metodología para obtener el perfil de carga de los centros de carga rápida . . .	29
3.1.3.	Cálculo iterativo para la flota de vehículos eléctricos	33

3.1.4.	Parámetros de modelación	34
3.1.5.	Casos de estudio	37
3.1.5.1.	Caso estudio estándar	37
3.1.5.2.	Aumento del porcentaje de penetración de vehículos eléctricos	37
3.1.5.3.	Variación de usuarios con opción de carga lenta domiciliaria	38
3.1.5.4.	Caso estudio desfavorable	38
3.1.5.5.	Aumento de las distancias recorridas	39
3.2.	Armónicos de corriente y la normativa en Chile	40
3.2.1.	Índice de evaluación	40
3.2.2.	Normativa en Chile	40
3.2.3.	Otras normativas	41
3.3.	Tarifas alta tensión para clientes regulados aplicado a los centros de carga	43
3.3.1.	Tarifas reguladas para clientes de alta tensión	44
3.3.1.1.	Tarifa AT2	44
3.3.1.2.	Tarifa AT3	44
3.3.1.3.	Tarifas AT4	44
3.3.1.4.	Tarifa AT5	45
4.	Resultados	46
4.1.	Perfil de carga para centros de carga rápida en la región Metropolitana	46
4.1.1.	Caso estudio estándar	46
4.1.2.	Aumento de la penetración de vehículos eléctricos	49
4.1.3.	Variación de usuarios con opción de recarga domiciliaria	51
4.1.4.	Caso estudio desfavorable	53
4.1.5.	Aumento de las distancias recorridas	55
4.2.	Centros de carga rápida y distorsión armónica	58
4.2.1.	Niveles de los prototipos en el mercado	58
4.2.2.	Soluciones para control de armónicas	58
4.3.	Tarifas de clientes regulados aplicados al perfil de carga del caso estudio estándar	59

4.3.1. Cargo asociados a las tarifas de clientes regulados	60
4.3.1.1. AT2, AT3	60
4.3.1.2. AT4.1, AT4.2, AT4.3	62
4.3.1.3. AT5	64
4.3.2. Comparación de tarifas	65
5. Conclusiones	68
5.0.1. Trabajo futuro	70
Anexo Anexos	70
Anexo A. Resumen Ejecutivo	72
A.0.1. Metodología	72
A.0.1.1. Modelo de Monte Carlo para obtención del perfil de carga de centros de carga rápida	73
A.0.1.2. Armónicos de corriente y la normativa en Chile	75
A.0.1.3. Tarifas de alta tensión para clientes regulados	76
A.0.2. Resultados	76
A.0.2.1. Perfil de carga para centros de carga rápida en la región Metropolitana	77
A.0.2.2. Centros de carga rápida y distorsión armónica	81
A.0.2.3. Tarifas de clientes regulados aplicados al perfil de carga del caso estudio estándar	82
A.0.3. Conclusiones	84
Anexo B. Obtención de los parámetros de simulación	86
B.1. Escenario de referencia	86
B.2. Flota de vehículos eléctricos	89
Anexo C. Escenario de movilidad	91
C.1. Cantidad de vehículos por caso de estudio	93
Anexo D. Cálculo de la energía promedio de carga	95

Anexo E. Subestaciones que alimentan el sistema de distribución	97
Anexo F. Energía diaria promedio demandada 2017-2043	99
F.1. Proyección de demanda 2017-2037	99
F.2. Proyección de demanda 2037-2043	100
Anexo G. Datos de fabricantes de distintos centros de carga rápida	103
Anexo H. Tarifas de alta tensión de la concesionaria del sistema de distribución	106
H.1. Precios unitarios para la región en estudio	106
H.1.1. AT2 y AT3	108
H.1.2. Tarifas AT4	109
H.1.2.1. AT4.1	109
H.1.2.2. AT4.2 y AT4.3	109
H.1.3. AT5	110

Índice de figuras

2.1. Consumo final por sector en Chile en TCal (Fuente: CNE [1]).	8
2.2. Esquema de funcionamiento de los diferentes tipos de vehículos eléctricos (Fuente: El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución (2011) [2]).	10
2.3. Factores de determinación de demanda y mercado del VE (Fuente: Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago, 2013 [3]).	12
2.4. Ejemplo de algoritmo de tres etapas para la recarga de una batería de litio (Fuente: El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución (2011) [2]).	15
2.5. Curva de duración de carga (Fuente: Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago, 2013 [3]).	19
2.6. Desplazamiento horario de la carga de los VE (Fuente: Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago, 2013 [3]).	20
2.7. Aumentos de demanda máxima esperada en países de Europa (Fuente: Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago, 2013 [3]).	21
2.8. Ejemplos de cargadores rápidos comerciales (Fuente: Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago, 2013 [3]).	22
2.9. Posibles ubicaciones de los puntos de carga (Fuente: Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago, 2013 [3]).	23
2.10. Tiempos de carga hasta el 80 % de su batería para distintos tamaños de vehículos (Fuente: Ultra-Fast DC-Charge Infrastructures for EV-Mobility and Future Smart Grids (2010) [4]).	24
2.11. Arquitecturas de centros de carga (Fuente: Charging Architectures for Electric and Plug-In Hybrid Electric Vehicles (2017) [5]).	25
2.12. Arquitectura típica con barra en DC, incluyendo una microred con almacenamiento y generación (Fuente: Charging Architectures for Electric and Plug-In Hybrid Electric Vehicles (2017) [5]).	26

3.1. “Curva de Demanda Diaria” ficticia, con acercamiento al entorno de la demanda máxima. (Fuente: SectorElectricidad [6]).	28
3.2. Diagrama de flujo del procedimiento de definición de perfil de carga de estaciones de carga rápida. (Fuente: Aggregated Electric Vehicles load profiles with Fast Charging Stations (2014) [7]).	32
3.3. Diagrama de flujo del procedimiento de definición de perfil de carga de estaciones de carga rápida. (Fuente: Aggregated Electric Vehicles load profiles with Fast Charging Stations (2014) [7]).	33
3.4. Proyección del crecimiento de penetración de vehículos eléctricos . (Fuente: Elaboración propia con datos de ”Proyecto de planificación energética de largo plazo” [8]).	37
3.5. Composición de la tarifa regulada	43
4.1. Perfil de carga considerando 20 % penetración de vehículos eléctricos y 70 % de usuarios con carga lenta en sus casas	47
4.2. Energía diaria demandada según tipo de día contemplado en la simulación	47
4.3. Perfil de carga de los centros de carga rápido en la ciudad de Santiago para un día laboral y día de fin de semana	48
4.4. Perfil de carga para distinta penetración de vehículos eléctricos	50
4.5. Perfil de carga para distinto porcentaje de usuarios con opción de carga a nivel domiciliario	52
4.6. Perfiles de carga para alta penetración de VE con distinto porcentaje de usuarios con opción de recarga domiciliaria y perfil de carga del caso estudio estándar	54
4.7. Perfiles de carga caso estándar con escenario: a) Aumento distancias recorridas. b) Aumento distancias recorridas y disminución de usuarios con opción de carga lenta	56
4.8. Perfil de carga para un centro de carga individual	60
4.9. Esquema de medición para medidor con diferenciador horario (Fuente: Empresas Eléctricas A.G [9]).	62
4.10. Comparación de los cargos tarifarios de las tarifas AT aplicado a un centro de carga individual	67
A.1. Diagrama de flujo del procedimiento de definición de perfil de carga de estaciones de carga rápida	74
A.2. Perfil de carga considerando 20 % penetración de vehículos eléctricos y 70 % de usuarios con carga lenta en sus casas	77
A.3. Perfil de carga para distinta penetración de vehículos eléctricos	78
A.4. Perfil de carga para distinto porcentaje de usuarios con opción de carga a nivel domiciliario	79

A.5. Perfiles de carga para alta penetración de VE con distinto porcentaje de usuarios con opción de recarga domiciliaria y perfil de carga del caso estudio estándar	80
A.6. Perfiles de carga caso estándar con escenario: a) Aumento distancias recorridas. b) Aumento distancias recorridas y disminución de usuarios con opción de carga lenta . . .	81
A.7. Perfil de carga para un centro de carga individual	82
A.8. Comparación de los cargos tarifarios de las tarifas AT aplicado a un centro de carga individual	84
B.1. Distribución de viajes con propósito laboral. a)Domingo b)Sábado c)Día laboral . (Fuente: Encuesta de “Origen y Destino, 2012” [10]).	88
B.2. Distribución de viajes con otros propósito de viaje. a)Domingo b)Sábado c)Día laboral . (Fuente: Encuesta de “Origen y Destino, 2012” [10]).	88
C.1. Creación del escenario de referencia para la simulación	91
C.2. Definición de flota de vehículos eléctricos pequeños	92
E.1. Acercamiento al Sistema Eléctrico Nacional al área específica de Santiago de Chile . . .	97
E.2. SS/EE que componen el sistema de distribución y las SS/EE que le suministran energía . .	98
G.1. Centro de carga rápida ABB	103
G.2. Centro de carga rápida DELTA	104
G.3. Centro de carga rápida INGEREV	104
G.4. Centro de carga rápida LAFON	105
G.5. Centro de carga rápida SCHNEIDER ELECTRIC	105

Índice de tablas

2.1. Potenciales vehículos de entrar al mercado con opción de carga rápida (Fuente: Elaboración propia con datos de [11]).	11
2.2. Características técnicas de las diferentes tecnologías de batería (Fuente: El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución (2011) [2]).	13
2.3. Ratios de carga de una batería (Fuente: El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución (2011) [2]).	14
2.4. Modos de carga para VE/PHEV, dado por [12]	16
2.5. Configuraciones de carga SAE y clasificación. Parámetros tomados para un BEV de 25 kWh, con $SoC_{inicial} = 20\%$, y $SoC_{final} = 80\%$. En caso de PHEV, una batería de 10 kWh, y puede comenzar a cargarse con 0% SOC. [13]	17
3.1. Principales variables usados para definir el escenario de movilidad en la Región Metropolitana (Fuente: Aggregated Electric Vehicles load profiles with Fast Charging Stations (2014) [7]).	30
3.2. Características técnicas de las tres categorías de vehículos eléctricos (Fuente: Aggregated Electric Vehicles load profiles with Fast Charging Stations (2014) [7]).	31
3.3. Distribución de vehículos, conductores y tiempos de estacionado (Fuente: Elaboración propia con datos de [14] [10] [7]).	35
3.4. Velocidad y distancias recorridas en vehículo en Santiago (Fuente: Elaboración propia con datos de [10]).	35
3.5. Estados de carga inicial y límite para los vehículos eléctricos (Fuente: Elaboración propia con datos de [7]).	36
3.6. Parámetros adicionales para la simulación del perfil de carga (Fuente: Elaboración propia con datos de [7]).	36
3.7. Cantidad de vehículos para distintas penetración de vehículos eléctricos	38
3.8. Cantidad de vehículos según disponibilidad de carga lenta a nivel domiciliario	38
3.9. Cantidad de vehículos para escenario desfavorable	39

3.10. Parámetros de la modelación al aumentar la distancia recorrida	39
3.11. Máxima Distorsión Armónica de Corriente en el Sistema Eléctrico, expresada como % del valor de Corriente Máxima de Carga a frecuencia fundamental	41
3.12. Maxima distorsión armónica de corriente en porcentaje de I_L fijados en IEC 61000-3-12	42
4.1. Energía diaria demandada según disponibilidad de carga domiciliaria	48
4.2. Aumento de carga al aplicar la demanda máxima a las subestaciones que entregan energía al sist. de distribución	49
4.3. Demanda diaria de energía de concesionaria distribución y conjunto de CCR	49
4.4. Aumento de carga al aplicar la demanda máxima producto del uso de centros de carga rápida para distinto nivel de penetración de vehículos eléctricos	51
4.5. Energía diaria demandada por concesionaria y el conjunto de CCR para distinta pene- tración de vehículos eléctricos	51
4.6. Aumento de carga al aplicar la demanda máxima para distintos porcentaje de usuarios con carga a nivel domiciliario	53
4.7. Energía diaria demandada por concesionaria y el conjunto de CCR para distinta por- centaje de usuarios con carga lenta	53
4.8. Demanda máxima y energía diaria demandada producto del uso de CCR para distintos escenarios crecimiento	54
4.9. Aumento del factor de carga al aplicar la demanda máxima para distintos crecimientos con alta penetración de vehículos eléctricos	55
4.10. Demanda máxima y energía diaria demandada por los CCR frente a escenarios de aumento en las distancias recorridas	57
4.11. Aumento del factor de carga producto de la demanda máxima frente a escenarios de aumento en las distancias recorridas	57
4.12. Distorsión armónica de corriente a plena potencia de salida para distintos prototipos de CCR	58
4.13. Cálculo de demanda promedio para el Horario Punta	61
4.14. Cargo por Transporte de Electricidas y Energía para un centro de carga rápida individual	61
4.15. Cargos por potencia para tarifa AT2 y AT3 para un centro de carga rápida individual	62
4.16. Cargo por Transporte de Electricidas y Energía para un centro de carga rápida individual	63
4.17. Cargo por potencia de tarifa AT4.1 para centro de carga individual	63
4.18. Cargo por potencia de tarifa AT4.2 para centro de carga individual	64

4.19. Cargo por potencia de tarifa AT4.3 para centro de carga individual	64
4.20. Cargo por Transporte de Electricidad y Energía para un centro de carga rápida individual	65
4.21. Cargo por potencia de tarifa AT5 para centro de carga individual	65
4.22. Costo total de operación de un centro de carga rápida individual aplicando tarifas AT2 y AT3	65
4.23. Costo total de operación de un centro de carga rápida individual aplicando tarifas AT4.2 y AT4.3	66
4.24. Costo total de operación de un centro de carga rápida individual aplicando la tarifa AT5	66
4.25. Costos totales para un centro de carga rápida individual aplicado a tarifas de clientes regulados en AT	66
A.1. Máxima Distorsión Armónica de Corriente en el Sistema Eléctrico, expresada como % del valor de Corriente Máxima de Carga a frecuencia fundamental	76
A.2. Distorsión armónica de corriente a plena potencia de salida para distintos prototipos de CCR	82
A.3. Costo total de operación de un centro de carga rápida individual aplicando tarifas AT2 y AT3	83
A.4. Costo total de operación de un centro de carga rápida individual aplicando tarifas AT4.2 y AT4.3	83
A.5. Costo total de operación de un centro de carga rápida individual aplicando la tarifa AT5	83
A.6. Costos totales para un centro de carga rápida individual aplicado a tarifas de clientes regulados en AT	84
B.1. Distancias de viaje de la gente de Santiago [km]	87
B.2. Cantidad de viajes según periodo de viaje	87
B.3. Distancias de viaje en [km] aplicado al modelo de Montecarlo	87
B.4. Capacidad y consumo de las baterías (Fuente: Aggregated Electric Vehicles load profiles with Fast Charging Stations (2014) [7]).	89
B.5. Propósitos de viaje para usuarios de automoviles	89
B.6. Cantidad de trabajadores full/part time en la region Metropolitana	90
B.7. Promedio y desviación estándar de los horarios de salida de los viajeros	90
B.8. Velocidades promedio de viaje en la región Metropolitana [km/h]	90

C.1. Escenario de movilidad para el escenario de referencia	92
C.2. Cantidad de vehículos para cada categoría del escenario de movilidad	94
D.1. Energía de recarga promedio al utilizar CCR para cada categoría	95
F.1. Proyección de demanda de clientes libres y regulados para empresa concesionaria ENEL Distribución	100
F.2. Proyección de energía anual (GWh) y energía diaria promedio (MWh) demandada . .	101
F.3. Proyección de tasas de crecimiento para ENEL Distribución período 2017-2037	102
F.4. Proyección de energía diaria promedio demandada (MWh) para el periodo 2038-2043 .	102
H.1. Tarifa alta tensión AT2	106
H.2. Tarifa alta tensión AT3	107
H.3. Distintas tarifas alta tensión AT4	107
H.4. Tarifa alta tensión AT5	108

Resumen

En el presente estudio se analiza el impacto que es causado al sistema eléctrico de distribución por parte de centros de carga rápida (CCR) para vehículos eléctricos. El impacto se estudia desde tres enfoques distintos. En primer lugar, se dimensiona la energía y cuantifica el perfil de demanda para los CCR en la región Metropolitana bajo distintos escenarios, en segundo lugar, se homologan los prototipos de centro de carga utilizados en el mercado con los estándares del nivel armónicos de corrientes fijados en la normativa chilena y por último se aplica a un perfil de carga de uno de los escenarios obtenidos las tarifas de clientes regulados en alta tensión.

La problemática emerge producto del surgimiento de los vehículos eléctricos, tecnología que va entrando al mercado y va en auge. Frente a la incertidumbre de los usuarios de quedarse sin carga en algún lugar remoto, nace la necesidad de utilizar centros de carga en puntos intermedios tales que sea factible realizar viajes de grandes trayectos, o eventualidades de que al no haber cargado el vehículo en la noche el estado de la batería se encuentre pronto a descargarse.

Con respecto al perfil de carga, es necesario un modelo probabilístico que emule la demanda producto de la gran aleatoriedad de las variables que influyen en la problemática. Se necesita definir un escenario de movilidad y se aplica un modelo de Monte Carlo a la flota de vehículos eléctricos (VE), donde se determina el momento en que se ven en la necesidad de recarga. Solo se estudian vehículos livianos y medianos, siendo excluidos vehículos pesados como camiones y buses. Se establecen distintos escenarios de estudio, mediante un análisis de sensibilidad a 3 variables específicas: la penetración de VE, porcentaje de usuarios con opción de carga lenta y las distancias recorridas por los conductores. Como resultado es obtenido la demanda por hora en un día expresada en términos de promedio y desviación estándar. Se aprecia que la disminución de usuarios con opción de carga lenta repercute en mayor medida en los resultados que el aumento de penetración de vehículos eléctricos. De los perfiles estudiados se obtiene que el aumento de carga en los transformadores que alimentan el sistema de distribución producto de aplicar la demanda máxima alcanza valores inferiores al 20 % en los distintos escenarios y la energía diaria no sobrepasa el 5 % de la energía demandada por el sistema de distribución. No se alcanzan valores críticos, sin embargo, se debe tener en cuenta ya que está acotado solo a vehículos livianos y medianos.

Con respecto al nivel de armónicos inyectados por los prototipos de CCR, los estándares fijados en Chile se basan en la norma 519-1992 IEEE. Diversos equipos cumplen con los niveles establecidos en la calidad de la energía en Chile al operar a plena potencia, siendo necesario un estudio más profundo al momento de su instalación de tal forma que se asegure el cumplimiento de la inyección de armónicos. Existen equipos que cumplen con otras normativas, que permiten otros niveles de distorsión, lo que requiere un análisis específico con mayor detalle.

Por último, respecto a las tarifas de clientes regulados en alta tensión, se aplica un perfil de demanda para un CCR individual con los datos obtenidos de uno de los casos de estudio (penetración de vehículos eléctricos del 20 % y un 70 % de usuarios con opción de carga lenta en su casa). Los costos

conseguidos sirven como referencia o punto de partida para dimensionar la magnitud que tendrá la operación de los centros de carga rápida al demandar la energía como clientes regulados, sin embargo es necesario emplear herramientas estadísticas más complejas para poder determinar con mayor exactitud el valor de estos. El mayor costo en todas las tarifas repercute en el cargo por energía, siendo un 70-80% del cobro total asociado a cada tarifa, seguido por el cargo por potencia alcanzando valores del 20%.

Nota: En el Anexo A se encuentra el resumen ejecutivo con una síntesis de la metodología y los principales resultados de este estudio.

Abstract

In the present study the impact caused to the electrical distribution system by the use of fast charging stations (FCS) for electric vehicles is analyzed. The impact is studied from three different approaches. First, energy is dimensioned and quantifies the demand profile for the FCS in the Metropolitan region under different scenarios. Second, the load center prototypes used in the market are homologated with the harmonics standards of fixed currents in the Chilean regulations. Finally, the tariffs of regulated customers in high voltage are applied to a load profile of one of the scenarios obtained.

The problem arises as a result of the emergence of electric vehicles, technology that is entering the market and is booming. Faced with the uncertainty of users running out of charge in some remote place, the need arose to use load centers at intermediate points such that it is feasible to make trips of long distances, or eventualities of not having loaded the vehicle at night, or the battery status being soon to be discharged.

With respect to the load profile, a probabilistic model is necessary to emulate the demand resulting from the great randomness of the variables that influence the problem. A mobility scenario needs to be defined and a Monte Carlo model is applied to the fleet of electric vehicles (EV), where the moment in which the need to recharge is determined. Only light and medium vehicles are studied, excluding heavy vehicles such as trucks and buses. Different study scenarios are established, through a sensitivity analysis to three specific variables: EV penetration, percentage of users with slow charge option and distances covered by drivers. As a result, the demand per hour in a day expressed in terms of average and standard deviation is obtained. It is appreciated that the decrease of users with the option of slow charge has a greater effect on the results than the increase of EV penetration. From the studied profiles it is obtained that the increase of load in the transformers that feed the distribution system when applying the maximum demand reaches values lower than 20% in the different scenarios and the daily energy does not surpass 5% of the energy demanded by the distribution system. Critical values are not reached. However, it must be taken into account since the analysis is limited only to light and medium vehicles.

With respect to the level of harmonics injected by the FCS prototypes, the standards set in Chile are based on the IEEE standard 519-1992. Various equipment complies with the levels established in the quality of energy in Chile when operating at full power, being necessary a deeper study at the time of installation in such a way that ensures compliance with the injection of harmonics. There are equipment that comply with other regulations, which allow other levels of distortion, which requires a specific analysis in greater detail.

Finally, respect to regulated customer in high voltage, a demand profile for an individual CCR is applied with the data obtained from one of the case studies (electric vehicle penetration of 20% and 70% of users with the option of slow charge at home). The costs obtained serve as a reference or starting point to measure the magnitude of the operation of the fast charging stations when demanding energy as regulated customers, however it is necessary to use more complex statistical tools to be able to determine with greater accuracy the value of these. The higher cost in all tariffs affects the energy

charge, being 70-80 % of the total charge associated with each tariff, followed by the power charge reaching values of 20 %.

Note: Annex A contains the executive summary with a synthesis of the methodology and the main results of this study.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Las baterías existentes en los vehículos eléctricos poseen autonomías que dan abasto para moverse dentro de una ciudad, lo que nos dice, cumplen con distancias operativas tales como ir al trabajo, moverse a la universidad, actividades de la vida diaria. Sin embargo, el conflicto comienza cuando se desea realizar trayectos de largas distancias. Frente a la incertidumbre de los usuario del vehículo eléctrico de quedarse sin carga en algún lugar remoto, surge la necesidad de utilizar centros de carga en puntos intermedios tales que sea factible realizar viajes de grandes trayectos, o frente a eventualidades de que no se haya cargado el vehículo en la noche, o el estado de la batería se encuentre pronto a descargarse. [15]

Un centro de carga rápida (CCR), también llamados electrolineras, se define para aquellos centros de carga de potencia nominal igual o superior a 50 kW. Estos centros de carga ofrecen poder cargar el 80 % del vehículo eléctrico (VE) en un tiempo menor a los 30 minutos. En estos centros usualmente se trabaja con corriente continua (DC), mediante protocolos de carga patentados como CHAdeMO, o CCS Combo, donde es posible trabajar sin disminuir el rendimiento y sacrificar en menor grado la vida útil de la batería [16]. Las tasas de carga más rápidas requieren un sistema de carga eléctrica de mayor potencia y una infraestructura capaz de soportar esta operación. [17]

Dentro de las problemáticas identificadas, la utilización de altas potencias requiere una evaluación y diseño de los reforzamientos y cambios que deben darse en la red, o eventualmente una reconfiguración del sistema de distribución sumado que la carga de vehículos eléctricos produce distorsiones armónicas en la red. [18]

Por ende, lo que se propone es analizar el impacto que causa usar centros de carga rápida en el sistema eléctrico de distribución, haciendo un dimensionamiento de la energía requerida a la red y si los prototipos que ya se venden en el mercado cumplen con la normativa que regula la calidad de la energía en Chile.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo principal

Esta propuesta forma parte de un programa de Memorias Multidisciplinarias donde surge la siguiente idea: la implementación de un centro de carga rápido para vehículos eléctricos, el cual debe ser una tecnología viable, que cumpla con estándares de calidad establecidos, de bajo costo y contribuya a la reducción de gases contaminante mediante la incorporación de energías limpias. Acotada esta idea, se plantea el objetivo principal de esta memoria el cual es analizar el impacto técnico causado en el sistema eléctrico de distribución producto del uso de centros de carga rápida para vehículos eléctricos.

1.2.2. Objetivos específicos

- Emular la demanda de los centros de carga rápida a través de un modelo de Monte Carlo.
- Dimensionar la energía y potencia requerida por el centro de carga rápida, mediante simulación de potenciales perfiles de carga producto de la conexión aleatoria de distintos vehículos eléctricos.
- Homologar características de centros de carga rápida con las condiciones impuestas en la normativa para garantizar la calidad de suministro en Chile.
- Determinar el esquema tarifario más conveniente para el centro de carga rápida considerando el pago de energía y potencia, según los perfiles de carga obtenidos.

1.3. Alcance

El alcance de este estudio es crear una método que permita emular la carga de los vehículos en los centros de carga rápida y poder extraer su perfil de carga frente a distintos escenarios planteados según la penetración de vehículos eléctricos, disponibilidad de usuarios con opción de carga lenta en sus domicilio y las distancias recorridas por los conductores. Adicionalmente, se busca contrastar los datos de fabricante de distintos prototipos de centros de carga rápida y ver su cumplimiento con los estándares fijados en la calidad de la energía en Chile. Por último aplicar tarifas de alta tensión para clientes regulados el perfil de carga obtenido.

1.4. Estructura del documento

Este estudio se divide en 5 capítulos que buscan de definir definir el impacto que tendrá el sistema de distribución el uso de centros de carga rápida para vehículos eléctricos. A continuación se presenta el detalle del presente estudio:

El capítulo 2 expone los fundamentos teóricos explicando sobre los vehículos eléctricos, las baterías para los vehículos junto a sus modos y protocolos de carga, por último el diseño de un centro de

carga rápida.

El capítulo 3 muestra la metodología utilizada para la realización de este estudio. Este capítulo se divide, en tres partes: Modelo de Monte Carlo para obtención del perfil de carga de centros de carga rápida, armónicos de corriente y la normativa en Chile y tarifas alta tensión para clientes regulados aplicado a los centros de carga.

El capítulo 4 presenta los resultados obtenidos para los distintos perfiles de carga en la región Metropolitana. Además, se homologan prototipos de centros de carga rápida que se encuentran en el mercado con la normativa Chilena en términos de distorsión armónica y se aplican las tarifas de clientes regulados a un perfil de carga específico.

Finalmente, el capítulo 5 muestra las conclusiones y análisis principales de este estudio.

En el Anexo A se presenta un resumen ejecutivo de este trabajo.

Capítulo 2

Fundamentos teóricos

2.1. Vehículos Eléctricos

El vehículo eléctrico (VE) es un concepto que nace de la preocupación de los problemas medioambientales, energéticos y sociales derivados del modelo de transporte urbano adquirido en la segunda mitad del siglo XX, con la generación del uso del vehículo particular como medio de transporte. Un cuarto de las emisiones de gases de efecto invernadero son producto al transporte, y este ocupa el 35 % del consumo energético en Chile. [1]

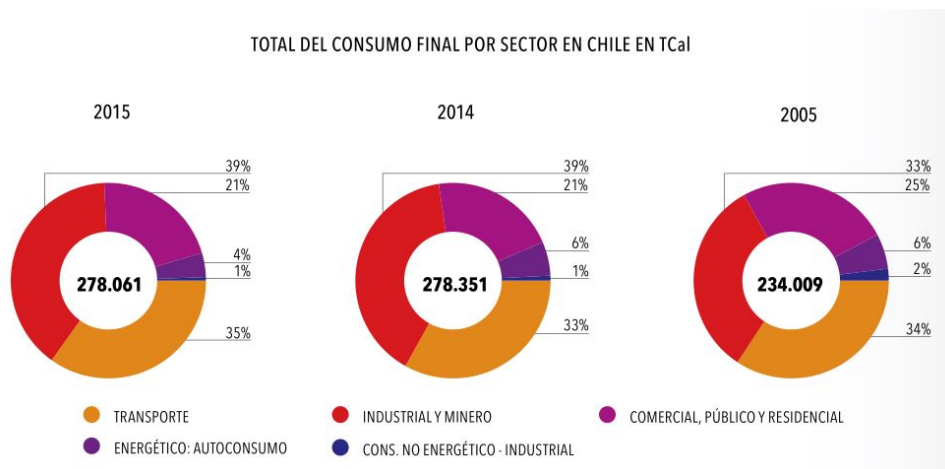


Fig. 2.1: Consumo final por sector en Chile en TCal (Fuente: CNE [1]).

Por tanto, la movilidad eléctrica es una vía para el ahorro tanto en términos económicos, ecológicos y de eficiencia energética al optimizar los recursos. Estos actuarán como agente normalizador de la demanda energética, promoviendo las redes inteligentes y catalizador de las energías renovables. Se debe tener en consideración que los vehículos eléctricos son incluso más antiguos que los actuales de combustión interna, pero no han podido competir con estos hasta el desarrollo de sistemas de almacenamiento de alta densidad. En esta competencia, aún el vehículo eléctrico necesita una ayuda

para suplir la diferencia de coste, auxilio que los gobiernos dan en forma de incentivos fiscales. A medida que se produzca una reducción de los costos de producción y de mejora de prestaciones, el vehículo eléctrico irá ganando terreno y su efecto en la red comenzará hacerse notar. [19]

2.1.1. Tipos de vehículos eléctricos

Existen diversos tipos de vehículos eléctricos patentados. Sin embargo aquellos que tienen la capacidad de conectarse a la red son los de importancia de estudio. A lo largo de este trabajo se utilizará el término VE para hacer referencia a los vehículos que tienen esta capacidad y constan de un sistema de baterías para almacenar la energía. Quedan excluidos vehículos autónomos dotados de ultra condensadores, pila de combustible o sistema de placas fotovoltaicas.

2.1.1.1. Características de los vehículos eléctricos puros (Battery electric vehicle BEV)

Los VE visto desde el área mecánica, son más sencillos que los de combustión interna, ya que consiste principalmente de un sistema de almacenamiento (batería) que alimenta a un motor eléctrico. En cambio los vehículos de combustión presentan mucho más componentes que están sometidos a desgaste. Se han utilizado distintos tipos de motores en la fabricación de VE, pero los que se han consolidado son los motores asincrónicos debido a su robustez y su sencillo mantenimiento

El inconveniente de estos VE es su limitada autonomía, la cual hoy alcanza valores sobre los 200 [km] [20]. Pese a ello, el alto desarrollo en la tecnología en fabricación de baterías está incrementando la autonomía de forma significativa y se espera que lo siga haciendo en los próximos años [21]. Como contrapartida, la principal ventaja es su independencia del petróleo como fuente de energía y la reducción de emisiones contaminantes debido a la movilidad ciudadana.

2.1.1.2. Características de los vehículos híbridos enchufables (Plug hybrid electric vehicle, PHEV)

Esta tecnología es una mezcla entre vehículos de combustión y eléctricos. Debido a la problemática mencionada sobre la autonomía, estos vehículos se perfilan como el más atractivo de la próxima generación de automóviles. Dentro de este tipo de vehículos es posible categorizar en tres tipos de configuraciones distintas: paralelo, serie y combinado, siendo las dos últimas susceptibles de ser conectadas a la red.

Vehículo híbrido en paralelo En este tipo de vehículos híbridos tanto el motor eléctrico como el térmico está unido a la transmisión, por lo que ambos pueden traccionar las ruedas motrices. Gracias a la posibilidad de los motores de trabajar simultáneamente, tanto la potencia como dimensiones de éstos pueden ser inferiores, lo que puede representar menores costos [2].

Vehículo híbrido en serie En esta configuración, el motor de combustión trabaja en conjunto con un generador que transforma la energía mecánica producida por la combustión en energía eléctrica.

El generador se conecta a un motor eléctrico y a un sistema de baterías pudiendo aportar energía a cualquiera de los dos. El motor eléctrico es el encargado de la tracción del vehículo, mientras el motor de combustión proporciona la energía y recargar las baterías con el excedente [2].

Vehículo híbrido mixto La configuración interna de los híbridos mixtos permiten el funcionamiento en serie o en paralelo, en función de la demanda de potencia, el rendimiento y las condiciones generales de funcionamiento [2].

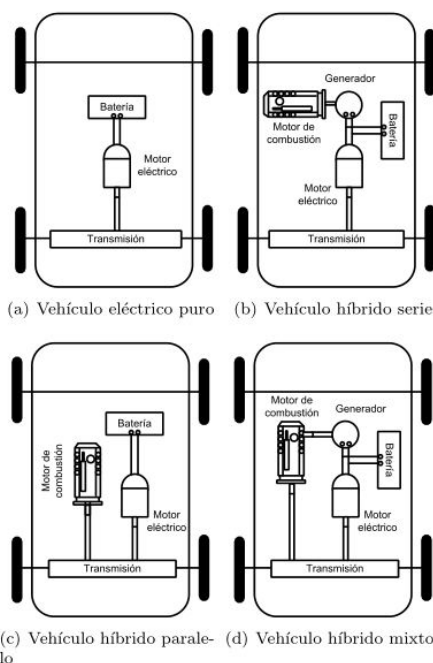


Fig. 2.2: Esquema de funcionamiento de los diferentes tipos de vehículos eléctricos (Fuente: *El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución (2011)* [2]).

2.1.2. Vehículos eléctricos potenciales de entrar al mercado

En el desarrollo del vehículo eléctrico se pueden vislumbrar tres fases. Cuando el número de estos es despreciable, no es necesario ningún control especial de la carga; con una penetración media, habría que implantar ciertos mecanismos estadísticos para evitar la coincidencia de carga y en una alta penetración de vehículos será necesaria una carga controlada. En la actualidad, nos encontramos en un escenario en que la autonomía y los precios de las baterías siguen siendo altos, lo cual los hace menos competitivos y los categoriza como una penetración baja en el mercado.

Sin embargo, diversas empresas a nivel mundial están comenzando a fabricar vehículos eléctricos. Es por esto que a continuación se presentan los potenciales vehículos eléctricos que tienen mayor oportunidad de entrar al mercado en base a la premisa de que son fabricados por empresas que ya tienen trayectoria en el rubro del transporte, y por ende el usuario tiene más asociado su nombre lo que facilitará su adquisición. De forma adicional estos constan con la opción carga rápida incorporada.

2.1.2.1. Vehículos eléctricos con opción de carga rápida

Dentro de las características que se presentan de los vehículos eléctrico, se destacan las siguientes:

- **Autonomía:** especifica la cantidad de kilómetros que es posible recorrer con una carga completa de la batería. Esta característica puede variar según la orografía, masa transportable del coche, aerodinámica, uso de focos, calefacción/aire acondicionado, velocidad y la temperatura ambiente. [20]
- **Capacidad de la batería:** Hace referencia a la energía máxima que puede almacenar una batería eléctrica y que puede ser extraída de ella como energía eléctrica al conectarse una carga en sus bornes.
- **Tipo de conector:** Se refiere al protocolo de carga utilizado en el VE.

Se presenta a continuación un listado de potenciales vehículos eléctricos que podrían entrar al mercado chileno, que disponen de la opción de carga rápida, con su respectivo protocolo de carga.

Tabla 2.1: *Potenciales vehículos de entrar al mercado con opción de carga rápida (Fuente: Elaboración propia con datos de [11]).*

Marca	Modelo	Autonomía [km]	Capacidad de batería [kWh]	Conector para carga rápida
BMW	i3	190	22	Opcional CCS
	i3 94 Ah	300	33	Opcional CCS
Citroen	e-Berlingo	170	22,5	Opcional CHAdeMO
	C-Zero	150	16	CHAdeMO
Ford	Focus Electric	225	33,5	CCS
Hyundai	Ioniq Electric	250	28	CCS
Kia Motors	Soul EV	212	27	Opcional CHAdeMO
Mitsubishi	i-MiEV	160	16	CHAdeMO
Nissan	Leaf 24 kWh	199	24	CHAdeMO
	Leaf 30 kWh	250	30	CHAdeMO
Opel	Ampera-e	520	60	Opcional CCS
Peugot	iOn	150	16	CHAdeMO
	Partner Tepee	170	22,5	CHAdeMO
Renault	ZOE ZE40	370	41	Tipo 2 (CA)
Volkswagen	e-Golf	300	35,8	CCS
	e-up!	160	18,7	CCS

2.1.3. Factores determinantes para la inserción masiva del vehículo eléctrico

El espacio que la movilidad eléctrica sea capaz de ocupar en el futuro dependerá en gran medida de la actuación de los diferentes agentes del mercado adopten para superar los retos a los que se

enfrentan. Estos retos son de diversa índole y dependen principalmente de las características técnicas de los vehículos eléctricos y su capacidad de satisfacer las necesidades de los usuarios, de los precios y posibilidad de adquisición, tal como se aprecia en la figura 2.3. [3]

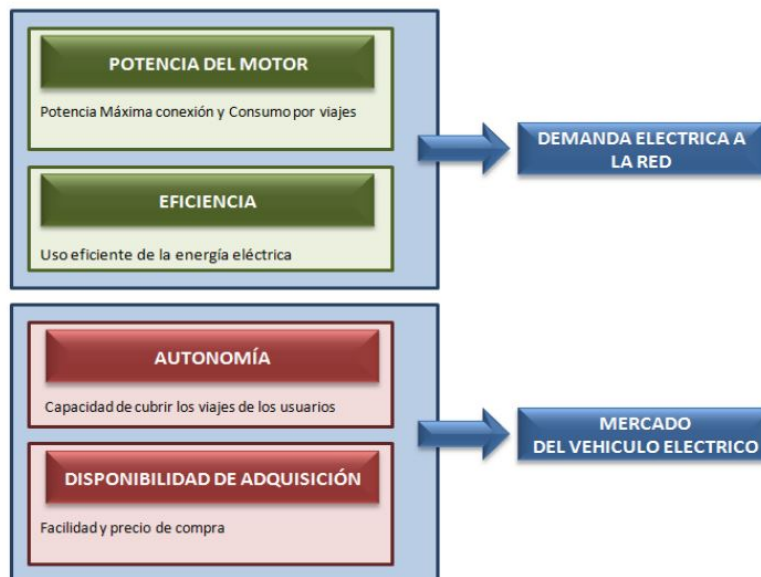


Fig. 2.3: Factores de determinación de demanda y mercado del VE (Fuente: Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago, 2013 [3]).

Sin duda el factor determinante para que el VE se imponga, es su autonomía; variable directamente relacionada con las características y precio de sus baterías. Para ello, el nivel del precio por kilowatt-hora de las baterías será un factor clave para el posible desarrollo masivo del VE. Este precio en el 2010 se encontraba en torno a los 1000 $[\frac{US\$}{kWh}]$ [3]. Sin embargo, con el alto incentivo a la investigación y producción a gran escala, el día de hoy se alcanza un precio de 209 $[\frac{US\$}{kWh}]$ [22], lo que representa una baja de un 75 % en menos de 10 años.

Dado los costos actuales, sigue existiendo una brecha en el valor de adquisición entre un VE y de combustión interna. Por consiguiente, a medida que siga disminuyendo el costo de las baterías, se proyecta que disminuirá considerablemente el costo de los VE, convirtiendolos en tecnología más accesible al conjunto de la población de la ciudades y su masificación. [3]

Si a lo anterior, se agrega el precio del barril de petroleo 76,84 $[\frac{US\$}{barril}]$ [23], y un valor de 152 $[\frac{US\$}{barril}]$; valor no improbable proyectado en los próximos 10 años, se estima que los ahorros resultante permitan la recuperación de la inversión entre 8 y 4 años aproximadamente [3]. En vista de la diferencia de precios que existen, como incentivo para la inserción de VE se está usando subsidios estatales y otros beneficios. Por otro lado, se destaca que los VE poseen un costo de operación y mantenimiento muy menor al de combustión, al ser vehículos mucho más eficientes, y requerir menor cantidad de mantenimiento por parte del usuario.

De esta manera se han detectado algunos nichos privilegiados de mercado que han servido, tales como empresas distribuidoras o transporte, sin embargo no representarían una capacidad limitada de

inserción vehicular eléctrica en los parques urbanos. Por ello, desde una perspectiva temporal, se puede predecir que existe un período de inserción transitorio de esta tecnología a tasas muy bajas, menores incluso a 0,5% [3], lo que representa la oportunidad para experimentar, estandarizar y adecuar las normativas; en especial para establecer el modelo de negocio, es decir, cómo se facturará la energía.

2.2. Baterías de los vehículos eléctricos

El principal problema para la implementación masiva de los VE ha sido siempre el mismo, el almacenamiento de la energía en los sistema de baterías. Hace relativamente poco no era viable la fabricación de estos debido a que las baterías existentes tenían una densidad energética baja como para que su volumen, peso y coste, pudiese equiparlas a VE. No obstante, el reciente desarrollo de nuevas tecnologías en la fabricación de baterías ha abierto un nuevo mercado a la industria automovilística al colocar al alcance de los usuarios la posibilidad de adquisición de un vehículo eléctrico competitivo.

2.2.1. Tipos de baterías

Hasta hace poco, la fabricación de baterías significaba un alto costo, sumado a que se obtenía un producto pesado, voluminoso y con poca vida útil. Actualmente existen tecnologías que mejoran los aspectos mencionados y hacen viable su implantación. En 2.2 se observa las principales características técnicas de las diferentes tecnologías disponibles en el mercado.

Tabla 2.2: Características técnicas de las diferentes tecnologías de batería (Fuente: El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución (2011) [2]).

Tecnología	E_m [$\frac{Wh}{kg}$]	E_v [$\frac{Wh}{l}$]	P_m [$\frac{W}{kg}$]	V_{nom} [V]
Plomo-ácido (Pb-Ac)	30-40	60-75	150-180	2,1
Níquel-cadmio (Ni-Cd)	30-40	85-100	100-150	1,24
Níquel-Hidruro (Ni-MH)	50-70	180-220	450-550	1,2
Ion de Litio (Li-Ion)	100-160	185-220	245-430	3,7
Polímero litio (Li-Po)	150-225	200-250	260-450	3,7
Zebra (NaNiCl)	100-120	150-180	170-180	2,58

Las baterías de plomo-ácido son las más antiguas, de un gran peso y volumen. Las baterías de níquel-cadmio utilizan un ánodo de hidróxido de níquel y un cátodo de cadmio. Su principal ventaja es su gran duración, sin embargo, son muy tóxicas y se ven muy afectadas por el efecto memoria. Las baterías de níquel-hidruro metálico son muy similares a las baterías de níquel-cadmio, con la diferencia de que no son tóxicas, se ven afectadas en menor medida por el efecto memoria y mejoran en cuanto a densidad energética. [2]

La tecnología de ión de litio es reciente y se debe básicamente a la industria de la telefonía móvil. Se destaca su bajo peso y volumen, lo que implica una densidad energética elevada. No presentan

efecto memoria y su efecto de autodescarga es muy bajo. Como inconvenientes está su gran capacidad de sobrecalentamiento y su elevado coste de producción. Las baterías de polímero litio poseen una densidad energética mayor aún, y son mucho más ligeras. Los inconvenientes del polímero litio frente al ion litio son: mayor degradación con el tiempo, menor capacidad de descarga y mayor precio. Las baterías zebra (NaNiCl) se presentaban como una alternativa interesante a las baterías de litio, aunque durante los últimos años han pasado a un segundo plano. [2]

Por esto, las baterías de ión de litio y de polímero de litio son las que presentan las mejores relaciones de energía/peso, energía/volumen y potencia/peso, además de una mayor tensión nominal por celda, lo que la ha posicionado como la principal tecnología a explotar.

2.2.2. Característica de carga y descarga de las baterías

La capacidad de una batería hace referencia a la cantidad de energía que esta puede almacenar para posteriormente ser entregada. Esta se computa desde que está totalmente cargada hasta alcanzar el valor de la tensión residual. Para poder establecer una comparación entre las capacidades de las baterías se establece un índice que proporciona la capacidad de una batería cuando esta se carga a una velocidad determinada. En la tabla 2.3 se observa como la capacidad de la batería disminuye cuando disminuye el tiempo de descarga, y por tanto aumenta la intensidad entregada.

Tabla 2.3: *Ratios de carga de una batería (Fuente: El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución (2011) [2]).*

Ratio	Capacidad
C20	40 Ah
C10	35 Ah
C2	25 Ah

Durante el proceso de carga se vuelve a reponer la energía que se ha extraído de la batería durante su utilización. Este proceso puede llevarse a cabo de diferentes métodos.

- **Tensión constante:** Se aplica una tensión fija en los bornes de la batería limitando inicialmente la corriente absorbida, ya que debido a la baja tensión de la batería la corriente sería muy elevada y quemaría el dispositivo. [2]
- **Corriente constante:** En este método se mantiene la corriente constante dejando que la tensión vaya aumentando a mitad que la batería se carga. [2]
- **Carga con dos niveles de tensión constantes:** Consiste en cargar la batería a un nivel alto de tensión limitando la corriente. Una vez la corriente ha disminuido por debajo de un determinado nivel, se reduce la tensión a un valor inferior al anterior pero constante con el fin de mantener la batería en flotación a plena carga. Este método permite una carga rápida pero protegiendo a la batería de sobrecargas. [2]
- **Carga a corriente descendente:** Consiste en que una resistencia puesta en serie entre el

cargador y la batería se encarga de limitar la corriente. De esta manera según aumenta la carga de la batería disminuye la corriente suministrada. [2]

Se entiende por algoritmo de carga, el método por el que el cargador restituye la carga a la batería, es decir, cómo el cargador controla la tensión que se aplica a la batería, la cantidad de corriente que se suministra y los tiempos asociados a las diferentes etapas. Usualmente este proceso se realiza mediante un algoritmo de tres etapas, tal y como muestra la figura 2.4.

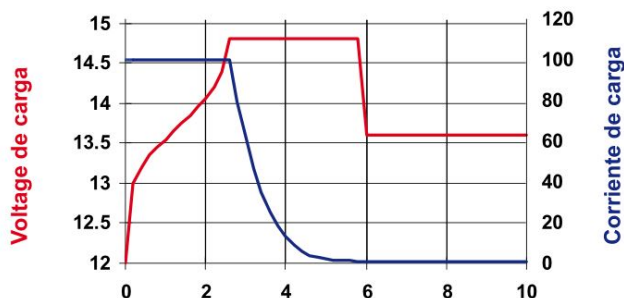


Fig. 2.4: Ejemplo de algoritmo de tres etapas para la recarga de una batería de litio (Fuente: *El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución (2011)* [2]).

- **Etapa 1 (fase bulk):** Durante este tiempo la batería está total o parcialmente descargada. Manteniendo una corriente constante limitada por el cargador, la batería aumenta su tensión hasta llegar al valor máximo permitido en cada celda. Este valor máximo se alcanza cuando la batería llega al 75 % de su capacidad máxima aproximadamente. [2]
- **Etapa 2 (fase absorción):** Cuando se alcanza el valor máximo de tensión por celda, la carga de la batería se limita a la cantidad de corriente que la misma es capaz de absorber a su tensión máxima. Durante la fase de absorción la corriente de carga disminuye exponencialmente hasta que la batería alcanza el 100 % de su carga mientras que la tensión se mantiene constante. [2]
- **Etapa 3 (fase flotación):** El modo de flote es un modo opcional en muchos cargadores. Esta etapa tiene la función de mantener la capacidad de la batería compensando el proceso de auto-descarga. Se consigue manteniendo una tensión constante un valor ligeramente por encima de la tensión en vacío. [2]

2.3. Carga de vehículos eléctricos

Las innovaciones en tecnología han llevado a tiempos de recarga cada vez más reducidos y con avances que permiten la conectividad y gestión remota de los equipos, ya sea en manos de los propietarios particulares o de los gestores a su cargo. La recarga más habitual y la que mayor desarrollo ha tenido a nivel mundial es la conductiva, que implica conectar el vehículo a una toma de corriente por medio de un cable, ya sea un enchufe doméstico o en un punto de carga destinado a tal fin. [19]

2.3.1. Modos de carga

De los estándares, los modos de carga de vehículos eléctricos quedan divididos en 3 categorías, los cuales se muestran en la tabla 2.4:

Tabla 2.4: Modos de carga para VE/PHEV, dado por [12]

Tipo	kVA	Tiempo de carga	Método de carga
Lenta/normal	1-5	6 h	AC: Monofásica, 230V, 16/32 A
Semi rápida/ mediana	10-25	1 - 3 h	AC: Trifásico, 230V, 32/63 A
Rápida	180-400	5 - 15 min	Indeterminado, Carga en DC externa

2.3.1.1. Modo 1, Carga estándar

Este tipo de carga dedicada es la más extendida en Europa y corresponde a un cargador AC monofásico. Tiene una duración de 6 a 8 horas debido a que trabaja con potencias baja (inferior a los 5 kW). Generalmente suele ser un cargador a bordo (localizado al interior del vehículo) [12]. Por su sencillez y bajo costo, el Modo 1 es el modo preferido por los usuarios de los vehículos eléctricos, cargando en el domicilio o lugares de trabajo.

2.3.1.2. Modo 2, Carga semirápida

Se define esta carga para niveles de potencia que van de 7 a 22 kW, correspondiente a una salida monofásica de 32 A o a una salida trifásica de 16 A. Este modo toma tiempos de carga que van entre 1 y 4 horas [12]. Este tipo de infraestructura se conecta directamente a una red de suministro de corriente alterna. El conector está equipado con un sistema de control que protege al usuario y al equipo.

2.3.1.3. Modo 3, Carga rápida

En el modo 3, el vehículo puede cargarse con corriente alterna o corriente continua, previsto por un cargador externo. Es la solución más usada para centros de carga rápido. Este modo toma tiempos de carga inferiores a 1 hora. Se definen diferentes tipos de carga rápida.

- **Carga rápida en DC:** Es un sistema de carga basado en electrónica de potencia. Convierte la potencia AC en potencia DC controlada para cargar la batería del VE. Corresponde al modo más costoso. Su uso se limita solamente a las estaciones de carga públicas. El tiempo para cargar completamente una batería es de casi 25-35 min. El potencia de una estación de este tipo se sitúa alrededor de 50-75 kW.

- **Carga súper rápida en DC:** El objetivo de este tipo de carga es igualar los tiempos de recarga de batería a los tiempos de recarga de combustible. Tiene un gran pick de potencia y requiere componentes especiales para el alto nivel de potencia. No se ha desarrollado mucho esta tecnología.
- **Carga de alta AC:** Este modo contiene una carga de alta potencia en AC de hasta 250 A. En este caso, la adaptación de voltaje se realiza con un transformador externo, por consecuencia, este cargador se utiliza sólo para aplicaciones especiales. [12]

2.3.2. Protocolos de carga

Para regular y estandarizar los cargadores, varias organizaciones tales como el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), la Sociedad de Ingenieros Automotrices (SAE) y la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), han estado desarrollando estándares para regular la utilidad / interfaz de cliente.

2.3.2.1. Estándar SAE J1772

Esta norma define tres métodos de carga: nivel AC 1, nivel AC 2 y nivel AC 3, aparte de los niveles de carga rápida DC, que todavía están en desarrollo. Los detalles de los niveles de carga incluidos en SAE J1772 se presentan en la Tabla 2.5. También se ha desarrollado la norma IEC 62196 que promueve diferentes niveles de carga (hasta $690 V_{AC}$ y $1000 V_{DC}$) que son análogos a los del SAE J1772. Existe una coordinación continua entre las dos normas con el fin de desarrollar un sistema combinado de tarificación (CCS). [5]

Tabla 2.5: Configuraciones de carga SAE y clasificación. Parámetros tomados para un BEV de 25 kWh, con $SoC_{inicial} = 20\%$, y $SoC_{final} = 80\%$. En caso de PHEV, una batería de 10 kWh, y puede comenzar a cargarse con 0% SOC. [13]

Método de carga	Voltaje de entrada [V]	Ubicación del cargador	Nivel de potencia	Tiempo de carga para PHEV y (BEV)
AC Nivel 1	120	A bordo	1.4 kW, 12 A 1.9 kW, 16 A	7 (17) h
DC Nivel 1	200-450	Externo	36 kW, 80 A	0.3 (1.2) h
AC Nivel 2	208-240	A bordo	19.2 kW, 80 A	0.4-3 (1.2-7) h
DC Nivel 2	200-450	Externo	90 kW, 200 A	10 (20) min
AC Nivel 3	208-240	A bordo	96 kW, 400 A	(15) min
DC Nivel 3	200-600	Externo	240 kW, 400A	(menor 10) min

2.3.2.2. Estándar CHAdeMO

CHAdeMO fue formado por Tokyo Electric Power Company (TEPCO), Nissan, Mitsubishi y Fuji Heavy Industries. Toyota se unió más tarde como su quinto miembro ejecutivo. La salida máxima compatible con el protocolo CHAdeMO es de 500 V / 125 A, con una potencia de 62,5 kW. En la actualidad, esta norma está ganando amplia aceptación, y varios fabricantes industriales líderes han comenzado a comercializar los cargadores de CAD estándar (por ejemplo, ABB-Terra 53CJ, Fuji Electric-FRCH50B-2-01, Siemens-CP300D3xB05-4xxx). Existen más de 1500 cargadores y más de 57.000 VE implementados con la tecnología mencionada. [5]

2.3.3. Efectos de la carga de vehículos eléctricos en la demanda eléctrica del sistema

La recarga masiva de las baterías de los VE, tendrá un impacto técnico y económico en el sistema eléctrico, tanto en la operación como en los posibles refuerzos necesarios de la actual infraestructura eléctrica. La magnitud de este impacto dependerá de cuándo, dónde y cómo se realice la carga de los vehículos eléctricos. A priori, la carga se realizará cuando el VE no se utilice y necesite ser recargado para un próximo ciclo de transporte. Esta situación coincidirá típicamente con la llegada al lugar de trabajo o bien al finalizar la jornada laboral. [18]

2.3.3.1. Carga nocturna como estrategia de inserción masiva de carga

Si se considera que la generación debe constantemente ser igual a la demanda, los peaks de demanda pueden significar que operen las centrales más caras. Por otro lado, las horas valles puede suceder que centrales de generación no gestionables, como hidráulicas de pasada o eólicas, tengan excedentes de energía, desaprovechando su potencial al prescindir de ellas en momentos de demanda mínima, por causa de su baja potencia firma. [24]

El uso efectivo de energía de un sistema eléctrico se puede presentar mediante la “curva de duración de carga” la cual ordena los valores del mayor al menor en las 8.760 horas que representa un año calendario, tal como se puede apreciar en la figura 2.5. Las bajas demandas del sector derecho de la curva corresponden usualmente a horas de la noche y la madrugada que conlleva a una baja utilización de la potencia base instalada de las plantas de generación.

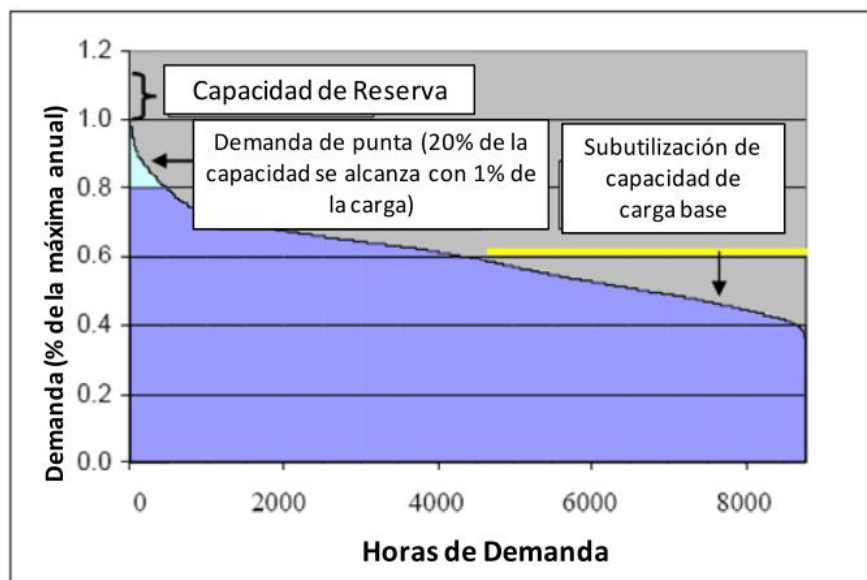


Fig. 2.5: Curva de duración de carga (Fuente: Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago, 2013 [3]).

Si el factor de utilización de una planta decrece, el precio medio de la electricidad aumentará de modo de financiar los costos fijos asociados a la generación, cuyos valores dependen de la fuente de generación. Por esta razón siempre son deseables medidas de eficiencia y gestión de la demanda que busquen “aplanar la curva de demanda o de carga” desplazando consumos en punta a períodos de valle. [25]

Por ello, una forma de obtener mayor aprovechamiento del sistema eléctrico, podría ser mediante la recarga nocturna de las baterías de los VE, lo que permitiría disminuir los valles existentes en las noches y así aplanar la curva diaria y estacional de carga. De esta manera, se logra una curva de duración de carga con menor dispersión entre su punto máximo y mínimo, obteniéndose una potencia instalada de generación más eficiente. [25] [24]

Para lograr esto, es necesario incentivos tarifarios hacia los propietarios de los VE que promuevan la carga nocturna en modalidad de carga lenta en horas de valle de la curva de demanda eléctrica [26]. De esta forma, se podrá lograr un desplazamiento de la curva de carga, mediante una gestión de la carga de los VE, evitar conexiones que coincidan con la punta del sistema y trasladarlas a las horas valle. El efecto que se consigue se presenta en la figura 2.6.

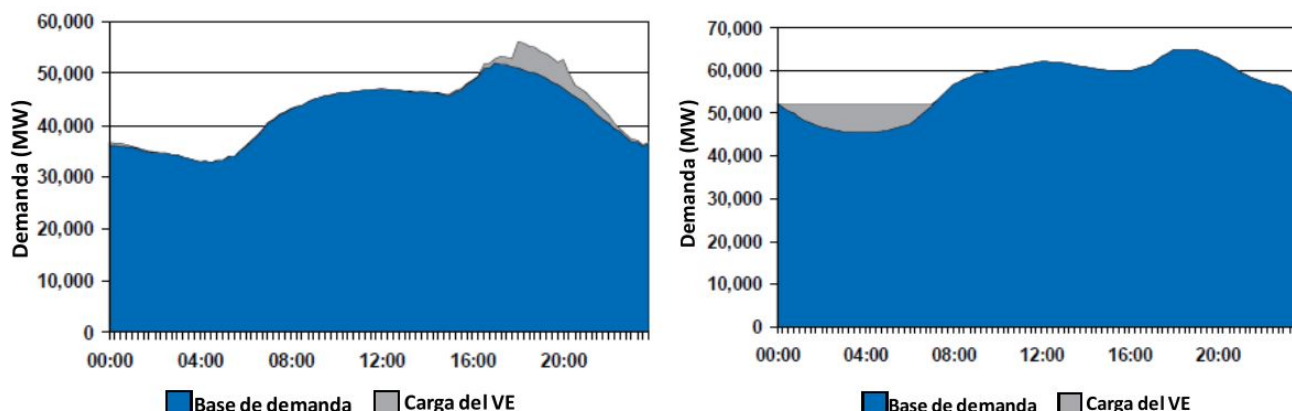


Fig. 2.6: Desplazamiento horario de la carga de los VE (Fuente: Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago, 2013 [3]).

2.3.3.2. Demanda máxima del sistema

Otro impacto importante que se puede visualizar en el sistema eléctrico es el efecto en la demanda máxima del sistema, es decir en la punta del sistema. Esta magnitud determina la necesidad de instalación de nueva generación así como construcción de nuevas líneas, el cambio de la sección de conductores para soportar más corriente o para disminuir la caída de tensión en un tramo de la red, o el aumento de la potencia del transformador del centro de transformación, entre otras. [18]

Dado que el sistema de distribución eléctrica se dimensiona para hacer frente a la demanda máxima, y además la demanda no es constante a lo largo del día, la infraestructura está subutilizada una gran parte del día, principalmente en la noche. Una recarga en hora punta podría obligar a mayores inversiones, en función de la cantidad de VE conectados, tanto en las redes de transporte como de distribución, como en la generación, lo que aumentaría aún más la subutilización de las redes y aumentaría el costo del sistema. [3]

Por el contrario, un aumento de la demanda nocturna permitiría, además del efecto ya analizado de aplanar la curva de demanda, el aumento de utilización y rentabilidad de la red. Sin embargo cabe destacar que si son muchos los autos que se conectan en el período no punta, y se llega a superar las máximas, entonces pierden sentido los incentivos tarifarios para desplazar demanda. [24]

Por último, en relación al total de energía consumida por un parque vehicular eléctrico, lo que se relaciona con la necesidad de mayor capacidad de generación producto de esta nueva demanda eléctrica, todos los estudios revisados coinciden que al menos a mediano plazo (10 años) será posible abastecer la demanda de los parque de VE en las ciudades sin requerir obras de envergadura en los sistemas de generación, transmisión o subtransmisión eléctrica. [3]

En la Figura 2.7 se observa que la diferencia de aumento de potencia peak a nivel porcentual para cuatro países europeos estudiados en el proyecto MERGE, sin ningún tipo de gestión de carga. De ésta se concluye que aún para el caso de un escenario de muy alta inserción eléctrica, correspondiente

a un 50 % de ventas de VE al año 2030 (escenario “muy agresivo”), el aumento de demanda máxima no supera el 5 % de la máxima esperada sin VE. [27]

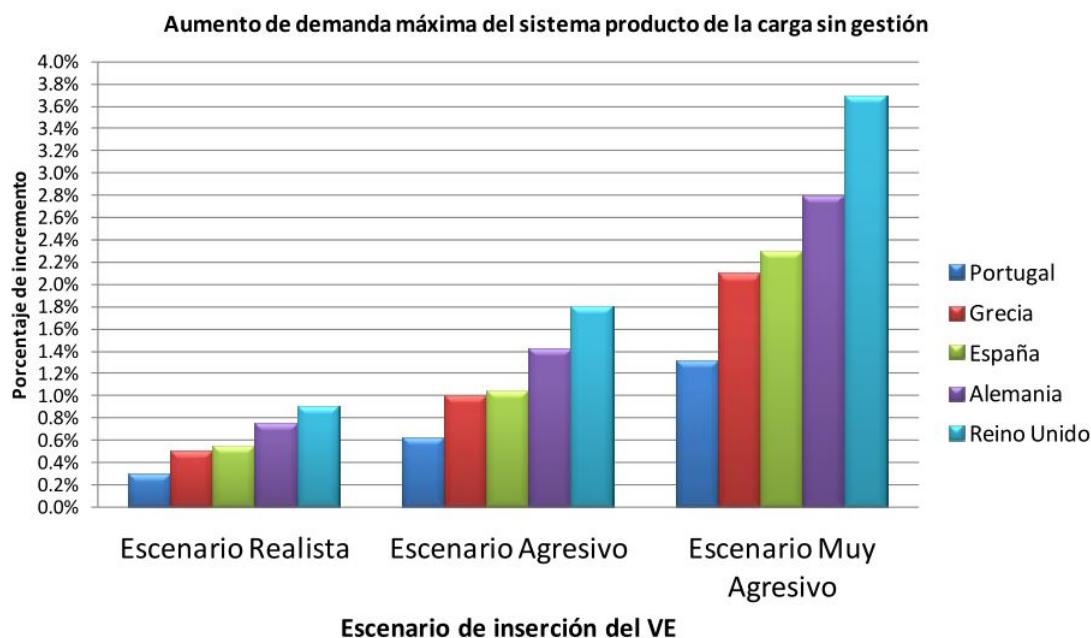


Fig. 2.7: Aumentos de demanda máxima esperada en países de Europa (Fuente: Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago, 2013 [3]).

2.3.4. Efectos de la carga de los vehículos eléctricos en la infraestructura del sistema eléctrico de distribución

Desde el punto de vista de la red de distribución el impacto y el reto estará en la necesidad de acercar los puntos de alimentación de electricidad hasta los lugares donde se estacionan los autos y establecer la logística de funcionamiento y cobro a los usuarios.

Con respecto a los puntos de conexión para carga lenta, debido a la existencia de redes eléctricas distribuidas por las ciudades, existe la posibilidad de abastecimiento desde cualquier lugar urbano. Sin embargo, no siempre existen lugares de conexión a corta distancia del lugar de estacionamiento de los vehículos, especialmente en el caso de los edificios, en que a diferencia de una casa particular, los estacionamientos son compartidos en lugares adaptados especialmente. Por ello el desafío corresponde a la injerencia de los proyectos eléctricos futuros de las constructoras de edificios en el sentido de adaptación de los lugares de estacionamiento masivo en edificios comerciales y residenciales. [3]

Esto va de la mano con la instalación de medidores inteligentes, lo que implica una planificación de instalación por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Mediante estos contadores se podrá establecer la comunicación entre el auto del consumidor y el gestor de la red para por ejemplo variar la potencia de conexión, cortar la energía ante contingencias o comprar energía almacenada en baterías, en caso de existir tecnología “V2G”. El uso de este tipo de herramientas exigiría previamente importantes desarrollos en comunicaciones y logística, en definitiva, en lo que se denomina la redes

inteligentes o “smart grids”. [24]

Por otro lado, acorde a la experiencia internacional, en la vía pública se habilitarán lugares de carga rápida en que el consumidor realiza el pago mediante un sistema de tarjetas de prepago o pagando una membresía a gestores de carga. Estos puntos, por basarse en el concepto comercial de las estaciones de bencina o “bencineras” convencionales, se denominan “electrolineras” [3]. En la Figura 2.8 se presentan una serie de modelos comerciales de cargadores rápidos existentes.



Fig. 2.8: Ejemplos de cargadores rápidos comerciales (Fuente: Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago, 2013 [3]).

Por último, existe la posibilidad de conexión a altos voltajes, del orden de 12 [kV], que corresponden a redes eléctricas de media tensión (MT). En estos casos, se requiere de una instalación mucho más sofisticada, considerando el transformador e interruptor principalmente, por lo cual se hace rentable en la medida que se esté pensando en la conexión de múltiples cargas. [3]

Todas estas posibles modificaciones de las redes para ubicar los puntos de carga según cada caso, deben ser estudiadas y analizadas por parte de los diferentes actores involucrados en el mercado del VE, en particular por el dueño y operador de la red eléctrica de distribución.

Las diferentes alternativas de ubicación de puntos de carga se representan en la figura 2.9, distinguiéndose las posibilidades de recarga en lugares públicos o privados, según tipo de vehículo y de tipo de carga.

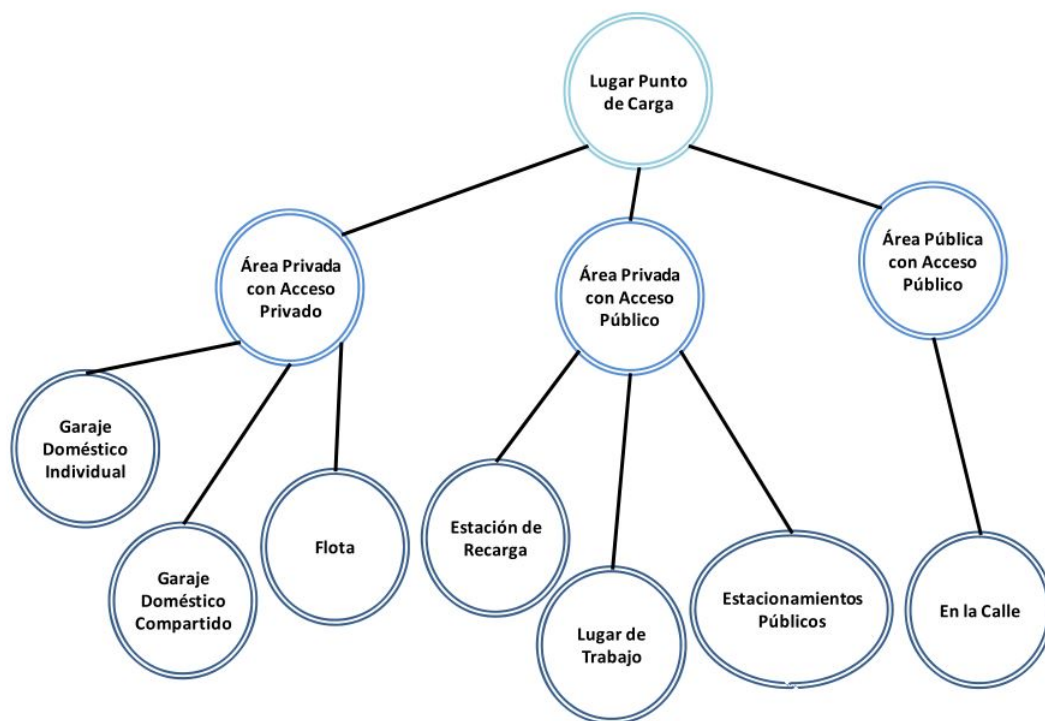


Fig. 2.9: Posibles ubicaciones de los puntos de carga (Fuente: Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago, 2013 [3]).

La adaptación de las redes para ubicar estas diversas modalidades de carga será paulatina a medida que se masifique el VE, pero a la vez la existencia de esta infraestructura de recarga es una condición vital para que el VE pueda comercializarse y tener niveles de participación importantes en los parques vehiculares. [3]

Considerando que existirá un período transitorio que puede durar varios años, más aun teniendo en cuenta la poca cantidad de VE que hay circulando, existe un tiempo prudente para que las adaptaciones de infraestructura necesaria se realicen durante estos años en las ciudades creando paulatinamente la infraestructura de recarga adecuada al nivel de crecimiento de VE dentro del parque automotriz de las ciudades, y por consiguiente de la demanda de un futuro parque vehicular eléctrico urbano.

2.4. Diseño de un centro de carga rápido

Los centros se ubicarán posiblemente en áreas de descanso de la autopista y puntos de abastecimiento de combustible de la ciudad. Las conexiones del vehículo se basarán en los estándares de la industria, asegurando la compatibilidad con todos los vehículos. La figura 2.10 muestra los indicadores típicos de tiempo de carga frente a la potencia disponible para distintas capacidades de batería.

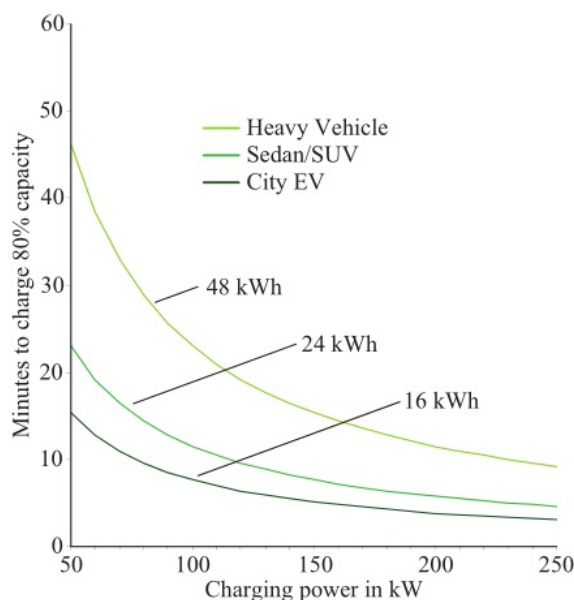


Fig. 1. Typical 80 % charging time versus dc charger available power.

Fig. 2.10: *Tiempos de carga hasta el 80 % de su batería para distintos tamaños de vehículos (Fuente: Ultra-Fast DC-Charge Infrastructures for EV-Mobility and Future Smart Grids (2010) [4]).*

Frente a esto se vislumbran ciertas funciones y partes del equipo de carga para PHEV/BEV

1. **Función del equipo:** Un impacto importante se requiere al desarrollo del equipo de carga para su integración al mercado y el uso diario de PHEVs/BEVs. Es esencial por esto que el equipo tenga la capacidad de:
 - Cargar rápidamente la batería del vehículo.
 - Modular los precios de la electricidad con la hora del día (en caso de tarificar de esa forma).
 - Detectar el estado de carga (SoC) de la batería del vehículo.
 - Factura automáticamente de la energía eléctrica entregada.
 - Adaptar a varios tipos de baterías y modelos de automóviles.

2. **Partes del equipo:** El problema más crítico en la carga de de las baterías es la seguridad tanto del dueño como pública. De hecho, los cables que se conectan en los enchufes de la casa o en las estaciones de carga podrían causar peligros eléctricos. Por esta razón, los equipos de suministro han sido concebidos para evitar ese problema y consisten en los tres siguientes dispositivos:
 - a) **Dispositivo de suministro:** Componente principal de la estación de carga, extrae energía y proporciona de protección contra cargas eléctricas. [28]
 - b) **Cable de alimentación:** Es un cable que contiene corriente eléctrica y señales de comunicación desde el dispositivo de carga al conector. [28]
 - c) **Conector:** Es simplemente un enchufe en el cable de alimentación que conecta al equipo de suministro a la toma de carga PHEV/BEV. [28]

2.4.1. Concepto de estaciones de carga rápida

Existe la posibilidad que los cargadores de los vehículos vengan a bordo del automóvil, sin embargo podría ser no ser concebible como solución debido a restricciones de coste, tamaño y peso en el vehículo. Por lo tanto, es relevante estudiar el concepto de una instalación pública con cargadores de alta potencia instalada, que funcionen como estación de llenado. Estas estaciones proporcionarán a los vehículos el equivalente de una parada de combustible, alimentando sus baterías directamente con corrientes de CC, que abastecen el coche en el menor tiempo posible [5]. Este concepto, va de la mano con el desarrollo de nuevas baterías que permiten esta operación (mayor tasa de carga y miles de ciclo de operación).

Se identifican dos posibilidades para las arquitecturas de estación de carga rápida, como se muestra en la figura 2.11. El primero utiliza un transformador reductor/aislamiento como una barra de AC, donde cada carga se conecta a la barra de manera independiente con un conversor AC-DC. El segundo utiliza una única etapa AC-DC para proporcionar una barra DC común para todas las cargas del sistema.

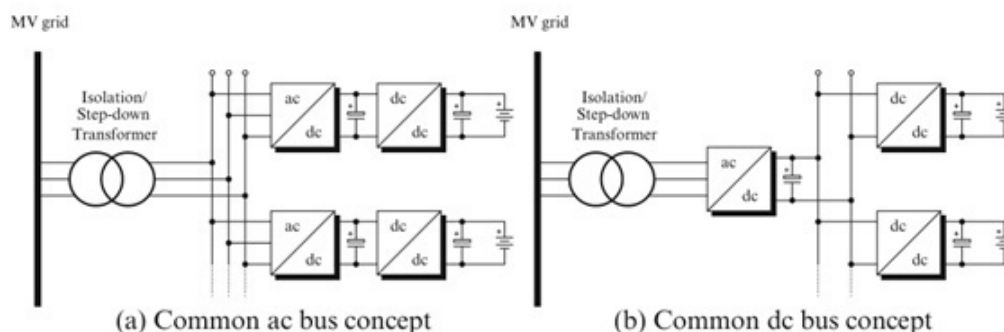


Fig. 2.11: Arquitecturas de centros de carga (Fuente: *Charging Architectures for Electric and Plug-In Hybrid Electric Vehicles (2017)* [5]).

2.4.1.1. Arquitectura para barra común en AC

Una alternativa para la arquitectura FCS es el uso de una barra común en AC, como se representa en la figura 2.11(a). En esta estructura, cada carga tiene su propio rectificador que está conectado a un punto común en CA, los cuales corresponden a los devanados secundarios del transformador reductor. Esta arquitectura representa un concepto simple y se ha utilizado durante años, y están disponibles normas y tecnologías bien desarrolladas que lo utilizan.

Sin embargo, la presencia de muchas cargas, con rectificadores independientes y una operación inherente de bajo factor de potencia, puede producir efectos armónicos no deseados en la red eléctrica, particularmente en convertidores de alta potencia. Además, el costo de varias unidades rectificadoras con menores potencias es mayor que el de una sola unidad convertidora de potencia, debido a la necesidad de varios conjuntos de filtros, etapas de control y sensores. [5]

Además, en el caso existir unidades de generación en la estación, tales como módulos fotovoltaicos o de combustible, o incluso el uso de sistemas de almacenamiento de energía, también requerirá su etapa independiente AC-DC, aumentando así el número de etapas de conversión en el sistema y, por consiguiente, el coste y la complejidad.

2.4.1.2. Arquitectura para barra común en DC

El enfoque alternativo usa una única etapa AC-DC de mayor potencia para proporcionar energía a una barra DC común, como se ilustra en la figura 2.11(b). Esta barra alimenta varios cargadores de baterías y proporciona una estructura más flexible, que puede integrar fácilmente sistemas distribuidos de conversión de energía renovable, o dispositivos de almacenamiento de energía, ya que estos sistemas son esencialmente DC, como se muestra en la figura 2.12 [5]. Además, la conexión DC se caracteriza por la falta de sincronización y problemas de potencia reactiva.

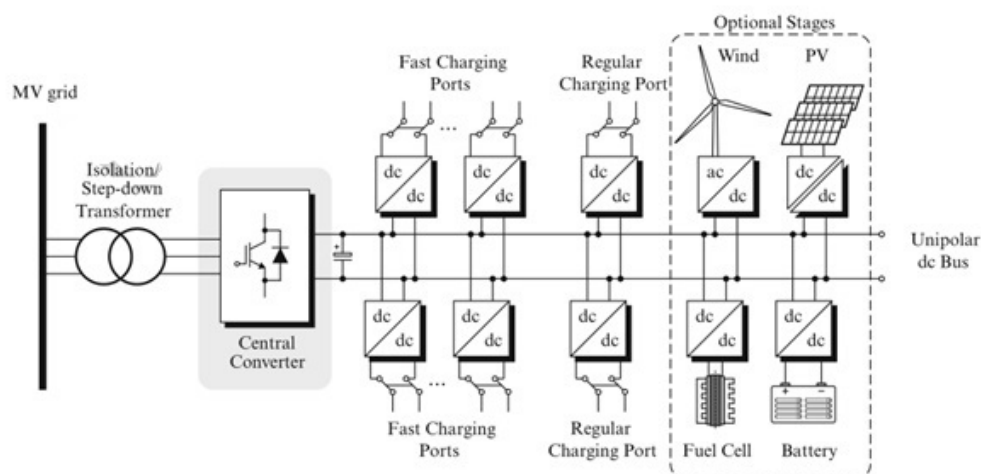


Fig. 2.12: Arquitectura típica con barra en DC, incluyendo una microred con almacenamiento y generación (Fuente: *Charging Architectures for Electric and Plug-In Hybrid Electric Vehicles (2017)* [5]).

Debe tenerse en consideración que al tener una única rectificadora de mayor potencia nominal conduce a requisitos más estrictos en su operación, en términos de amplitud de los componentes armónicos y distorsión armónica total (THD). Además, se imponen límites a la frecuencia de conmutación en los dispositivos debido a que las pérdidas de conmutación son relevantes cuando la potencia está en el rango de MW. Otro problema con el concepto de barra en DC es que requiere dispositivos de protección más complejos que la barra en AC, porque no existe un cruce a cero del voltaje. [5]

Capítulo 3

Metodología

La propuesta metodológica consta de tres secciones. La primera se basa en la creación de perfiles de carga asociados a la demanda de los centros de carga rápida para vehículos eléctricos en la region Metropolitana, bajo distintos escenarios. En la segunda sección se especifican las normativas que determinan la calidad de la energía en términos de armónicos de corriente. La tercera se detallan las tarifas para clientes regulados utilizadas en alta tensión.

3.1. Modelo de Monte Carlo para obtención del perfil de carga de centros de carga rápida

3.1.1. Introducción

En el futuro los centros de carga rápida (CCR) serán el equivalente a lo que hoy son las gasolineras, por ende, conocer previamente sus perfiles de carga será un aspecto fundamental para evaluar su ubicación óptima, junto al impacto que tendrán en los sistemas de distribución y si se desea, tener una visión de las inversiones que se debe hacer en reestructuración de la infraestructura eléctrica.

Un perfil de carga corresponde a valores de demanda eléctrica en función del tiempo. De esta se puede extraer información importante tal como la energía total consumida, la demanda máxima del sistema y la duración de esta [6]. En nuestro caso se obtiene un perfil de carga diario, con frecuencia muestral dada en minutos, sin embargo para términos de analisis de datos se agrupará en términos de hora. En la figura 3.1 se puede ver un ejemplo de perfil de carga.

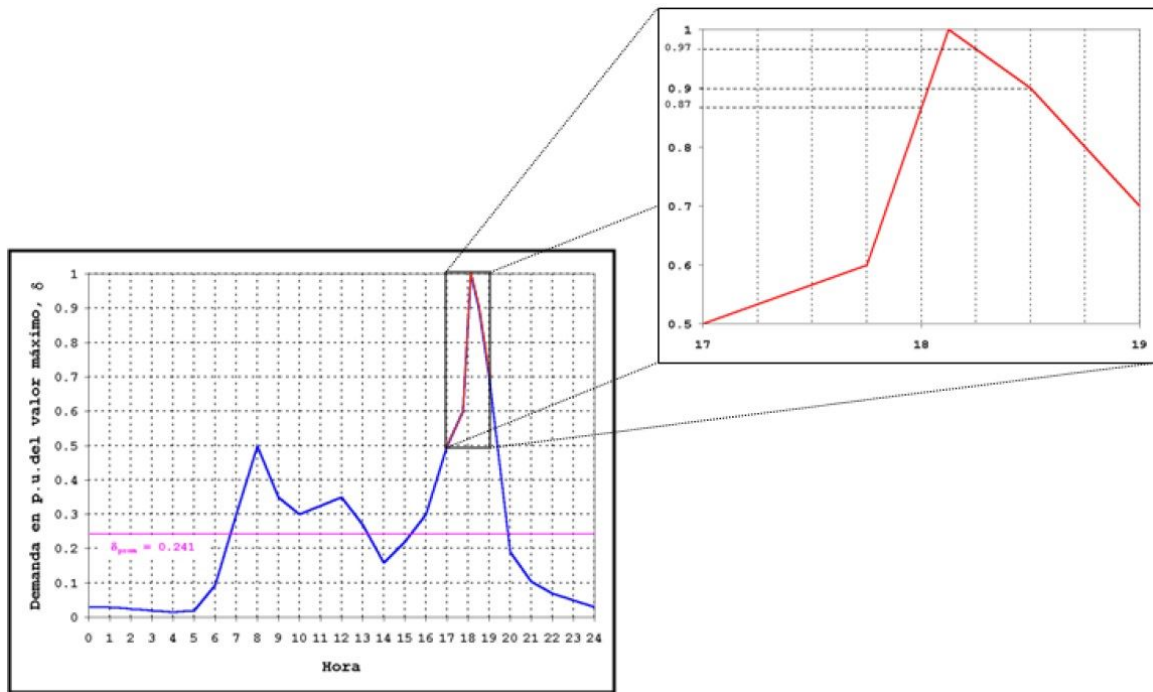


Fig. 3.1: “Curva de Demanda Diaria” ficticia, con acercamiento al entorno de la demanda máxima. (Fuente: SectorElectricidad [6]).

Modelar el consumo de un centro de carga rápida será crucial para hacer un correcto plan de expansión del sistema de media tensión.

Usualmente los sistemas de distribución son dimensionados para funcionar frente al peor escenario posible de una carga determinada. Este enfoque se lleva a cabo de manera determinista, es decir, no se consideran posibles incertidumbres. Una vez definido el estudio de planificación, se pueden considerar diferentes alternativas. La solución más rentable es la que finalmente termina siendo adoptada. Si bien esta forma pasiva de planificar y operar las redes de distribución ha demostrado ser rentable en las últimas décadas, en el futuro podría convertirse en una barrera de entrada para la penetración de generación renovable o de cargas no convencionales, tales como los vehículos eléctricos. [7]

Es más, el incremento de las incertidumbres traídas por estos nuevos clientes del sistema de distribución, un enfoque determinístico da como resultado en masivas inversiones de la red, solo para lidiar con los peores escenarios que pueden tener una probabilidad extremadamente baja de ocurrencia.

Para superar la problemática mencionada, el mundo académico y la industria han propuesto un enfoque más activo para la gestión de las redes de distribución. Este enfoque sugiere tanto el uso de modelos probabilísticos, para representar mejor los datos de planificación, como la introducción del concepto de riesgo en la selección de alternativas de planificación. [7]

En conclusión, para definir el perfil de carga de los CCR, el método más adecuado es mediante modelamiento probabilístico. De esta forma, como resultado es obtenido un valor promedio de las salidas, en este caso corresponde a la demanda eléctrica por hora en un día. Para determinar el momento en que la recarga será necesaria, se considera cada vehículo de manera individual, con sus

propias características y hábitos de movilidad, y luego se analiza el conjunto de todos los vehículos que van a utilizar el centro de carga rápida. Este estudio queda acotado solo a vehículos livianos y medianos, quedan excluidos vehículos grandes tales como camiones y buses.

A continuación, se detallará la metodología de simulación Monte Carlo para modelar el uso de centros de carga rápida, donde varios aspectos influyen en la solicitud de carga rápida para vehículos eléctricos: la distancia recorrida en cada viaje, la velocidad y el consumo de los vehículos, las horas de salida de los conductores, el estado de carga inicial (State of Charge “SoC”, en inglés) de las baterías, y los estados de carga límites los cuales indican al conductor la necesidad de recarga rápida, principalmente. Dentro de los supuestos se considera la disponibilidad de centros de carga rápida inmediatamente cuando son requeridos. No se considerará la posible aparición de una cola de vehículos en consecuencia del uso en las horas pick de recarga. [7]

3.1.2. Metodología para obtener el perfil de carga de los centros de carga rápida

En el caso de cargas eléctricas nuevas, tales como los CCR, en donde no existe una estadística histórica disponible, podría convertirse en un problema crítico debido a que la representación incorrecta de éste puede llevar a sobreestimar o subestimar el impacto en la planificación y operación de la red.

Por ende, a continuación, se desarrolla la metodología planteada en “Aggregated Electric Vehicles load profiles with Fast Charging Stations, 2014 ” [7] para obtener el perfil de carga de los centros de carga rápida para vehículos eléctricos, mediante un procedimiento lo suficientemente versátil como para generar diferentes perfiles de carga diario, adecuados a diferentes escenarios.

Para la formulación, se debe tener en cuenta el alto nivel de aleatoridad en las variables que influyen en el comportamiento de los conductores de VE. Mediante un algoritmo de simulación de Monte Carlo, se simula el movimiento de la flota de vehículos en un día típico, detectando en que momento del día se ve la necesidad de recarga. Como resultado, se obtiene la distribución de probabilidad del número de VE que, en cada hora, están conectados a los centro de carga en conjunto para recargar sus baterías.

Teniendo como dato la hora a la que se realiza la recarga de cada vehículo, y la energía consumida por cada uno, se obtiene el perfil de carga diario probabilístico. Se debe tomar en consideración el supuesto de que los vehículos y CCR se encuentran distribuidos uniformemente en el área geográfica estudiada. Los resultados pueden usarse también para estimar el número de estaciones de carga rápida que se necesitan para una penetración específica de vehículos eléctricos.

Para definir el perfil de carga de los centros de carga rápida, es necesario partir describiendo el escenario de movilidad del lugar en estudio, del cual se distinguen tres aspectos: características del área en estudio, hábitos de los conductores y características de la flota de vehículos eléctricos y CCR. De estos se extraen las siguientes variables de entrada, recopilados en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Principales variables usados para definir el escenario de movilidad en la Región Metropolitana (Fuente: Aggregated Electric Vehicles load profiles with Fast Charging Stations (2014) [7]).

Características del sector	Hábito de los conductores	Característica de la flota de VE y CCR
▷ Total de vehículos de combustión (N_{ICE})	▷ Hora de salida de los conductores	▷ Penetración de VE (% de los N_{ICE})
▷ Cantidad(%) de viajeros regulares	▷ Tiempos de estacionado	▷ Tipos de vehículos (pequeños, medios, grandes) y sus porcentajes
▷ Cantidad trabajadores part/full time	▷ Velocidades promedio	▷ Capacidad de batería de los VE
	▷ Distancias recorridas	▷ Consumo de los VE
		▷ Opción de carga domiciliaria (% del total de VE)
		▷ Potencia de carga rápida
		▷ Número de polos por centro de carga rápida

Las primeras dos categorías de la tabla pueden obtenerse del análisis de los datos de movilidad geográfica, propios de la región en estudio, por ende, es importante la existencia de estas estadísticas previo a la investigación. Un factor importante a tener en consideración es la presencia de instalación de carga lenta utilizadas durante los tiempos de estacionamiento prolongado, por ej. en el hogar, en el trabajo o estacionamiento de centros comerciales. Como se vio en 2.3.3, la carga lenta nocturna será la opción de carga más probable a masificar. Por tanto, aquellos que utilicen predominantemente los CCR serán viajeros que recorran largas distancias o aquellos que no tienen instalaciones domésticas de carga lenta.

Con respecto a los viajeros que realizan viajes de manera rutinaria, sus hábitos son regulares durante los días de trabajo ya que siempre comienzan sus viajes a la misma hora, permanecen en el trabajo generalmente durante el mismo periodo de tiempo y manejan distancias similares. Por otro lado, durante los fines de semana o el caso de conductores que realizan viajes esporádicos, de compras o por placer (viajeros no regulares), los viajes pueden darse en diferentes momentos del día, sumado a permanecer estacionado tiempos distintos de mayor aleatoriedad.

Los conductores actualmente reabastecen de combustible su vehículo cuando el estanque está casi vacío, sin embargo, este hábito no necesariamente se dará en los futuros conductores de VE, debido a los mayores tiempos que requiere recargar la batería, sumado a la posibilidad de cargarse en diferentes lugares dedicados a la recarga de vehículos (en el trabajo, estacionamiento de lugares públicos, entre otros) y el uso de incentivo de tarifas/precios especiales para cargar en algún horario.

En esta investigación, aspectos económicos no han sido considerados, suponiendo que los conductores no cambiaran su comportamiento apreciablemente con la introducción de esta nueva tecnología, y todavía recurren a los centros de carga rápida cuando el estado de carga (SoC) de la batería del VE se acerca a un determinado límite.

Con respecto a la flota de vehículos eléctricos, se consideran tres categorías, las cuales están

definidas por sus características técnicas, dependiendo principalmente de la capacidad de las baterías, situación resumida en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Características técnicas de las tres categorías de vehículos eléctricos (Fuente: *Aggregated Electric Vehicles load profiles with Fast Charging Stations (2014) [7]*).

Tipo de vehículo eléctrico	Rango de capacidad de la batería [kWh]	Rango del consumo del vehículo [kWh/km]
Pequeño	10 ÷ 20	0,1 ± 0,03
Mediano	20 ÷ 30	0,15 ± 0,03
Grande	30 ÷ 40	0,2 ± 0,03

El diagrama de flujo del procedimiento para obtener el perfil de carga diario se aprecia en la figura 3.2. La definición del escenario de movilidad contempla algunos parámetros que no están sujetos a cambios durante el cálculo y que caracterizan el estudio específico, para así poder fijar un escenario de referencia. Dentro de estos parámetros se encuentran la cantidad de viajeros (regulares o no regulares), la penetración de vehículos eléctricos, el porcentaje de usuarios de vehículos eléctricos que tienen la disponibilidad de carga lenta en su casa y la distancia recorrida por los conductores (dada por una distribución normal con su promedio y desviación estándar), siendo estos tres últimos a los cuales se le hará un análisis de sensibilidad.

La flota de vehículos eléctricos se define asignando las siguientes variables de manera aleatoria para cada coche: capacidad de la batería del vehículo, velocidad promedio de movimiento, distancias recorridas, consumo promedio del vehículo, minuto de salida (desde la casa), tiempo que permanece estacionado, $SoC_{inicial}$ (en caso de no tener la opción de cargarse en la casa) y SoC_{limite} que establece la necesidad de recarga.

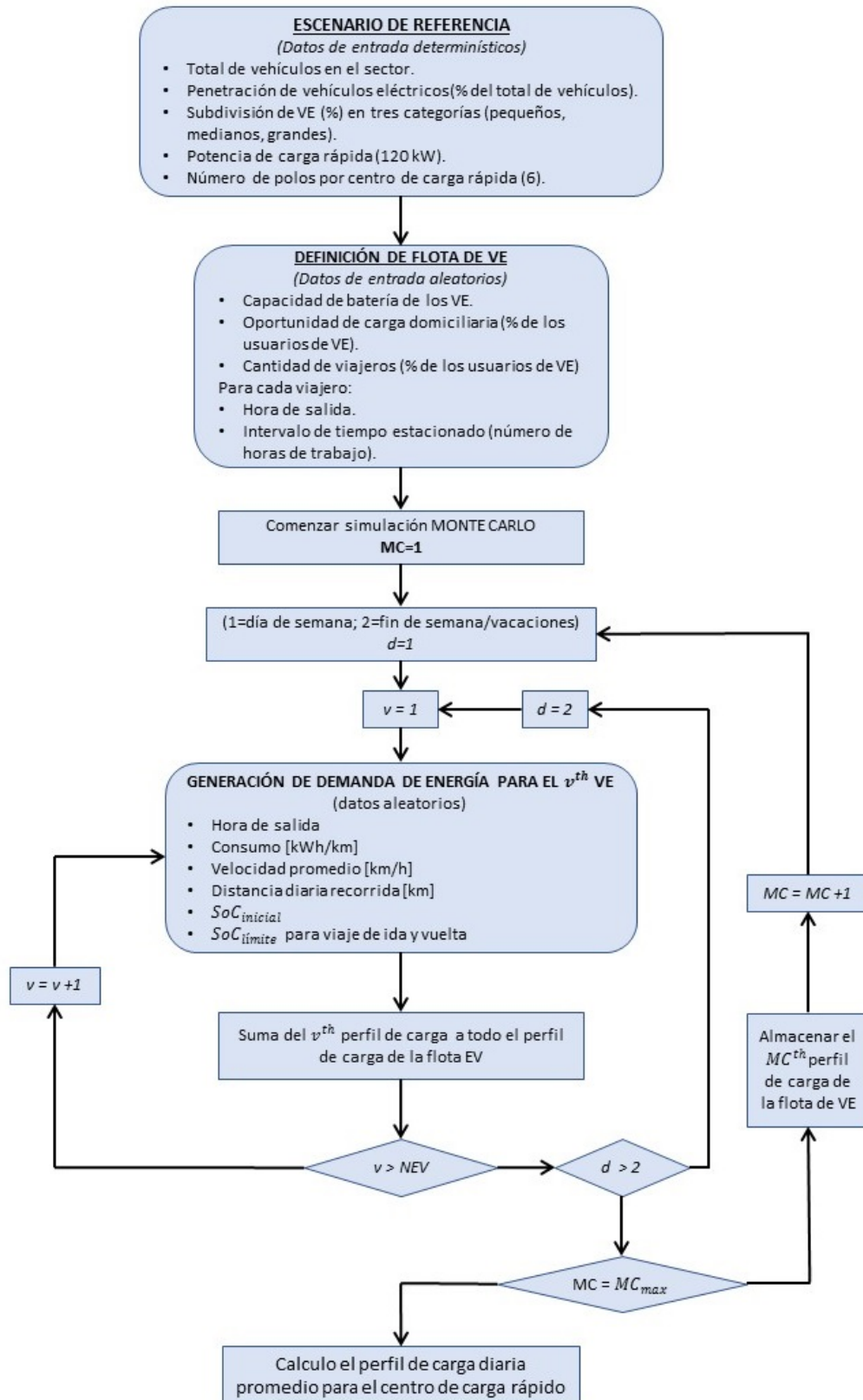


Fig. 3.2: Diagrama de flujo del procedimiento de definición de perfil de carga de estaciones de carga rápida. (Fuente: Aggregated Electric Vehicles load profiles with Fast Charging Stations (2014) [7]).

3.1.3. Cálculo iterativo para la flota de vehículos eléctricos

Una vez asignado todas las variables, se calcula la variación de SoC de la batería del VE durante el día (desde la partida hasta la llegada a casa). La disminución de SoC se ha aproximado con la ecuación lineal A.1 obtenida de [7].

$$SoC_{llegada}^{(i,j)} = SoC_{salida}^{(i,j)} - D_{i,j} \cdot C_{(i,j)} \cdot \frac{100}{BC_i} \quad (3.1)$$

Donde $SoC_{salida}^{(i,j)}$ y $SoC_{llegada}^{(i,j)}$ son los estados de carga de la batería (en %) del i^{th} VE en el j^{th} día a la salida y llegada del viaje (por ejemplo, del hogar al trabajo), $D_{(i,j)}$ es la distancia recorrida en el viaje específico (en km) por el i^{th} VE en el j^{th} día, $C_{(i,j)}$ es el consumo promedio del i^{th} VE en el j^{th} día (en kWh/km), y BC_i es el total de la capacidad de batería del i^{th} VE. Para cada viaje se extrae un estado de carga límite de una distribución normal, SoC_{limite} . Si el valor se encuentra entre $SoC_{salida}^{(i,j)}$ y $SoC_{llegada}^{(i,j)}$, el VE se ve en la necesidad de recargarse durante el viaje, situación reflejada en la figura (3.3). Se reduce SoC_{limite} por un factor α para tomar en cuenta la energía consumida para alcanzar el centro de carga rápida:

$$SoC_{CCR}^{(i,j)} = \alpha \cdot SoC_{limite}^{i,j} \quad (3.2)$$

El procedimiento da la posibilidad de especificar distintos SoC_{limite} para la ida como el retorno. Esto permite aumentar la versatilidad del procedimiento, intentando representar la probable disposición del conductor de VE de cargarse durante el viaje de vuelta y así tenerlo listo para el viaje de la siguiente mañana y evitar gastar tiempo en recargar camino al trabajo.

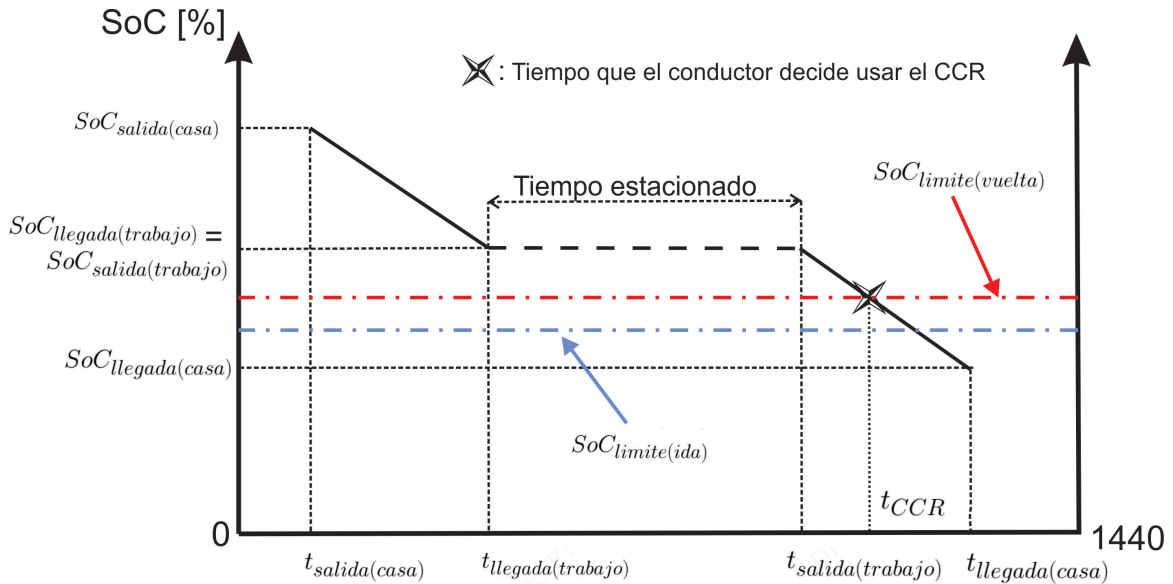


Fig. 3.3: Diagrama de flujo del procedimiento de definición de perfil de carga de estaciones de carga rápida. (Fuente: Aggregated Electric Vehicles load profiles with Fast Charging Stations (2014) [7]).

Sabido el estado de carga (SoC) con el que el VE entra al centro de carga rápida $SoC_{CCR}^{i,j}$, se puede derivar de A.1 y extraer la distancia exacta recorrida entre el lugar de salida y el centro de

carga rápida.

$$D_{CCR}^{(i,j)} = SoC_{salida}^{(i,j)} - SoC_{CCR}^{(i,j)} \cdot \frac{BC_i}{100 \cdot C_{(i,j)}} \quad (3.3)$$

y el minuto al cual comienza la recarga rápida, $t_{CCR}^{(i,j)}$, es:

$$t_{CCR}^{(i,j)} = t_{salida}^{(i,j)} + 60 \cdot \frac{D_{CCR}^{(i,j)}}{v_{(i,j)}} \quad (3.4)$$

donde $t_{salida}^{(i,j)}$ es el minuto de salida del viaje y $v_{(i,j)}$ es la velocidad promedio del i^{th} VE en el j^{th} día (en km/h).

Adicional al tiempo de la recarga, el segundo parámetro que se necesita para obtener el perfil de carga de los centros de carga rápida, es la energía requerida por cada VE ($E_{CCR}^{(i,j)}$) y esta se puede derivar fácilmente considerando que la carga rápida se aplica hasta un límite máximo de un 80% de la capacidad de la batería, para así evitar una degradación rápida de la batería (el 20% restante debe ser cargado de manera lenta).

$$E_{CCR}^{(i,j)} = (0,8 - \frac{SoC_{CCR}^{(i,j)}}{100}) \cdot BC_i \quad (3.5)$$

Por último la duración de la recarga será:

$$\Delta t_{CCR}^{(i,j)} = 60 \cdot \frac{E_{CCR}^{(i,j)}}{P_{carga}} \quad (3.6)$$

donde P_{carga} es la potencia de carga rápida, asumido como 120 [kW], lo máximo que se utiliza hoy en el mercado a gran escala.

Al sumar todos los perfiles de carga de la flota de vehículos, se obtiene el perfil de carga para los centros de carga rápida para un día determinado. Se consideran dos tipos de días en el problema de Monte Carlo, día laboral y día de fin de semana. El cálculo se realiza en escala de minutos, pero los resultados se entregan por hora, ya que es más tratable para posteriores cálculos de análisis. El perfil de carga se da en términos de una curva promedio diaria y una desviación estándar diferente para cada hora del día.

3.1.4. Parámetros de modelación

El procedimiento previamente explicado es aplicado al área de la región Metropolitana, específicamente para la ciudad de Santiago. En la tabla 3.3 se puede apreciar la distribución porcentual de vehículos existentes, sumado a la categorización de viajeros regulares como no regulares que hay en la región. Para obtener mayor información respecto a la recopilación de estos datos se puede apreciar en Anexo B. Con respecto a los tiempos de estacionado de los vehículos, información cual ayuda a determinar la hora de retorno de los viajes, se separará según el tipo de viajero, y el día de la semana en que se encuentre, el cual puede ser un día laboral o fin de semana.

Tabla 3.3: Distribución de vehículos, conductores y tiempos de estacionado (Fuente: Elaboración propia con datos de [14] [10] [7]).

Parametros		Valor		
Vehículos	Pequeños	43 %		
	Medianos	32 %		
	Grandes	25 %		
Categoría de conductores		47 % viajeros regulares (68 % full-time , 32 % part-time), 53 % viajero no regular		
Tiempo estacionado	Día de semana	Viajero full-time	Viajero part-time	Viajero no regular
		$\mu = 9$ hrs $\sigma = 00 : 20$ hrs	$\mu = 5$ hrs $\sigma = 00 : 15$ hrs	$1 \div 3$ hrs (distribución uniforme)
	Fin de semana	$1 \div 5$ hrs (distribución uniforme)		

Respecto a los hábito de los conductores, se definen las velocidades promedio y las distancias recorridas, información resumida en la tabla 3.4. Con respecto a la velocidad promedio de viaje, se define un valor el cual no dependerá del viaje que se está realizando (ida o vuelta) ni del día de la semana. Cabe destacar que las distancias recorridas son mayores en los viajes de retorno, y los fines de semana específicamente. Mayor información sobre la obtención de estos datos se puede ver en Anexos B.

Tabla 3.4: Velocidad y distancias recorridas en vehículo en Santiago (Fuente: Elaboración propia con datos de [10]).

Parametros		Valor	
Velocidad promedio [km/h]		$\mu = 19,84$ $\sigma = 4,27$ (distribución normal)	
Distancias recorridas [km]	Viaje ida	Día semana	Fin de semana
		$\mu = 8,75$ $\sigma = 2,23$ (distribución normal)	$\mu = 10,17$ $\sigma = 2,95$ (distribución normal)
	Viaje retorno	Día semana	Fin de semana
		$\mu = 9,4$ $\sigma = 2,4$ (distribución normal)	$\mu = 15,2$ $\sigma = 4,43$ (distribución normal)

En relación a los estado de carga $SoC_{inicial}$ de la flota de vehículos, se vislumbran dos categorías, los que tienen opción de recarga domiciliaria y los que no. Los primeros mencionados al tener toda la noche para cargar sus vehículos, saldrán cada día con el 100 % de carga de sus baterías. Sin embargo, para el caso de aquellos vehículos que no poseen recarga domiciliaria, se asume que el estado de carga inicial $SoC_{inicial}$ se encuentra en un rango de un 30 – 100 [%], distribuidos de manera uniforme, esto con el fin de emular el comportamiento de las personas que llevan más de un día sin recargar su vehículo, o se recargaron bajo sus propias decisiones sin la necesidad de activarse una alarma de

recarga, información resumida en la tabla 3.5.

Tabla 3.5: Estados de carga inicial y límite para los vehículos eléctricos (Fuente: Elaboración propia con datos de [7]).

Parametros		Valor
Estado de carga inicial (en casa) $SoC_{inicial}$	Recarga en su casa	100 %
	Sin opción de recarga en casa	$30 \div 100$ % (distribución uniforme)
Estado de carga límite SoC_{limite}	Salida	$\mu = 30$ % $\sigma = 1,5$ % (distribución normal)
	Retorno	$\mu = 40$ % $\sigma = 2$ % (distribución normal)

Por último se necesitan algunos otros parámetros adicionales tal como se definió en la metodología para poder realizar la simulación, los cuales se resumen en la tabla 3.6. Considerando que existen 6 polos por centro de carga rápida, nos da una potencia instalada por cada centro de carga rápida de 720 [kW].

Tabla 3.6: Parámetros adicionales para la simulación del perfil de carga (Fuente: Elaboración propia con datos de [7]).

Parámetros	Valor
Coficiente de reducción (α)	0,8
Potencia de carga rápida [kW]	120
N° polos por centro de carga rápida	6

En la región Metropolitana existe un universo de 1.906.209 vehículos circulando, de estos menos de un 0,1 % son eléctricos, situación que es totalmente despreciable [29]. En el "Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo" [8] se realizó una proyección de vehículos eléctricos, donde la tendencia dice que el crecimiento de estos será exponencial en los próximos años, existiendo un aumento de la pendiente a partir del año 2030, situación reflejada en la figura 3.4. Por otra lado, el porcentaje de usuarios que no dispongan de carga lenta domiciliaria será una variable determinante, debido que el aumento de estos, implica una mayor probabilidad que un vehículo se vea en la necesidad de usar un centro de carga rápida.

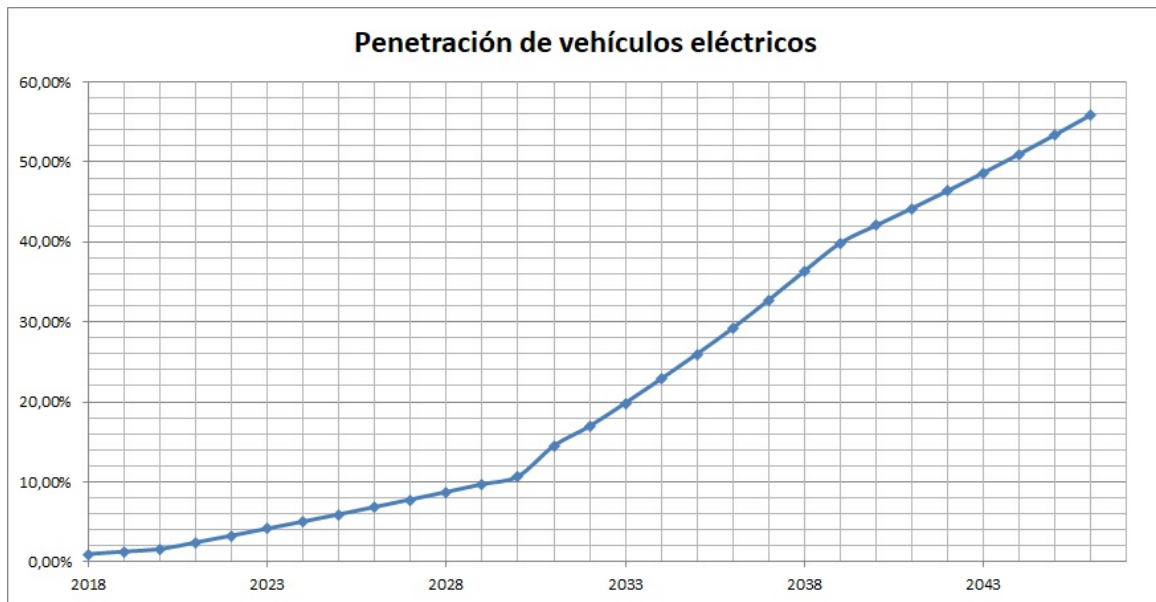


Fig. 3.4: Proyección del crecimiento de penetración de vehículos eléctricos . (Fuente: Elaboración propia con datos de "Proyecto de planificación energética de largo plazo" [8]).

3.1.5. Casos de estudio

Cinco escenarios son estudiados. El primero, se presenta un escenario base de estudio, en segundo lugar se evalúa el comportamiento frente a distintos niveles de penetración de vehículos eléctricos. El tercer escenario se comparan distintos porcentaje de usuarios con opción de carga lenta en sus casas, en cuarto lugar, frente a una alta penetración de vehículos eléctricos, se comparan dos crecimientos con distinto porcentaje de usuarios con opción de carga lenta, definiendo el escenario desfavorable, y en último lugar se analiza el aumento las distancias recorridas por los usuarios de los VE.

3.1.5.1. Caso estudio estándar

En el primer escenario, se estudia una penetración de vehículos eléctricos equivalente al 20 %, lo que representa un total de 381.242 vehículos. De estos se hace el supuesto que un 70 % de los usuarios tendrá disponibilidad de recarga lenta a nivel domiciliario lo que equivale a un total 266.869 VE, quedando un total de 114.373 a desamparas de utilizar centros de carga rápida. Los otros parámetros definidos en 3.1.4 se mantienen constantes.

3.1.5.2. Aumento del porcentaje de penetración de vehículos eléctricos

Continuando con el supuesto de que el 70 % de los propietarios de vehículos eléctricos tendrán la opción de recargarse en su casa, se analiza una penetración de vehículos correspondiente a los años 2036 (30 %), 2039 (40 %) y 2043 (50 %), información resumida en tabla 3.7. Los otros parámetros definidos en 3.1.4 se mantienen constantes.

Tabla 3.7: Cantidad de vehículos para distintas penetración de vehículos eléctricos

Parámetro	Valor		
Usuarios con carga lenta en la casa	70 %		
Penetración de VE	30 %	40 %	50 %
Vehículos			
Con carga domiciliaria	400303	533738	667173
Sin carga domiciliaria	171558	228745	285931

3.1.5.3. Variación de usuarios con opción de carga lenta domiciliaria

Considerando una penetración de vehículos eléctricos del 20 %, se hace variar a la cantidad de usuarios que poseen la opción de carga lenta en su casa equivalentes a un 30 %, 50 % y 90 %, información resumida en la tabla 3.8. Los otros parámetros definidos en 3.1.4 se mantienen constantes.

Tabla 3.8: Cantidad de vehículos según disponibilidad de carga lenta a nivel domiciliaria

Parámetro	Valor		
Penetración de VE	20 % ($N_{EV}=381242$)		
% de usuarios con carga lenta	30 %	50 %	90 %
Vehículos			
Con carga domiciliaria	114373	190621	343117
Sin carga domiciliaria	266869	190621	38214

3.1.5.4. Caso estudio desfavorable

En este caso se presenta la mayor penetración de vehículos eléctricos equivalente a un 50 %, en conjunto con la menor cantidad de usuarios con opción de carga lenta en sus casas ya estudiada (30 %), información que es resumida en la tabla 3.9. Los parámetros definidos en 3.1.4 se mantienen constantes.

Tabla 3.9: Cantidad de vehículos para escenario desfavorable

Parámetro	Valor	
Penetración de VE	50 %	
Usuarios con carga lenta en la casa	30 %	70 %
Vehículos	Con carga domiciliaria	285931 667173
	Sin carga domiciliaria	667173 285931

3.1.5.5. Aumento de las distancias recorridas

Al hacer variar la distancia recorrida, se afecta directamente la ecuación A.1, por ende se espera un cambio significativo en la necesidad de carga por parte de los usuarios. Se presentan dos escenarios:

- (a) Escenario en donde aumentan las distancias recorridas en un 50 %
- (b) Escenario donde adicionalmente se disminuye la cantidad de usuarios con opción de carga domiciliaria (40 %).

La información se resume en la tabla 3.10. Los otros parámetros definidos en 3.1.4 se mantienen constantes.

Tabla 3.10: Parámetros de la modelación al aumentar la distancia recorrida

Parámetro	Valor		
Penetración de VE	20 % ($N_{EV} = 381242$)		
Usuarios con carga lenta en la casa	70 % (266869 VE)		
Distancia recorrida	1x	1.5x	1,5x y 40 % recarga domiciliaria
	Se reescala el promedio μ , la desviación estándar σ queda invariante (misma distribución normal)		

3.2. Armónicos de corriente y la normativa en Chile

Uno de los problemas más comunes que afectan a la calidad de la energía en sistemas eléctricos de baja/media tensión es la deformación de onda, producida en gran medida por un fenómeno llamado “Distorsión armónica”. Los sistemas eléctricos cuentan actualmente con una gran cantidad de elementos no lineales, los cuales generan a partir de onda sinusoidales a la frecuencia de la red, otras ondas de diferentes frecuencias ocasionando el fenómeno conocido como generación de armónicos. Estos son un fenómeno que causa problemas tanto a los usuarios como la entidad encargada de la prestación del servicio de energía eléctrica ocasionando diversos efectos nocivos en los equipos de la red.

Uno de estos elemento no lineales son los llamado convertidores de energía. Los centros de carga rápida esta conformado principalmente de convertidores de energía, llamados rectificadores, transformando la corriente alterna en continua, por ende es de suma importancia analizar su interacción con la red.

3.2.1. Índice de evaluación

Un aspecto importante cuando se quiere establecer limites al nivel de contaminación armónica es la forma en que ésta se cuantifica, para tal efecto existen índices tales como el THD (distorsión armónica total), que se calcula considerando hasta la armónica de orden n , por ejemplo hasta la armónica de orden 50 es el caso del reglamento chileno, [30] como lo indica la ecuación 3.7:

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_I} \quad (3.7)$$

Donde:

- THD_I = es la distorsión total de corriente (%)
- I_n = es la componente armónica de corriente de orden n .
- I_I = es la componente fundamental de corriente.

3.2.2. Normativa en Chile

La idea de normalizar y asignar límite al contenidos armónicos en los sistemas eléctricos se debe a la necesidad de:

- Controlar la distorsión de corriente y tensión de un sistema eléctrico a niveles tales que no afecten la operación del sistema de distribución. [30]
- Asegurar a los usuarios que puedan disponer de una fuente de alimentación de calidad aceptable. [30]
- Prevenir que las distorsiones de voltaje presentes en el sistema afecte la operación de los equipos de protección, medición, comunicación y/o computación. [30]

- Limitar el nivel de distorsión de corriente que un cliente puede introducir a la red. [30]

En Chile rige “Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos” ¹, el cual se basa en la norma 519-1992 IEEE, para establecer los niveles de armónicos permitidos. Esta dice en su artículo N°18 que en condiciones normales de operación, se debe cumplir para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos que: el 95 % de los valores estadísticos de las corrientes armónicas y de su índice de distorsión total, cumplen con lo indicado en la tabla A.1.

El valor estadístico de las corrientes armónicas y de su índice de distorsión será obtenido para cada intervalo de diez minutos, como resultado de evaluar estadísticamente un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo, de acuerdo a lo establecido en la norma técnica correspondiente:

Tabla 3.11: *Máxima Distorsión Armónica de Corriente en el Sistema Eléctrico, expresada como % del valor de Corriente Máxima de Carga a frecuencia fundamental*

I_{SC}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 27$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	THD_i
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
$20 < 50$	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
$50 < 100$	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
$100 < 1000$	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
≥ 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

3.2.3. Otras normativas

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), actualmente con oficina principal en Ginebra, Suiza, ha definido una categoría de normas de compatibilidad electromagnética (EMC) que tratan problemas de la calidad de la energía eléctrica.

Las normas IEC están divididas en seis partes. La tercera parte, "Límites", define los niveles permisibles de emisiones que pueden ser generadas por el equipo conectado al ambiente. Esta establece límites numéricos de emisión y también límites de inmunidad. Su número de designación es IEC 61000-3-x.

La norma IEC 61000-3-12 en este caso define los niveles de armónicos de corriente, los cuales se resumen en la tabla 3.12.

¹Decreto 327, Fija Reglamento de la ley general de servicios eléctricos

Tabla 3.12: *Maxima distorsión armónica de corriente en porcentaje de I_L fijados en IEC 61000-3-12*

Minimum R_{SCE}	Admissible individual harmonic current I_h/I_{ref} (%)				Admissible harmo- nic parameters (%)
	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	THC/I_{ref}
33	10,7	7,2	3,1	2	13
66	14	9	5	3	16
120	19	12	7	4	22
250	31	20	12	7	37
350	40	25	15	10	48

R_{SCE} es la razón de cortocircuito, I_h es la componente armónica de corriente, I_{ref} es la corriente de referencia
 THC- Corriente total armónica

3.3. Tarifas alta tensión para clientes regulados aplicado a los centros de carga

La legislación vigente establece que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, con el objetivo de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

Aquellos usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, se consideran sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la Ley establece la regulación de precios. Por otro lado, usuarios finales cuyas potencia supere los 5.000 kW, la Ley dispone la libertad de precios, otorgando la facultad de negociar y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, como autogeneración o suministro directo con empresas generadoras. El primer grupo se les denomina cliente regulado y al segundo cliente libre, aunque aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir a cual régimen adscribirse (libre o regulado) por un período de 4 años. [31]

La tarifa regulada de distribución resulta de la suma de 3 componentes:

- Precio de nudo, el cual es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución. Corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios. [32]
- Valor Agregado de Distribución (VAD), también fijado por la autoridad sectorial. La distribuidora recauda sólo el VAD, el cual le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones. [32]
- Cargo único por concepto de uso de las instalaciones del sistema de transmisión troncal, el cual resulta de la valorización de dichas instalaciones. Este cobro, en términos unitarios, es igual para todos los clientes regulados y el total se determina en proporción su consumo de energía. [?]

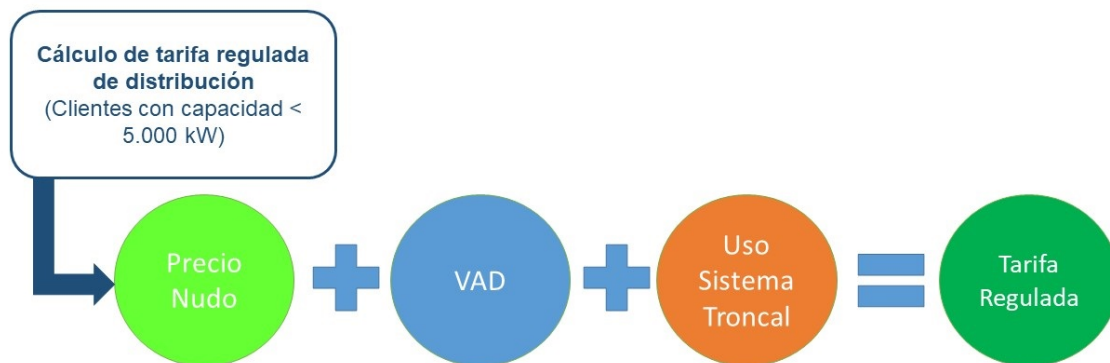


Fig. 3.5: Composición de la tarifa regulada

Con respecto a los clientes regulados se pueden identificar 2 tipos según el nivel de tensión en el que se encuentren:

- Alta tensión: Son clientes en alta tensión aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es superior a 400 volts.
- Baja tensión: Son clientes en baja tensión aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es igual o inferior a 400 volts.

3.3.1. Tarifas reguladas para clientes de alta tensión

Los clientes podrán elegir libremente una de las siguientes opciones tarifarias, con las limitaciones y condiciones de aplicación establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda. Debido a las potencias instaladas de los centros de carga rápida, de este estudio quedan excluidos los usuarios residenciales.²

3.3.1.1. Tarifa AT2

Opción de tarifa en alta tensión con potencia contratada, para clientes con al menos medición de energía y potencia contratada. Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva concesionaria, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la concesionaria. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia. Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de la vigencia de dicha potencia contratada. La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

3.3.1.2. Tarifa AT3

Opción de tarifa en alta tensión con demanda máxima de potencia leída, para clientes con al menos medición de energía y demanda máxima de potencia leída. Se entenderá por demanda máxima de potencia leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos. La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

3.3.1.3. Tarifas AT4

Opción de tarifa horaria en alta tensión, para clientes con al menos medición de energía y demanda máxima de potencia contratada o leída, y demanda máxima de potencia contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico. En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

²Normas Generales, 24 de Agosto 2017, Leyes, reglamentos, decretos y resoluciones de orden general. CVE 1260875

AT4.1 Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.

AT4.2 Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.

AT4.3 Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

La demanda máxima de potencia que contrate el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado. Se entenderá por demanda máxima de potencia leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos. La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

3.3.1.4. Tarifa AT5

Opción tarifaria en alta tensión para suministros no residenciales con al menos medición de energía, de la demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada con resolución cada 15 minutos o inferior y memoria masa para su registro. Se entenderá por demanda máxima de potencia leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos. La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

Capítulo 4

Resultados

Este capítulo consta de tres secciones. En primer lugar se presentan los resultados de los distintos perfiles de carga para los escenarios planteados en 3.1.5. En segundo lugar se analiza el cumplimiento de la distorsión armónica de corriente en la normativa chilena y por último se aplican las tarifas de alta tensión a clientes regulados para el perfil de carga obtenido en el caso estándar.

4.1. Perfil de carga para centros de carga rápida en la región Metropolitana

4.1.1. Caso estudio estándar

Este escenario es definido con una penetración de vehículos eléctricos de 20 %, de los cuales un 70 % cuenta con la disponibilidad de carga lenta en su casa. El perfil de carga obtenido se muestra en la figura 4.1. La demanda máxima alcanza un valor de $D_{max} = 68,3$ [MW], la demanda promedio es de $D_{prom} = 33,7$ [MW] y la demanda mínima $D_{min} = 2,1$ [MW]. La energía diaria demandada por el total de vehículos que se vieron en la necesidad de usar los CCR, corresponde al área bajo la curva, igual a $E_{dem\ diaria} = 810$ [MWh]. La demanda máxima ocurre a las 17 : 00 [h] y la demanda mínima a las 04 : 00 [h]. Para definir el periodo punta se seleccionan aquellos valores que exceden el valor promedio en un 50 %, el cual queda comprendido entre las 11 : 00 [h] y las 18 : 00 [h].

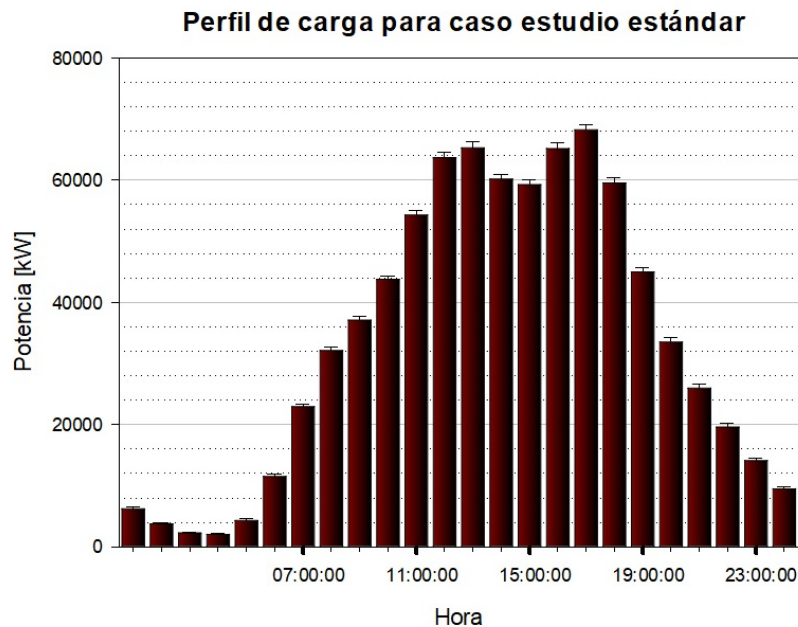


Fig. 4.1: Perfil de carga considerando 20% penetración de vehículos eléctricos y 70% de usuarios con carga lenta en sus casas

Los coeficientes de variación para todas las horas estudiadas no superan el 7%, con lo que se afirma que el promedio es representativo en la medición. Al revisar el diagrama de flujo presentando en 3.1.2, el cálculo contempla sumar los perfiles obtenidos para días de semana como fines de semana y así obtener un perfil único. De la figura 4.2 se puede apreciar que el 43% de la energía demandada está asociada a los viajes realizados durante la semana, lo que equivale a un total de 351,3[MWh]. El 57% restante representa a los viajes realizados los fines de semana.

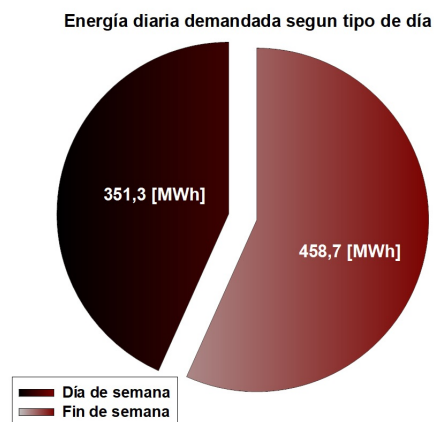


Fig. 4.2: Energía diaria demandada según tipo de día contemplado en la simulación

En la figura 4.3 se desglosa el perfil de carga obtenido en la figura 4.1 según el tipo de día de la

semana. Se puede apreciar que los días de semana el periodo punta se ubica entre las 16 : 00 – 18 : 00 [h], siendo la demanda máxima de $D_{max_{semana}} = 43,5$ [MW] y factor de carga $FC = 0,34$. Por otro lado los fines de semana el periodo punta se encuentra entre las 11 : 00 – 13 : 00 [h] con una demanda máxima $D_{max_{finsemana}} = 42,7$ [MW] y factor de carga $FC = 0,44$.

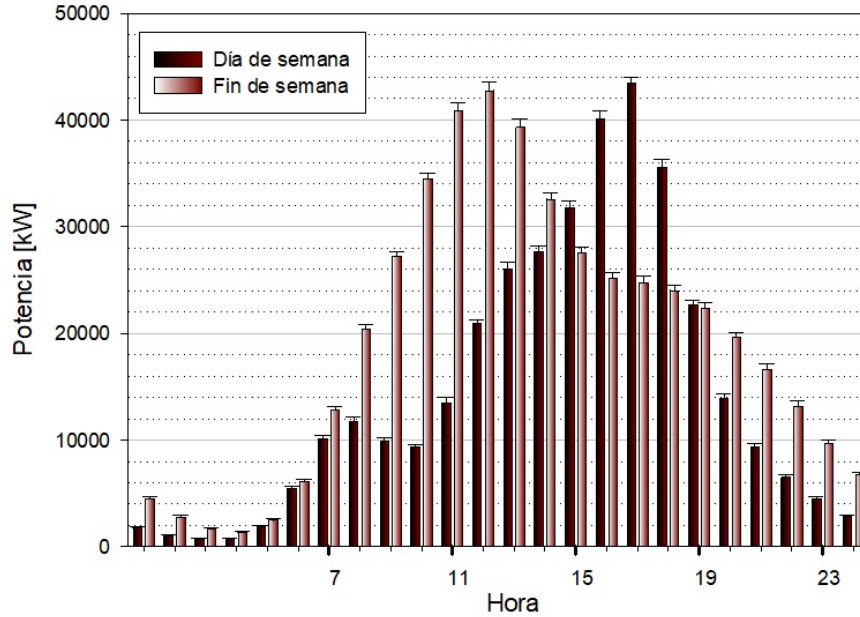


Fig. 4.3: Perfil de carga de los centros de carga rápido en la ciudad de Santiago para un día laboral y día de fin de semana

Al cuantificar la energía solicitada a la red según la disponibilidad de carga lenta en las casas, el resultado se presenta en la tabla 4.1. El 100 % de la energía demandada a la red producto del uso de centros de carga rápida será por usuarios que no dispongan de carga lenta a nivel domiciliario.

Tabla 4.1: Energía diaria demandada según disponibilidad de carga domiciliaria

Tipo de usuario	Porcentaje
Con carga domiciliaria	0 %
Sin carga domiciliaria	100 %

La energía promedio de carga del conjunto de vehículos que se vieron en la necesidad de usar carga rápida fue de $\bar{E}_{carga} = 11,4$ [kWh], cálculo explicado en Anexo D. Considerando que la energía diaria demandada por el conjunto de vehículos que utilizaron los CCR es de $E_{dem_{diaria}} = 810$ [MWh] y $\bar{E}_{carga} = 11,4$ [kWh], la fracción de ambas da la cantidad de vehículos promedio que se ven en la necesidad de cargar en CCR durante un día, el cual equivale a un total de 71004 vehículos. Del universo de VE, 1 de cada 5 vehículos se van a ver en la necesidad de recargar en centros de carga rápida.

Considerando que la potencia instalada de un centro de carga rápida con 6 polos por estación

sería de un total de 720 [kW] y un factor de simultaneidad $F_s = 1$ (peor escenario posible), en la hora peak se necesitaría un total de 95 electrolinerías para suplir la demanda máxima, información que puede servir como punto de partida para análisis más profundos.

La empresa concesionaria encargada de suplir de energía al sistema de distribución corresponde a “ENEL Distribución”. En el Anexo E se explica el sistema de distribución en estudio y las subestaciones encargadas de entregarle energía. La demanda máxima obtenida del perfil 4.1 se aplica a las cinco subestaciones ahí mencionados de manera equitativa, es decir se divide por la cantidad de SS/EE involucradas debido a su conexión en anillo. En la tabla 4.2 se muestra el aumento de carga al aplicar la demanda máxima a las subestaciones mencionadas en el Anexo E. El aumento de carga alcanza un valor máximo de 4 % al contrastar con la potencia instalada de los transformadores.

Tabla 4.2: *Aumento de carga al aplicar la demanda máxima a las subestaciones que entregan energía al sist. de distribución*

Nombre	Potencia Instalada [MW]	Aumento de carga
Alto Jahuel	390	4 %
Cerro Navia	799	2 %
Chena	400	3 %
El Salto	800	2 %
Los Almendros	399	3 %

Se contrasta con la energía diaria demandada por el conjunto de CCR correspondiente a una penetración de 20 % de vehículos eléctricos (año 2033), situación resumida en la tabla 4.3 con la energía diaria demandada por el sistema de distribución, información que se puede ver con mayor detalle en Anexo F. El uso de centros de carga rápida significa un aumento del 1,95 % de la energía demandada en un día.

Tabla 4.3: *Demanda diaria de energía de concesionaria distribución y conjunto de CCR*

Año	Energía diaria demandada por sist. distribución [MWh]	Energía diaria promedio demandada por conjunto CCR [MWh]
2033	41446,9	809,99

4.1.2. Aumento de la penetración de vehículos eléctricos

El aumento de vehículos eléctricos es algo que se irá dando naturaleza a medida que comience a entrar este nuevo producto al mercado. En la figura 4.4 se adjunta los perfiles de carga para un 30 %, 40 % y 50 % de penetración de vehículos eléctricos, los cuales representan los años 2036, 2039 y 2043 sucesivamente. Se puede apreciar que las demandas máximas alcanza un valor de $D_{max_{30\%}} = 102,7$ [MW], $D_{max_{40\%}} = 137,2$ [MW], $D_{max_{50\%}} = 170,6$ [MW], mostrando un crecimiento del 9,59 % anual entre el 2033 y el 2043. La demanda máxima ocurre a las 17 : 00 [h] en todos los casos. Respecto al

periodo punta, sigue el criterio de aquellos valores que excedan el promedio sobre un 50 %, obteniéndose para todos el mismo periodo punta, comprendido entre las 11 : 00 [h] y las 18 : 00 [h].

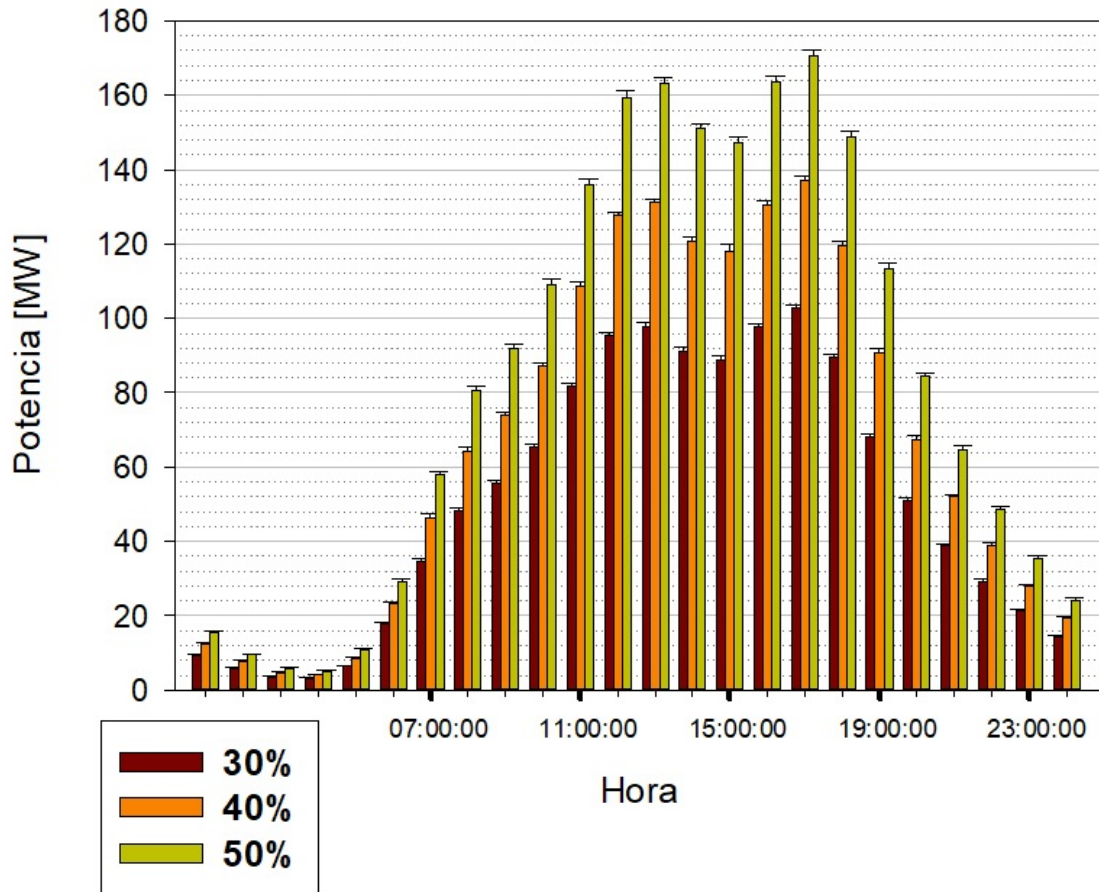


Fig. 4.4: Perfil de carga para distinta penetración de vehículos eléctricos

La cantidad de electrolineas necesarias para suplir el periodo punta corresponden a 143, 191, 237 para una penetración de vehículos eléctricos del 30 %, 40 % y 50 % sucesivamente.

En la tabla 4.4, se aprecia el aumento de carga al aplicar la demanda máxima producto del uso de CCR en las subestaciones mencionadas en Anexo E. El mayor aumento de carga alcanza un valor de 9 % en tres subestaciones para una penetración del 50 % de vehículos eléctricos.

Tabla 4.4: Aumento de carga al aplicar la demanda máxima producto del uso de centros de carga rápida para distinto nivel de penetración de vehículos eléctricos

Nombre	Potencia Instalada	Penetración de VE		
		30 %	40 %	50 %
Alto Jahuel	390	5 %	7 %	9 %
Cerro Navia	799	3 %	3 %	4 %
Chena	400	5 %	7 %	9 %
El Salto	800	3 %	3 %	4 %
Los Almendros	399	5 %	7 %	9 %

Con respecto a la energía diaria demandada por el total de los vehículos que se vieron en la necesidad de usar los CCR, corresponde a $E_{diaria_{30\%}} = 1216,8$ [MWh], $E_{diaria_{40\%}} = 1622,8$ [MWh] y $E_{diaria_{50\%}} = 2025,7$ [MWh] para una penetración de VE del 30 %, 40 % y 50 % respectivamente. Esta variable crece al igual que la demanda máxima a un 9,6 % anual entre el 2033 y el 2043. Al comparar con la energía diaria demandada por el sistema de distribución, se obtiene que representará un 2,66 %, 3,26 % y 3,66 % de la energía diaria, para penetraciones del 30 %, 40 % y 50 % respectivamente.

Tabla 4.5: Energía diaria demandada por concesionaria y el conjunto de CCR para distinta penetración de vehículos eléctricos

Penetración de VE	Energía diaria demandada por concesionaria [GWh]	Energía diaria demandada por CCR [GWh]	Porcentaje
20 %	41,446	0,810	1,95 %
30 %	45,668	1,216	2,66 %
40 %	49,739	1,622	3,26 %
50 %	55,293	2,025	3,66 %

4.1.3. Variación de usuarios con opción de recarga domiciliaria

El porcentaje de usuarios con la opción de cargar en su casa es una variable que tienen mucha incidencia con la empresa concesionaria del sistema de distribución, pues será esta la encargada de incentivar a los usuarios el uso de VE y potenciar la infraestructura de las instalaciones eléctricas de las casas, de manera que se soporte sin problemas la incorporación la carga de vehículos eléctricos. De forma adicional, un buen manejo de esta variable colabora de manera directa la gestión energética del sector en estudio, ya que un mayor número de clientes sin la disponibilidad de cargar en su casa, conlleva un mayor uso de centros de carga rápida.

En la figura 4.5 se adjuntan los perfiles de carga para un 30 %, 50 % y 90 % de usuarios con opción de carga lenta a nivel domiciliario para un nivel fijo de penetración de vehículos eléctricos correspondiente a un 20 %.

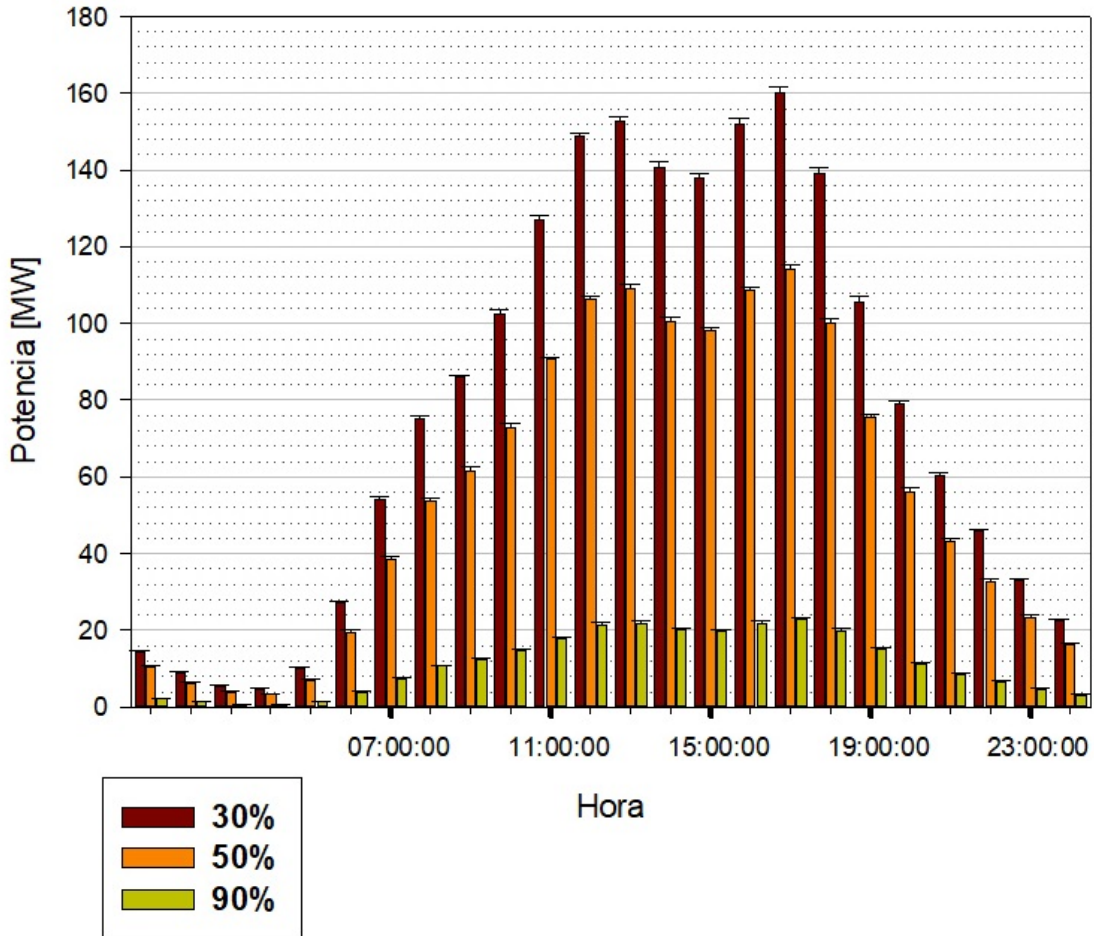


Fig. 4.5: Perfil de carga para distinto porcentaje de usuarios con opción de carga a nivel domiciliario

Las demandas máximas alcanzan un valor de $D_{max_{30\%}} = 160,0$ [MW], $D_{max_{50\%}} = 114,1$ [MW], $D_{max_{90\%}} = 22,8$ [MW], del total de vehículos eléctricos correspondiente a 381242 vehículos, cada 10 % que no disponga de carga lenta domiciliaria la demanda máxima aumenta en 22,8 [MW]. La demanda máxima ocurre a las 17 : 00 [h] en todos los casos. Respecto al periodo punta, sigue el criterio de aquellos valores que excedan el promedio sobre un 50 %, obteniéndose para todos el mismo periodo punta, comprendido entre las 11 : 00 [h] y las 18 : 00 [h].

La cantidad de electrolinerías necesarias para suplir el periodo punta corresponden 222, 158, 32 para una disponibilidad de carga lenta en las casas del 30 %, 50 % y 90 % sucesivamente.

En la tabla 4.6 se muestra el aumento del factor de carga al aplicar la demanda máxima del conjunto de CCR para distinto porcentaje de usuarios con opción de carga lenta en las casas respecto a la potencia instalada de los transformadores de las subestaciones mencionadas en Anexo [?]. El aumento de carga alcanza valores máximo de 8 % y mínimo de 1 % para 30 % y 90 % de usuarios con opción de carga lenta respectivamente.

Tabla 4.6: Aumento de carga al aplicar la demanda máxima para distintos porcentaje de usuarios con carga a nivel domiciliario

S/E	% Usuarios con carga lenta		
	30 %	50 %	90 %
Alto Jahuel	8 %	6 %	1 %
Cerro Navia	4 %	3 %	1 %
Chena	8 %	6 %	1 %
El Salto	4 %	3 %	1 %
Los Almendros	8 %	6 %	1 %

La energía diaria demandada por el total de los vehículos que se vieron en la necesidad de usar los CCR, equivale un total de $E_{diaria_{30\%}} = 1892,4$ [MWh], $E_{diaria_{50\%}} = 1351,3$ [MWh] y $E_{diaria_{90\%}} = 269,9$ [MWh], equivalente a un 4,57%, 3,26% y 0,65% de la energía demandada por el sistema de distribución, situación resumida en la tabla 4.7. La no disponibilidad de carga para 228745 vehículos, equivalente a un 60% del universo de VE, implica un aumento de un 2,83% de la energía diaria demandada total.

Tabla 4.7: Energía diaria demandada por concesionaria y el conjunto de CCR para distinta porcentaje de usuarios con carga lenta

Penetración de VE	Energía diaria demandada por concesionaria [MWh]	Energía diaria demandada por los CCR [MWh]	Porcentaje
90 %	41447	269,9	0,65 %
50 %	41447	1351,3	3,26 %
30 %	41447	1892,4	4,57 %

4.1.4. Caso estudio desfavorable

Bajo el supuesto de una penetración de vehículos equivalente a un 50%, se comparan dos tipos de crecimientos que se pueden dar a largo plazo, uno con 70% usuarios de VE que cuentan con disponibilidad de carga lenta en su casa, y un escenario desfavorable, donde solo existe un 30% de usuarios con la opción mencionada (alta penetración de vehículos eléctricos sumado a poca disponibilidad de carga lenta nocturna).

En la figura A.5 se aprecian 3 perfiles de carga, correspondiente al caso estándar obtenido en 4.1.1, junto a los dos crecimientos mencionados recientemente.

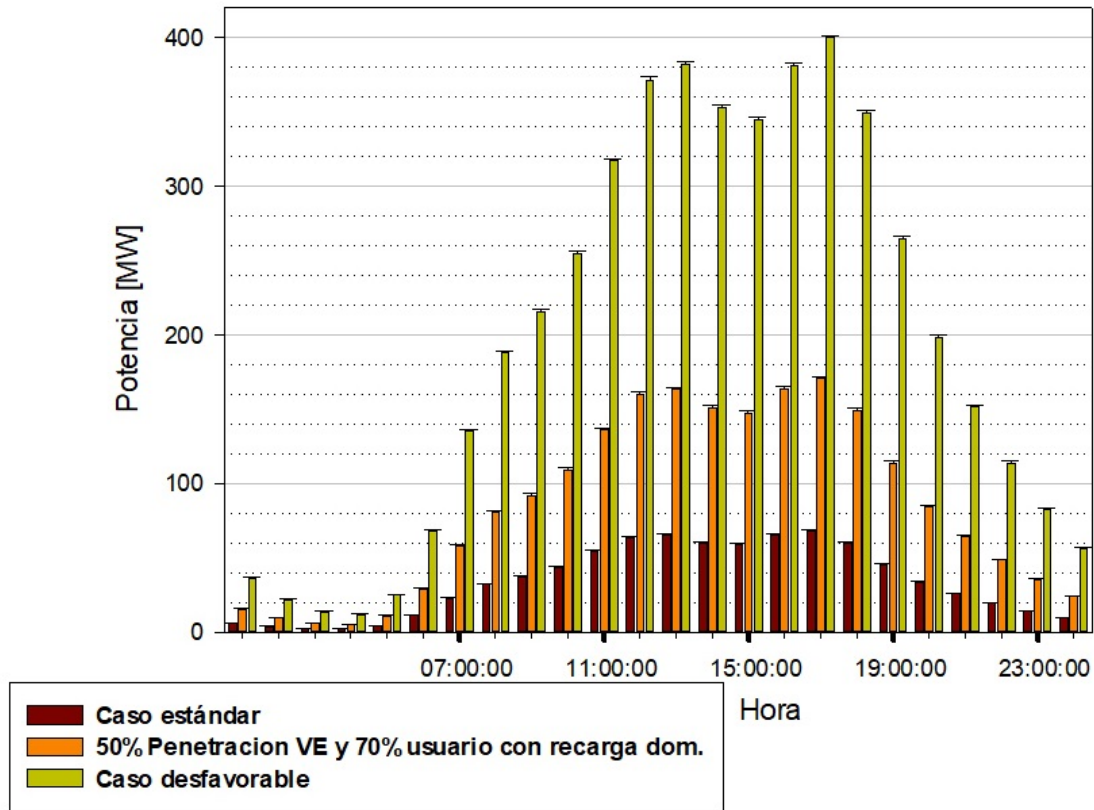


Fig. 4.6: Perfiles de carga para alta penetración de VE con distinto porcentaje de usuarios con opción de recarga domiciliaria y perfil de carga del caso estudio estándar

Las demandas máximas alcanzan un valor de $D_{max_{30\%}} = 399,6$ [MW] y $D_{max_{70\%}} = 170,6$ [MW], la no disponibilidad de carga en la casa para un total de 381242 vehículos, equivalente a un 40 % del parque vehicular, conlleva un aumento de la demanda máxima de en 229 [MW] equivalente a un 134 %. El mismo aumento ocurre con la energía diaria demandada. La demanda máxima ocurre a las 17 : 00 [h] en ambos escenarios. Se sigue usando el mismo criterio para elegir el horario punta, el cual queda comprendido entre 11 : 00 [h] y las 18 : 00 [h].

Tabla 4.8: Demanda máxima y energía diaria demandada producto del uso de CCR para distintos escenarios crecimiento

Penetración de VE	% usuarios con carga lenta	Demanda máxima [MW]	Energía diaria demandada por CCR [MWh]
20 %	70 %	68,3	810,0
50 %	70 %	153,9	2025,7
50 %	30 %	223,5	4731,7

Al comparar ambos crecimientos, el escenario desfavorable implica un aumento de 485 % en la

demanda máxima y la energía diaria demandada frente el caso estudio estándar (20 % penetración de VE y 70 % de usuarios con opción de carga lenta en su casa). En relación con la energía diaria demandada por los CCR, un crecimiento desfavorable alcanza un valor del 9 % del la energía diaria demandada por el sistema de distribución.

Tabla 4.9: *Aumento del factor de carga al aplicar la demanda máxima para distintos crecimientos con alta penetración de vehículos eléctricos*

Nombre	% Usuarios con re-carga domiciliaria	Aumento factor de carga
Alto Jahuel	30 %	20 %
	70 %	9 %
Cerro Navia	30 %	10 %
	70 %	4 %
Chena	30 %	20 %
	70 %	9 %
El Salto	30 %	10 %
	70 %	4 %
Los Almendros	30 %	20 %
	70 %	9 %

Respecto al impacto en los transformadores que alimentan el sistema de distribución, es resumido en la tabla 4.9. La demanda máxima alcanzada en el escenario desfavorable provoca un aumento en la carga de hasta un 20 % en los transformadores de menor potencia, contra el 9 % que se obtiene al aumentar un 40 % la cantidad de usuarios con disponibilidad de carga en su casa. Cada 10 % de usuarios que no disponga de éste método de carga lenta, provoca un aumento de 2,75 % de la carga en los transformadores de menor potencia.

4.1.5. Aumento de las distancias recorridas

Este escenario busca analizar a diferencia de los otros escenarios ya estudiados, como afecta el comportamiento de los conductores al perfil de demanda de los centros de carga rápida, específicamente mediante la variación de las distancia recorridas por los usuarios. Se comparan los escenarios planteados 3.1.5.3. En la figura A.6 se muestran los perfiles de carga obtenido para ambos escenarios.

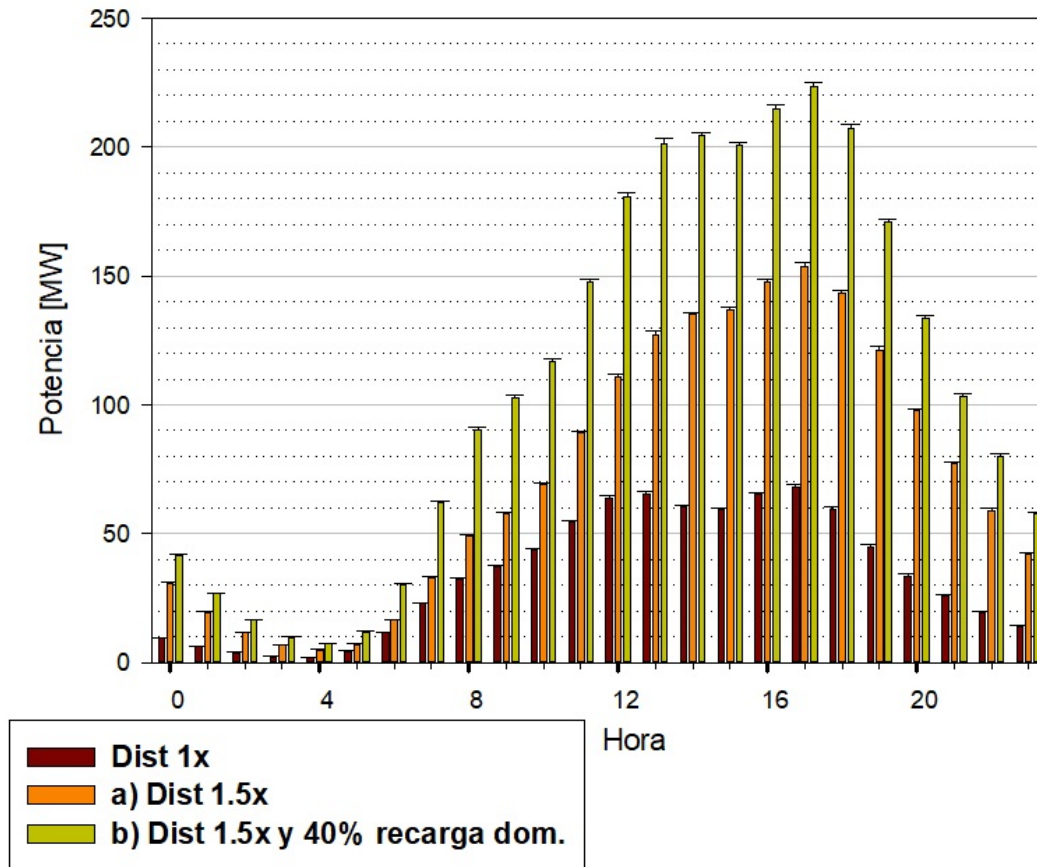


Fig. 4.7: *Perfiles de carga caso estándar con escenario: a) Aumento distancias recorridas. b) Aumento distancias recorridas y disminución de usuarios con opción de carga lenta*

En la tabla 4.10 se presentan las demandas máximas y energía diaria demandada para ambos escenarios postulados en contraste con el escenario estándar. Las demandas máximas alcanzan un valor de $D_{max(a)} = 153,9$ [MW] y $D_{max(b)} = 223,5$ [MW], variar la disponibilidad de carga en la casa en un 30 % del parque vehicular, conlleva un aumento de la demanda máxima en 69,6 [MW], equivalente a 45 %. Por su parte la energía diaria demandada por los CCR alcanza valores de $E_{dem(a)} = 1747$ [MWh] y $E_{dem(b)} = 2641$ [MWh] equivalente a un aumento del 51 %. La demanda máxima ocurre a las 17 : 00 [h]. El mismo criterio es utilizado para elegir el horario punta, donde se produce un cambio, desplazándose desde 12 : 00 [h] a las 19 : 00 [h].

Tabla 4.10: *Demanda máxima y energía diaria demandada por los CCR frente a escenarios de aumento en las distancias recorridas*

Distancia	% usuarios con carga domiciliaria	Demanda máxima [MW]	Energía diaria promedio demandada por CCR [MWh]
1x	70 %	68,3	810,0
1.5x	70 %	153,9	1747,0
1.5x	30 %	223,5	2641,0

El aumento de las distancias recorridas implica un aumento de un 115 % en la energía diaria demandada por los CCR. Si se reduce la cantidad de usuarios con disponibilidad de carga en su casa la energía aumenta un 226 %, el cual representa un 4,8 % de la energía total demandada por el sistema de distribución.

En la tabla 4.11 se muestra el aumento de carga al aplicar la demanda máxima frente a escenarios de aumento en las distancias recorridas. El aumento de las distancias recorridas provoca aumentos en la carga de hasta un 11 % de la potencia instalada en los transformadores de menor potencia.

Tabla 4.11: *Aumento del factor de carga producto de la demanda máxima frente a escenarios de aumento en las distancias recorridas*

Nombre	Distancia	% usuarios con carga domiciliaria	Aumento de carga
Alto Jahuel	1x	70 %	4 %
	1.5x	70 %	8 %
	1.5x	40 %	11 %
Cerro Navia	1x	70 %	2 %
	1.5x	70 %	4 %
	1.5x	40 %	6 %
Chena	1x	70 %	3 %
	1.5x	70 %	8 %
	1.5x	40 %	11 %
El Salto	1x	70 %	2 %
	1.5x	70 %	4 %
	1.5x	40 %	6 %
Los Almendros	1x	70 %	3 %
	1.5x	70 %	8 %
	1.5x	40 %	11 %

4.2. Centros de carga rápida y distorsión armónica

4.2.1. Niveles de los prototipos en el mercado

En la tabla A.2 se adjunta la distorsión armónica de corriente para cinco prototipos de centro de carga rápida que se encuentran ya en el mercado, los cuales se encuentran adjuntos en Anexo . De estos, hay tres que especifican su nivel de armónicos de corriente, y dos solo mencionan la norma que cumplen sus prototipos. El nivel de armónicos permitidos está dado según la razón de cortocircuito I_{SC}/I_L . Los tres prototipos (ABB, Lafon y Schneider Electric) quedan dentro de los límites establecidos por el “Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”, donde el máximo valor admitido corresponde a un 20 %. Los dos prototipos que están normados según la IEC se deben revisar con mayor detención ya que esta norma permite niveles más altos de THD (hasta 48 % según la razón de cortocircuito obtenida).

Tabla 4.12: *Distorsión armónica de corriente a plena potencia de salida para distintos prototipos de CCR*

Prototipo	THD_i
ABB Terra 54	4.5 %
DELTA DC Quick Charger	Cumple con IEC 61000-3-12
INGEREV Rapid 50	Cumple con IEC 61000
LAFON Pulse QC50	10 %
SCHNEIDER ELECTRIC EVLink	13 %

4.2.2. Soluciones para control de armónicas

Si bien el nivel de armónicos se cumple con lo establecido en la normativa de Chile, igual se pueden tomar como opción distintos métodos que buscan minimizar o reducir la distorsión armónica en la red, las cuales son eliminadas solo de forma parcial. Como posibles soluciones para controlar el nivel de armónicos se encuentran:

1. **Sobredimensionamiento del neutro del sistema:** Esta solución no elimina las corrientes armónicas que fluyen en los sistemas de distribución eléctrica de bajo voltaje (menos de 1000 [V]), sino que es una manera de enmascarar el problema y evitar sus consecuencias. Cuando se diseña una nueva instalación, el plan es sobredimensionar algunos elementos, con el objeto de soportar las corrientes armónicas. La más amplia solución de implementación utilizada es sobredimensionar el conductor neutro.
2. **Transformadores conectados en forma especial:** Esta solución inhibe la propagación de armónicos de corriente de tercer orden y sus múltiplos. Sin embargo, ésta no produce efectos sobre armónicos de otro orden que no sean múltiplos de tres (o de sentido de secuencia negativa). Al contrario, esta solución limita la disponibilidad de la fuente e incrementa la impedancia de la línea. La consecuencia es un incremento en la distorsión de las armónicas de voltaje de otro orden.

3. **Filtros pasivos:** El uso de filtros pasivos representan un camino de menor impedancia que la red para la frecuencia de la armónica que se desea eliminar. además de este modo la corriente armónica se va por el filtro preferentemente y la impedancia total equivalente del sistema, a esa frecuencia determinada, es menor. Existen diversos tipos de filtros pasivos, dentro de las configuraciones más comunes:
- *Sintonizado Simple:* es el más sencillo, y consiste en un banco de condensadores conectados en serie con un inductor. Ambos se sintonizan a la frecuencia que se desea atenuar. Se debe considerar que se usan para eliminar solamente una armónica determinada.
 - *Pasa Alto de 2° Orden:* es el más común de los filtros que presenta una característica amortiguada. La conexión de una resistencia en paralelo con el inductor le da un comportamiento amortiguado para un amplio rango de frecuencias. Estos filtros también tienen una frecuencia de sintonía, y se usan para eliminar un amplio rango de armónicas.
4. **Filtros activos:** Estos filtros están formados por convertidores estáticos PWM los que, a diferencia de los filtros pasivos, son capaces de sensar la información de corrientes y voltaje armónico presente en los alimentadores para inyectarle corrientes armónicas con un desfase de 180° , es decir, corriente armónica inversa, lo que compensa a las formas de onda de voltaje y corriente de las redes.

4.3. Tarifas de clientes regulados aplicados al perfil de carga del caso estudio estándar

En esta sección se desean estudiar los cobros asociados a un centro de carga rápida según la información obtenida en 4.1.1 al aplicar las tarifas de alta tensión para clientes regulados. Según el perfil de carga obtenido en el caso estudio 4.1.1 y los parámetros de simulación especificados en 3.1.4 se extrae la siguiente información y se hacen los siguientes supuestos:

- La potencia contratada por cada centro de carga rápida equivale a 720 [kW], el cual representa a 6 vehículos que se pueden cargar a una potencia de 120 [kW].
- Se hace el supuesto que la medición de demanda máxima de un CCR será igual a la potencia instalada, situación que representa al uso completo del centro de carga rápida, y que se dará en la hora de máxima demanda del perfil de carga mostrado en el escenario 4.1.1.
- Para suplir la demanda máxima del conjunto de centros de carga rápida son necesarias 95 CCR. Para obtener la energía diaria demandada por un centro de carga rápido individual se usará la siguiente ecuación $\frac{E_{DemTotal}}{Total\ CCR} = \frac{810[MWh]}{95} = 8,52 [MWh]$.
- El perfil de carga del caso estándar 4.1 que representa al conjunto de centros de carga rápida se reescalará a un centro individual dividiendo las lecturas de demanda por el total de CCR. El perfil de carga para un centro de carga individual se muestra en la figura A.7.

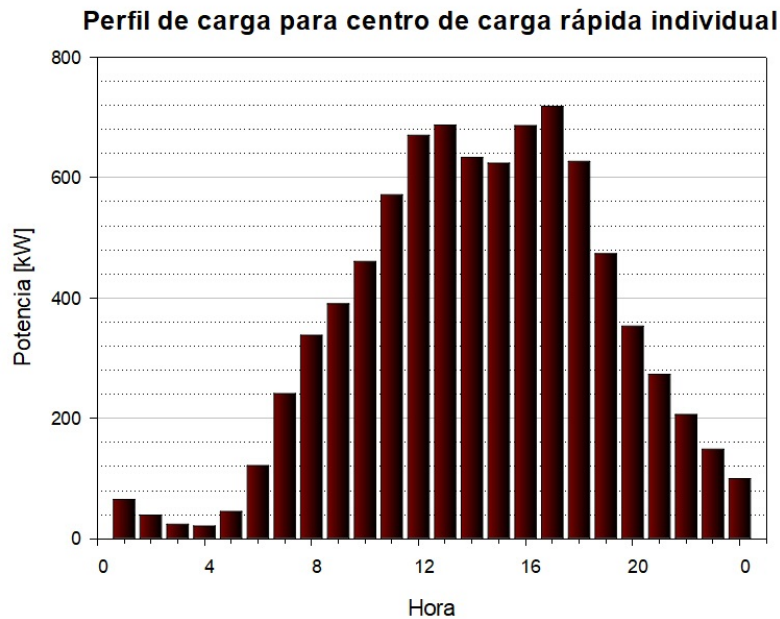


Fig. 4.8: *Perfil de carga para un centro de carga individual*

- Para términos de cálculo de tarifas, se hace el supuesto que el perfil de carga se mantiene constante durante el año y se contempla un mes de 30 días.
- En este cálculo no se ha considerado la aplicación de ningún tipo de factor de sectorización, corrección por aporte de terceros o de reasignación de cargos fijos contemplados en el decreto tarifario 1T de 2012 que fija las tarifas de electricidad.
- Ya que se aplica el mismo perfil de carga a las distintas tarifas de clientes regulados, el costo por uso de “Transporte de Electricidad” y “Energía” es el mismo en todos los casos, siendo el que hace variar el costo total el cobro por potencia asociado a la tarifa.

4.3.1. Cargo asociados a las tarifas de clientes regulados

El cargo fijo mensual es omitido en este estudio debido a que es despreciable frente a los demás cargos asociados a las tarifas. Respecto a los cargos “Uso del sistema de Transmisión” y “Servicio Público”, quedan agrupado en uno solo llamado de cargo al “Transporte de electricidad” y por último, el cargo por “Energía” comparte el mismo precio unitario por las distintas tarifas de alta tensión.

4.3.1.1. AT2, AT3

Estas tarifas poseen medición de energía y medición o contratación de la demanda máxima. La tarifa AT2 cobra por potencia contratada, como asimismo la tarifa AT3 por demanda máxima de potencia leída. Estas son aplicadas según el grado de utilización de la potencia en horas de punta, las cuales puede quedar establecida en alguna de las siguientes categorías:

- a) Presente en Punta
- b) Parcialmente presente en Punta

Se usa el perfil de carga para un centro de carga rápida individual A.7 para discriminar en cual categoria queda establecido, criterio que se puede apreciar con mayor detalle Anexo H. La tabla 4.13, muestra el cálculo de la demanda promedio en horario punta, correspondiente a $D_{prom} = 347,14$ [kW].

Tabla 4.13: *Cálculo de demanda promedio para el Horario Punta*

Hora	Demanda promedio [kW]
18:00	627,22
19:00	473,82
20:00	353,16
21:00	273,34
22:00	206,38
23:00	148,91
Prom	347,14

El factor discriminante es igual

$$\frac{\text{Demanda media en Horas de Punta}}{\text{Potencia Contratada (AT2) o Demanda Máxima leída (AT3)}} = 0,48 < 0,5$$

, el cual le da categoria de “Parcialmente presente en Punta”. Sin embargo el valor discriminante se encuentra muy cercano al límite por ende se analiza en conjunto al escenario de “Presente en Punta”.

La tarifa AT2 y AT3 comparten el mismo precio unitario en los cargo por “Transporte de electricidad” y cargo por “Energía”, los cuales son variable del consumo de energía mensual, expresando en $[kW_h]$. Este valor es obtenido de A.0.2.3, en donde la energía diaria demandada por un centro de carga rápida individual equivale a 8,52 $[MW_h]$ y el consumo de energía mensual considerando un mes de 30 días equivale a 255600 $[kW_h]$. Ambos costos asociados a los cargos mencionados quedan resumidos en la tabla 4.20.

Tabla 4.14: *Cargo por Transporte de Electricidad y Energía para un centro de carga rápida individual*

Cargo	Unidad	\$ Neto	Total
Transporte de la Electricidad	(\$/kWh)	\$1,726	\$441.166
Energía	(\$/kWh)	\$61,339	\$15.678.248

Como ya se menciona, en la tarifa AT2 la potencia contratada por un centro de carga individual es igual a 720 $[kW]$ el cual equivale a 6 vehículos que se cargan a 120 $[kW]$. Respecto a la tarifa AT3, la demanda máxima de potencia leída del mes corresponderá al mayor de los siguientes valores:

- Se considera como demanda máxima de potencia leída de facturación, la más alta que resulte de comparar la demanda máxima de potencia leída del mes con el promedio de las dos más altas

demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura.

- 40 % del mayor de los cargos por demanda máxima de potencia leída registrado en los últimos 12 meses.

Se tendrá como supuesto que la demanda máxima leída serán igualmente los 720 [kW] que se darían cuando los 6 vehículos se encuentren cargando simultáneamente, suceso más probable de suceder en la hora peak del perfil de carga A.7. Ambos costos asociados a los cargos por “Potencia” mencionados quedan resumidos en la tabla 4.15.

Tabla 4.15: Cargos por potencia para tarifa AT2 y AT3 para un centro de carga rápida individual

Cargo	\$ Neto (\$/kW)	Potencia [kW]	Total
Cargo por demanda máxima de potencia contratada	918,53	720	\$ 661.342
Cargo por demanda máxima leída en horas de punta	5063,19	627,21 550,52	\$ 3.175.683 \$ 2.787.387

4.3.1.2. AT4.1, AT4.2, AT4.3

Estas tarifas tienen la particularidad de que pueden distinguir el consumo de potencia del cliente en hora de punta y fuera de punta. De acuerdo a lo establecido en el Decreto de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo del Ministerio de Energía, el período de horas de punta está comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas 4.9 desde el 01 de abril y hasta el 30 de septiembre inclusive.

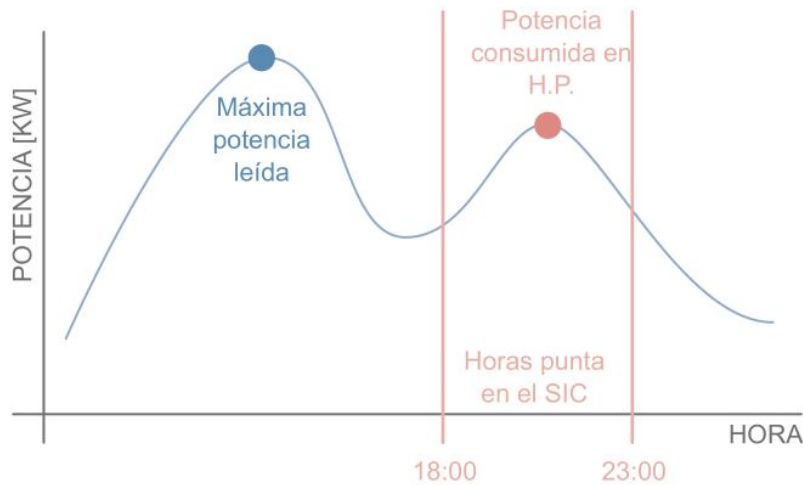


Fig. 4.9: Esquema de medición para medidor con diferenciador horario (Fuente: Empresas Eléctricas A.G [9]).

La tarifa AT4.1, AT4.2 y AT4.3 comparten el mismo precio unitario en los cargo por “Transporte

de electricidad” y cargo por “Energía”. La energía mensual ya se cálculo corresponde a 255600 [kWh]. Ambos costos asociados a los cargos mencionados quedan resumidos en la tabla 4.20.

Tabla 4.16: *Cargo por Transporte de Electricidad y Energía para un centro de carga rápida individual*

Cargo	Unidad	\$ Neto	Total
Transporte de la Electricidad	(\$/kWh)	\$1,726	\$441.166
Energía	(\$/kWh)	\$61,339	\$15.678.248

AT4.1 Estas tarifa posee cargos por contratación de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia. Los cargos por demanda máxima de potencia contratada en horas de punta y por demanda máxima de potencia contratada se facturarán incluso si el consumo de energía sea nulo, para ambos periodos se considera como potencia contratada 720 [kW]. En la tabla 4.17 se muestra los costos asociados a los cargos mencionados.

Tabla 4.17: *Cargo por potencia de tarifa AT4.1 para centro de carga individual*

Cargo	\$ Neto (\$/kW)	Potencia [kW]	Total
Cargo por demanda máxima de potencia contratada	918,53	720	\$ 661.342
Cargo por demanda máxima leída en horas de punta	5063,19	627,21	\$ 3.175.683
		550,52	\$ 2.787.387

AT4.2 Esta tarifa posee medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia. El cargo por demanda máxima de potencia contratada, se facturarán incluso si el consumo de energía sea nulo. Respecto al cargo mensual por demanda máxima de potencia leída en horas de punta se facturará de la siguiente manera:

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará el precio unitario correspondiente a la demanda máxima de potencia en horas de punta efectivamente leída en cada mes.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas de punta, registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior.

Para los cargos por demanda máxima de potencia contratada se considera como potencia contratada 720 [kW]. Por otro lado, según el perfil de carga para un centro de carga individual A.7, se obtiene que la demanda máxima de potencia leída en horas de punta, corresponde $D_{max} = 627,21$ [kW] para los meses que contengan horas de punta, y $D_{max} = 550,52$ [kW] para los meses restantes. Ambos cargos, los cuales se encuentran resumidos junto a sus precios unitarios en la tabla 4.18.

Tabla 4.18: *Cargo por potencia de tarifa AT4.2 para centro de carga individual*

Cargo	\$ Neto (\$/kW)	Potencia [kW]	Total
Cargo por demanda máxima de potencia contratada	918,53	720	\$ 661.342
Cargo por demanda máxima leída en horas de punta	5063,19	627,21	\$ 3.175.683
Cargo por demanda máxima leída en horas de punta	5063,19	550,52	\$ 2.787.387

AT4.3 Esta tarifa posee medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada. El cargo mensual por demanda máxima de potencia leída en horas de punta se facturará de la misma manera descrita en la tarifa AT4.2 El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada corresponde al promedio de las dos más altas demandas máximas de potencia registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture y aplicando el precio unitario correspondiente,

Por otro lado, según el perfil de carga para un centro de carga individual A.7, se obtiene que la demanda máxima de potencia leída en horas de punta, corresponde $D_{max} = 627,21$ [kW] para los meses que contengan horas de punta, y $D_{max} = 550,52$ [kW] para los meses restantes. El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada corresponde a $702,54$ [kW]. Ambos cargos, los cuales se encuentran resumidos junto a sus precios unitarios en la tabla 4.19.

Tabla 4.19: *Cargo por potencia de tarifa AT4.3 para centro de carga individual*

Cargo	\$ Neto (\$/kW)	Potencia [kW]	Total
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada	918,53	702,54	\$ 645.304
Cargo por demanda máxima leída en horas de punta	5063,19	627,21	\$ 3.175.683
		550,52	\$ 2.787.387

4.3.1.3. AT5

Por último, esta tarifa posee medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución, y cargo por compras de potencia. La AT5 comparte el mismo precio unitario en los cargo por “Transporte de electricidad” y cargo por “Energía”, costo compartido con las demás tarifas. Ambos costos asociados a los cargos mencionados quedan resumidos en la tabla 4.20.

Tabla 4.20: *Cargo por Transporte de Electricidad y Energía para un centro de carga rápida individual*

Cargo	Unidad	\$ Neto	Total
Transporte de la Electricidad	(\$/kWh)	\$1,726	\$441.166
Energía	(\$/kWh)	\$61,339	\$15.678.248

El cargo mensual por demanda máxima de potencia leída en horas de punta junto al cargo de demanda máxima de potencia suministrada se calculan del mismo método que en la tarifa AT4.3 pero con sus precios unitarios correspondientes. Por su lado la compra de potencia correspondere al promedio de las 52 demandas máximas leídas en horas de punta registradas en los últimos 12 meses. Para el perfil A.7 corresponde a $D_{prom} = 627,21$ [kW]. Los cargos se encuentran resumidos junto a sus precios unitarios en la tabla 4.21.

Tabla 4.21: *Cargo por potencia de tarifa AT5 para centro de carga individual*

Cargo	\$ Neto (\$/kW)	Potencia [kW]	Total
Cargo por demanda máxima de potencia suministrada	918,53	702,54	\$ 645.304
Cargo por demanda máxima leída en horas punta	183,71	627,21	\$ 115.225
Cargo por compras de potencia	4879,49	550,52	\$ 101.136
		627,21	\$ 3.060.465

4.3.2. Comparación de tarifas

Los costos totales de la tarifa AT2 y AT3 dependerán de si la carga es catalogada como “Presente en Punta” o “Parcialmente Presente en Punta”. En la tabla A.3 se muestran los costos totales de la operación de un centro de carga rápida individual, los cuales corresponden a la suma de los cargos por transporte, energía y potencia. Las tarifas aumentan un 9% sus costos al ser categorizadas como “Presente en Punta”.

Tabla 4.22: *Costo total de operación de un centro de carga rápida individual aplicando tarifas AT2 y AT3*

Categoría	Costo total \$
Presente en punta	\$ 20.426.260
Parcialmente presente en punta	\$ 18.736.074

Respecto a la tarifa AT4.1 sus costos totales ascienden a un total de \$ 20.426.260, mismo valor obtenido que la tarifa AT2 y AT3 catalogados como “Presente en Punta”. Las tarifas AT4.2 y AT4.3 tendrán distinto costo según el mes del año en el que se encuentren. En la tabla A.4 se muestran los costos totales de la operación de un centro de carga rápida individual, los cuales corresponden a la suma de los cargos por transporte, energía y potencia. Los meses que no contienen al horario punta se reducen los costos 5,25%.

Tabla 4.23: Costo total de operación de un centro de carga rápida individual aplicando tarifas AT4.2 y AT4.3

Categoría	Costo total \$
Meses que contengan horario punta	\$ 19.956.439
Meses sin horario punta	\$ 18.906.801

Por último la tarifa AT5 también presenta distinto costo según el mes del año en el que se encuentren. En la tabla A.5 se muestran los costos totales de la operación de un centro de carga rápida individual, los cuales corresponden a la suma de los cargos por transporte, energía y potencia. En este caso la variación entre ambas es prácticamente despreciable, siendo menor al 1%.

Tabla 4.24: Costo total de operación de un centro de carga rápida individual aplicando la tarifa AT5

Categoría	Costo total \$
Meses que contengan horario punta	\$ 19.940.408
Meses sin horario punta	\$ 19.926.319

La figura A.8 resume los distintos cobros detallados en 4.3.1 para las tarifas de clientes regulados en alta tensión. El uso del centro de carga rápida significa un costo mensual cercano a los 20 [MM\$], existiendo variaciones numéricas poco significativas entre estas. La diferencia entre las tarifas aplicadas radica en el cargo por potencia, siendo el de mayor costo la tarifas AT2 y AT3 cuando la carga se encuentra catalogada como “Presente en Punta”, y la de menor costo la tarifa AT5. Respecto al peso que tienen los distintos cargos (Transporte, energía y potencia) en el costo total, el de mayor incidencia es el cargo por energía el cual equivale aproximadamente un 75 – 80 \$ del valor final, seguido por el cargo por potencia cual representa aproximadamente un 20%.

Tabla 4.25: Costos totales para un centro de carga rápida individual aplicado a tarifas de clientes regulados en AT

	AT2	AT3	AT4.1	AT4.2	AT4.3	AT5
Transmisión	\$ 441.166	\$ 441.166	\$ 441.166	\$ 441.166	\$ 441.166	\$ 441.166
Energía	\$ 15.678.248	\$ 15.678.248	\$ 15.678.248	\$ 15.678.248	\$ 15.678.248	\$ 15.678.248
Potencia	\$ 4.306.846	\$ 4.306.846	\$ 4.306.838	\$ 3.837.025	\$ 3.820.987	\$ 3.820.994
Total	\$ 20.426.260	\$ 20.426.260	\$ 20.426.252	\$ 19.956.439	\$ 19.940.401	\$ 19.940.408

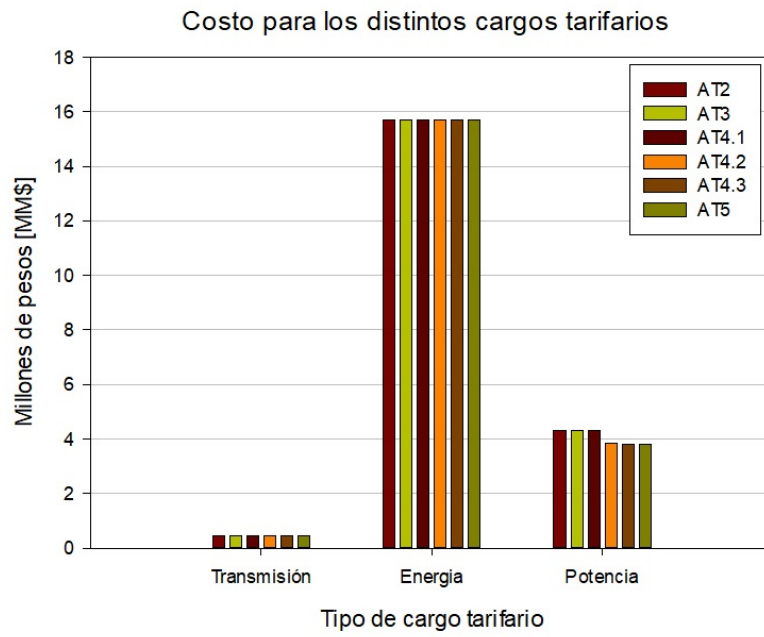


Fig. 4.10: Comparación de los cargos tarifarios de las tarifas AT aplicado a un centro de carga individual

Capítulo 5

Conclusiones

El ingreso de los vehículos eléctricos al mercado chileno es algo que acontecerá tarde o temprano. Por ende, es necesario estar preparado frente a un nuevo mercado que se va abriendo, especialmente prever posibles contingencias que puedan afectar la operación del sistema eléctrico. De la mano surgirán los centros de carga rápida, los cuales ayudarán a facilitar el ingreso de los vehículos al mercado y evitar quedarse sin carga durante algún viaje. Frente al surgimiento de estos, es primordial cuantificar la carga mediante un perfil de carga, para contemplar planes de expansión de generación y transmisión, estudios de planificación y estudiar el reforzamiento del sistema en caso ser necesario.

Obtener el perfil de carga de los centros de carga rápida es el primer paso para un estudio más complejo de identificar el número óptimo y la posición de estos en un área. Dado el alto grado de aleatoriedad de las variables de entrada al problema, se recomienda un algoritmo de planificación probabilístico. Este debe ser un perfil temporal, que cuente con al menos dos perfiles de carga según el día de la semana en la que se encuentre, ya que los periodos punta son distintos y la carga se distribuyen de distinta manera debido al comportamiento de los conductores de vehículos.

Frente a la incertidumbre de quedarse sin carga durante el día, aquellos vehículos que dispongan de instalación de carga lenta en sus domicilios, no tendrán problemas para movilizarse en la ciudad de Santiago, producto que las distancias promedio recorridas por los habitantes no son lo suficientemente grandes para verse en la necesidad de usar centros de carga rápida.

Al variar la penetración de vehículos eléctricos y la cantidad de usuarios que poseen carga lenta en su casa, las demandas horarias crecen al mismo ritmo, manteniéndose la forma del perfil de carga. El periodo punta y la hora peak se mantuvieron en los distintos escenarios estudiados, excepto cuando se hizo variar el comportamiento de los conductores, específicamente las distancia recorridas por estos, el perfil muestra variaciones en la definición de periodo punta.

El modelo matemático que emula obtener el perfil de carga para los CCR se puede mejorar incorporando variables que representen mejor el comportamiento de la región en estudio, tales como una mayor categorización de tipos de viajeros, proyección de la cantidad de vehículos a combustión; el cual incide en determinar la cantidad de vehículos eléctricos, el surgimiento de colas de espera en los CCR, incorporar una probabilidad de usuarios que se carguen de manera lenta durante el día emulando aquellos que se cargan en el trabajo o centros comerciales y una probabilidad de usuarios

que olvidan cargar en su casa. Por otro lado, es posible profundizar en variables ya existentes, como velocidades promedio según el día de la semana y los tiempos de estacionado de las personas.

La disminución de usuarios con disponibilidad de carga lenta en sus domicilios es una variable que tiene mayor impacto en los resultados que el aumento de penetración de vehículos eléctricos. Pese a la gran aleatoriedad de las variables de entrada, los coeficientes de variación se mantuvieron en niveles bajos.

La disponibilidad de carga lenta en la casa será una variable que tendrá mucho vínculo con la empresa distribuidora, ya que esta debe ser la encargada de potenciar las infraestructuras domiciliarias de tal forma que se incorpore la carga de vehículos sin problemas. Una buena gestión en esta variable contribuye a una mejor eficiencia energética del sistema de distribución reduciendo de manera significativa la demanda máxima y la cantidad de electrolinerías necesarias a instalar en la ciudad. La instalación de carga lenta en los domicilios/trabajo será la principal forma en reducir la dependencia de los centros de carga rápida.

El aumento de carga no alcanza valores críticos en ningún escenario, pero si valores a ser considerados, ya que el siguiente trabajo es distribuir y localizar la carga dentro del sistema de distribución, lo cual será un problema si se concentra solo en algunos sectores. Lo mismo ocurre con la energía diaria demandada, ya que está no alcanza en ningún escenario valores críticos, pero bajo una mala gestión del sistema, en la que exista un bajo porcentaje de usuarios con opción de carga lenta puede alcanzar valores considerables. Es importante recordar que este estudio solo contempla vehículos medianos y livianos, se debe tener en cuenta la existencia de vehículos pesados como buses y camiones serán una carga nueva aun desconocida.

El uso de sistemas electrónicos convertidores de energía se ha hecho cada vez más masificado en la industria, y tendrá una penetración explosiva que irá de la mano con el surgimiento del mercado de vehículos eléctricos. Es necesario que los armónicos de corriente que se inyectan al sistema producto de la operación de estas se mantenga normalizada y fiscalizada.

Frente al surgimiento de un nuevo mercado, existe una lucha por crear una regularización general para la operación de los vehículos eléctricos, provocando una batalla por imponer protocolos de carga, normativas de operación, protocolos de comunicación, entre otros. Es necesario crear un orden de lo que existe y lo que vendrá. Un gran porcentaje de los prototipos de centros de carga que existen en el mercado cumplen con los estándares fijados en el nivel de armónicos de corriente en la normativa chilena, sin embargo, alcanzan valores no despreciables por lo que es necesario un estudio más específico al momento de la instalación de tal forma que se asegure el cumplimiento de las normas.

Los costos obtenidos sirven como referencia o punto de partida para dimensionar la magnitud que tendrá la operación de los centros de carga rápida al demandar la energía como clientes regulados, sin embargo, es necesario definir con mayor detalle algunos supuestos hechos de tal forma estos sean más cercanos a la realidad. Uno de estos es distribuir la carga en el área de estudio con alguna herramienta estadística espacial, para poder obtener un perfil de carga más preciso para un centro de carga individual, ya que los cálculos en este trabajo se basan en que la carga se distribuye de manera homogénea.

Entre estas, el cobro asociado al uso del sistema troncal y el cobro por energía es el mismo para

todas siendo el cobro por potencia el que cambia el costo total. No existe una gran diferencia entre el costo final de las tarifas, siendo la tarifa más económica la tarifa AT5, y la más cara la AT2 y AT3 cuando la carga se encuentra catalogada como “Presente en Punta”. El mayor costo en todas las tarifas repercute en el cargo por energía, siendo un 70-80 % del cobro total asociado a cada tarifa.

Debido a que las tarifas de los clientes regulados contienen cobros asociados al “Valor Agregado de Distribución”, se propone estudiar la aplicación de tarifas de clientes libres de tal forma que el cobro por potencia y energía disminuyan, buscando reducir el costo que repercutirá en los usuarios de vehículos eléctricos y no se transforme en una barrera de entrada para nuevos consumidores.

5.0.1. Trabajo futuro

Aumentar la cantidad de muestras de Monte Carlo simulados de tal manera de minimizar el error producto de la convergencia del problema. Incorporar mayores variables al modelo de tal forma que se represente mejor el diagrama de movilidad del lugar estudio.

El modelamiento requiere del flujo de una gran cantidad de datos, por lo que se recomienda programas de simulación que trabajen con gran cantidad de datos, tales como R Studio.

Estudiar los niveles distorsión armónica de voltaje, regulación de voltaje y factor de potencia. Además, expandir el estudio a las tarifas que cobran por potencia contratada, y posibilidad de poseer una tarifa de cliente libre.

Aplicar algún método estadístico, tal como estadística espacial, para poder distribuir la carga obtenida en la región en estudio.

Anexos

Anexo A

Resumen Ejecutivo

Las baterías existentes en los vehículos eléctricos poseen autonomías que dan abasto para moverse dentro de una ciudad, vale decir, cumplen con distancias operativas tales como ir al trabajo, moverse a la universidad, actividades de la vida diaria. Sin embargo, el conflicto comienza cuando se desea realizar trayectos de largas distancias. Frente a la incertidumbre de los usuarios del vehículo eléctrico de quedarse sin carga en algún lugar remoto, surge la necesidad de utilizar centros de carga rápida en puntos intermedios tales que sea factible realizar viajes de grandes trayectos, o frente a eventualidades de que no se haya cargado el vehículo en la noche, o el estado de la batería se encuentre pronto a descargarse.

Un centro de carga rápida (CCR), conocidos también como electrolinerías, se define para aquellos centros de carga de potencia nominal igual o superior a 50 kW. Estos centros de carga ofrecen poder cargar el 80 % de la batería del vehículo eléctrico (VE) en un tiempo menor a los 30 minutos.

Dentro de las problemáticas identificadas, la utilización de altas potencias requiere una evaluación y diseño de los reforzamientos que deben darse en la red, o eventualmente una reconfiguración del sistema de distribución. También es necesario saber sobre la inyección de armónicos de corriente a la red que produce la carga de vehículos eléctricos. Por ende, lo que se propone es analizar el impacto que causa usar centros de carga rápida en el sistema eléctrico de distribución, haciendo un dimensionamiento de la energía requerida a la red, homologar los prototipos de CCR que se venden en el mercado con la normativa que regula la calidad de la energía en Chile. Por último se aplican las tarifas de clientes regulados de alta tensión al perfil de carga de los centros de carga rápida.

A.0.1. Metodología

La propuesta metodológica consta de tres secciones. La primera es la creación de perfiles de carga asociados a la demanda de los centros de carga rápida para vehículos eléctricos en la región Metropolitana considerando distintos escenarios. En la segunda sección se especifican las normativas que determinan la calidad de la energía en términos de armónicos de corriente. La tercera se detallan las tarifas para clientes regulados existentes en alta tensión.

A.0.1.1. Modelo de Monte Carlo para obtención del perfil de carga de centros de carga rápida

En el futuro los centros de carga rápida (CCR) serán el equivalente a lo que hoy son las gasolineras, por ende, conocer previamente sus perfiles de carga será un aspecto fundamental para evaluar su ubicación óptima, junto al impacto que tendrán en los sistemas de distribución.

Se desarrolla la metodología para obtener el perfil de carga para los centros de carga rápida para vehículos eléctricos. Mediante un algoritmo de simulación de Monte Carlo, se simula el movimiento de la flota de vehículos en un día típico, detectando en que momento del día se ve la necesidad de recarga. Se debe tomar en consideración el supuesto de que los vehículos y CCR se encuentran distribuidos uniformemente en el área geográfica estudiada. Además los aspectos económicos no han sido considerados, suponiendo que los conductores no cambiaran su comportamiento y todavía recurren a los centros de carga rápida cuando el estado de carga (State of Charge, “SoC”) de la batería del VE se acerca a un determinado límite.

En la figura A.1 se muestra el diagrama de flujo del procedimiento para obtener el perfil de carga diario. La definición del escenario de movilidad contempla algunos parámetros que no están sujetos a cambios durante el cálculo y que caracterizan el estudio específico, estableciendo un escenario de referencia. Dentro de estos parámetros está la cantidad de viajeros (regulares o no regulares), la penetración de vehículos eléctricos, el porcentaje de usuarios de vehículos eléctricos que tienen la disponibilidad de carga lenta en su casa y la distancia recorrida por los conductores, siendo estas tres últimas variables las cuales se le hará un análisis de sensibilidad.

La flota de vehículos eléctricos se define asignando las siguientes variables de manera aleatoria para cada coche: capacidad de la batería del vehículo, velocidad promedio de movimiento, distancias recorridas, consumo promedio del vehículo, minuto de salida (desde la casa), tiempo que permanece estacionado, $SoC_{inicial}$ (en caso de no tener la opción de cargarse en la casa) y SoC_{limite} que establece la necesidad de recarga.

Una vez asignada todas las variables, se calcula la variación de SoC de la batería del VE durante el día (desde la salida hasta la llegada a casa). La disminución de SoC se ha aproximado con la siguiente ecuación lineal:

$$SoC_{llegada}^{(i,j)} = SoC_{salida}^{(i,j)} - D_{i,j} \cdot C_{(i,j)} \cdot \frac{100}{BC_i} \quad (A.1)$$

Donde $SoC_{salida}^{(i,j)}$ y $SoC_{llegada}^{(i,j)}$ son los estados de carga de la batería (en %) del i^{th} VE en el j^{th} día a la salida y llegada del viaje (por ejemplo, del hogar al trabajo), $D_{(i,j)}$ es la distancia recorrida en el viaje específico (en km) por el i^{th} VE en el j^{th} día, $C_{(i,j)}$ es el consumo promedio del i^{th} VE en el j^{th} día (en kWh/km), y BC_i es el total de la capacidad de batería del i^{th} VE. Para cada viaje se extrae un estado de carga límite de una distribución normal, SoC_{limite} . Si el valor se encuentra entre $SoC_{salida}^{(i,j)}$ y $SoC_{llegada}^{(i,j)}$, el VE se ve en la necesidad de recargarse durante el viaje, situación reflejada en la figura (3.3). Se reduce SoC_{limite} por un factor α para tomar en cuenta la energía consumida para alcanzar el centro de carga rápida

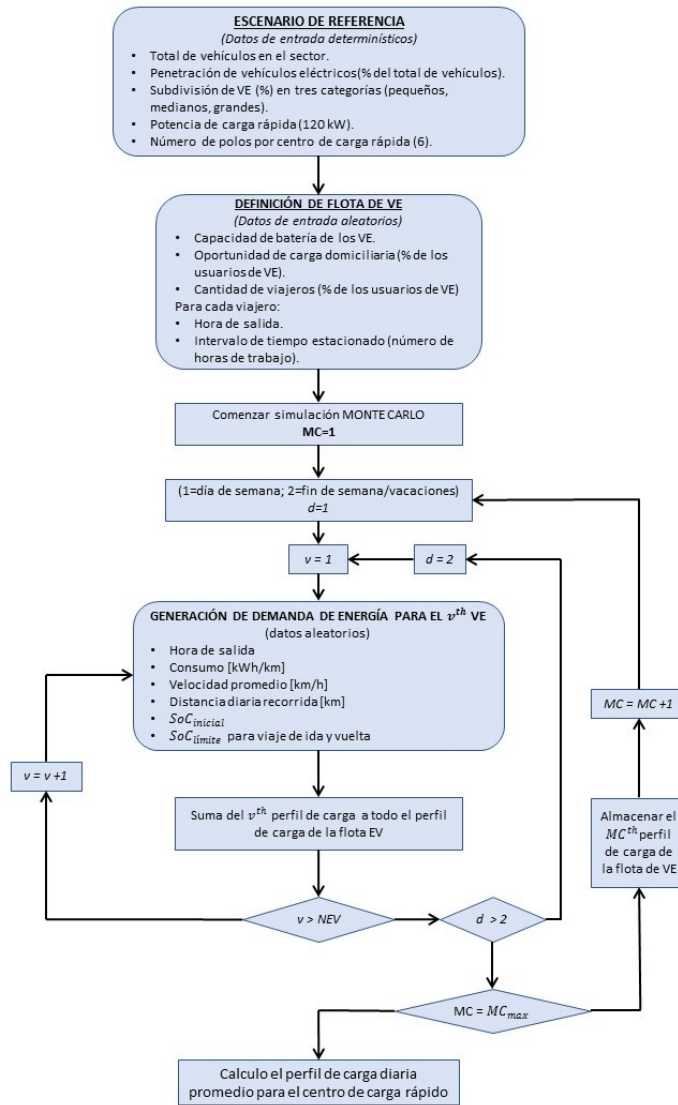


Fig. A.1: Diagrama de flujo del procedimiento de definición de perfil de carga de estaciones de carga rápida

Del cálculo es posible extraer la distancia recorrida entre el lugar de salida y el centro de carga rápida D_{CCR} , el minuto al cual comienza la recarga rápida t_{CCR} , la energía requerida por cada vehículo E_{CCR} y la duración de la recarga Δt_{CCR} . Al sumar todos los perfiles de carga de la flota de vehículos, se obtiene el perfil de carga para los centros de carga rápida para un día determinado. Se consideran dos tipos de días en el problema de Monte Carlo, día laboral y día de fin de semana. El cálculo se realiza en escala de minutos, pero los resultados se entregan por hora, ya que es más tratable para posteriores cálculos de análisis. El perfil de carga se da en términos de una curva promedio diaria y una desviación estándar para cada hora del día.

Casos de estudio La ciudad de Santiago es elegida como escenario de estudio para realizar la simulación debido a la existencia de datos históricos que respalden la información presentada a con-

tinuación. Cinco escenarios son estudiados. En el primero, se presenta un escenario base de estudio, en segundo lugar se evalúa el comportamiento frente a distintos niveles de penetración de vehículos eléctricos. El tercer escenario se comparan distintos porcentaje de usuarios con opción de carga lenta en sus casas, en cuarto lugar, frente a una alta penetración de vehículos eléctricos, se compara dos crecimientos con distinto porcentaje de usuarios con opción de carga lenta, definiendo el escenario desfavorable, y en último lugar se analiza el aumento las distancias recorridas por los usuarios de los VE.

1. **Caso estudio estándar:** Se da una penetración de vehículos eléctricos equivalente al 20 % y de estos un 70 % poseen la opción de carga lenta en su casa.
2. **Aumento del porcentaje de penetración de vehículos eléctricos:** Bajo el supuesto de que el 70 % de los usuarios tendrán la opción de vehículos eléctricos, se estudia una penetración de vehículos eléctricos del 30 %, 40 % y 50 %.
3. **Variación de usuarios con opción de carga lenta domiciliaria:** Bajo una penetración de vehículos eléctricos del 20 %, se hace variar la cantidad de usuarios que poseen la opción de carga lenta en su casa equivalente a un 30 %, 50 % y 90 %.
4. **Caso estudio desfavorable:** Frente a una alta penetración de vehículos eléctricos, equivalente a un 50 %, se comparan dos crecimientos: a) un 70 % de usuarios con opción de carga lenta y b) 30 % de usuarios con opción de carga lenta, definido como escenario desfavorable.
5. **Aumento de las distancias recorridas:** Frente a un aumento de un 50 % en las distancia recorridas por los usuarios de vehículos eléctricos, se comparan dos realidades: a) un 70 % de usuarios con opción de carga lenta y b) 40 % de usuarios con opción de carga lenta.

A.0.1.2. Armónicos de corriente y la normativa en Chile

Los sistemas eléctricos cuentan actualmente con una gran cantidad de elementos no lineales, los cuales generan a partir de onda sinusoidales a la frecuencia de la red, otras ondas de diferentes frecuencias ocasionando el fenómeno conocido como generación de armónicos. Estos son un fenómeno que causa problemas tanto a los usuarios como la entidad encargada de la prestación del servicio de energía eléctrica ocasionando diversos efectos nocivos en los equipos de la red. Uno de estos elemento no lineales son los llamado convertidores de energía. Los centros de carga rápida esta conformado principalmente de convertidores de energía, llamados rectificadores, transformando la corriente alterna en continua, por ende es de suma importancia analizar su interacción con la red.

En Chile rige “Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”¹, el cual se basa en la norma 519-1992 IEEE, para establecer los niveles de ármonicos permitidos. Esta dice en su artículo N°18 que en condiciones normales de operación, se debe cumplir para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos que: el 95 % de los valores estadísticos de las corrientes armónicas y de su índice de distorsión total, cumplen con lo indicado en la tabla A.1.

¹Decreto 327, Fija Reglamento de la ley general de servicios eléctricos

Tabla A.1: *Máxima Distorsión Armónica de Corriente en el Sistema Eléctrico, expresada como % del valor de Corriente Máxima de Carga a frecuencia fundamental*

I_{SC}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 27$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	THD_i
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
$20 < 50$	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
$50 < 100$	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
$100 < 1000$	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
≥ 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

A.0.1.3. Tarifas de alta tensión para clientes regulados

Aquellos usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, se consideran sectores donde las características del mercado son de monopolio natural y por lo tanto, la Ley establece la regulación de precios. Por otro lado, usuarios finales cuyas potencia supere los 5.000 kW, la Ley dispone la libertad de precios, otorgando la facultad de negociar y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, como autogeneración o suministro directo con empresas generadoras. El primer grupo se les denomina cliente regulado y al segundo cliente libre, aunque aquellos clientes que posean una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir a cual régimen adscribirse (libre o regulado) por un período de 4 años.

Las tarifas de clientes regulados aplicado en alta tensión son las siguientes:

- **AT2:** Medición de energía y contratación de potencia.
- **AT3:** Medición de energía y medición de demanda máxima.
- **AT4.1:** Contratación de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- **AT4.2:** Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia
- **AT4.3:** Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada
- **AT5:** Compras por potencia y medición de demanda máxima de potencia leída en horas de punta y demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución

A.0.2. Resultados

Este capítulo consta de tres secciones. En primer lugar se presentan los resultados de los distintos perfiles de carga para los escenarios planteados en A.0.1.1. En segundo lugar se analiza el cumplimiento de la distorsión armónica de corriente en la normativa chilena de cinco prototipos de CRR que existen en el mercado y por último se aplican las tarifas de alta tensión a clientes regulados al perfil de carga obtenido en el caso estándar.

A.0.2.1. Perfil de carga para centros de carga rápida en la región Metropolitana

Caso estudio estándar El perfil de carga obtenido se muestra en la figura A.2. La demanda máxima alcanza $D_{max} = 68,3$ [MW]. La energía diaria demandada corresponde a $E_{demdiaria} = 810$ [MWh]. La demanda máxima ocurre a las 17 : 00 [h]. El periodo punta queda comprendido entre las 11 : 00 [h] y las 18 : 00 [h].

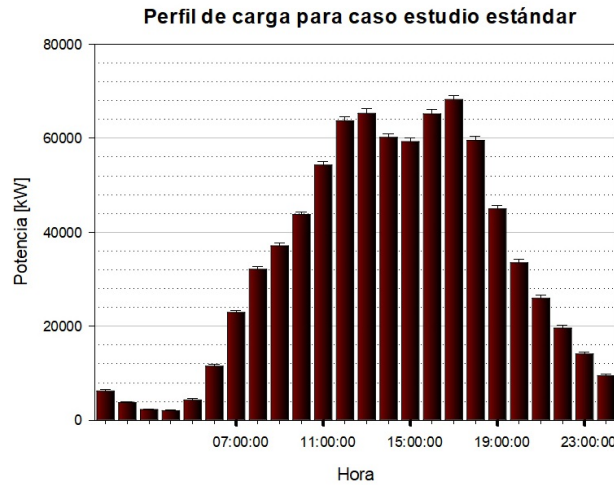


Fig. A.2: Perfil de carga considerando 20 % penetración de vehículos eléctricos y 70 % de usuarios con carga lenta en sus casas

El 43 % de la energía demandada está asociada a los viajes realizados durante la semana y el 57 % restante representa a los viajes realizados los fines de semana. Los días de semana el periodo punta se ubica entre las 16 : 00 – 18 : 00 [h] y los fines de semana entre las 11 : 00 – 13 : 00 [h]. El 100 % de la energía demandada a la red producto del uso de centros de carga rápida será por usuarios que no dispongan de carga lenta a nivel domiciliario. El aumento de carga al aplicar la demanda máxima a las subestaciones que entregan energía al sistema de distribución alcanza un valor máximo 4 % respecto a la potencia instalada de los transformadores. El uso de centros de carga rápida significa un aumento del 1,95 % de la energía demandada en un día.

Aumento de la penetración de vehículos eléctricos En la figura A.3 se adjunta los perfiles de carga para un 30 %, 40 % y 50 % de penetración de vehículos eléctricos, los cuales representan los años 2036, 2039 y 2043 sucesivamente. Las demandas máximas alcanza un valor de $D_{max_{30\%}} = 102,7$ [MW], $D_{max_{40\%}} = 137,2$ [MW], $D_{max_{50\%}} = 170,6$ [MW]. La demanda máxima ocurre a las 17 : 00 [h] en todos los casos. El periodo punta es igual en todos los casos, comprendido entre las 11 : 00 [h] y las 18 : 00 [h].

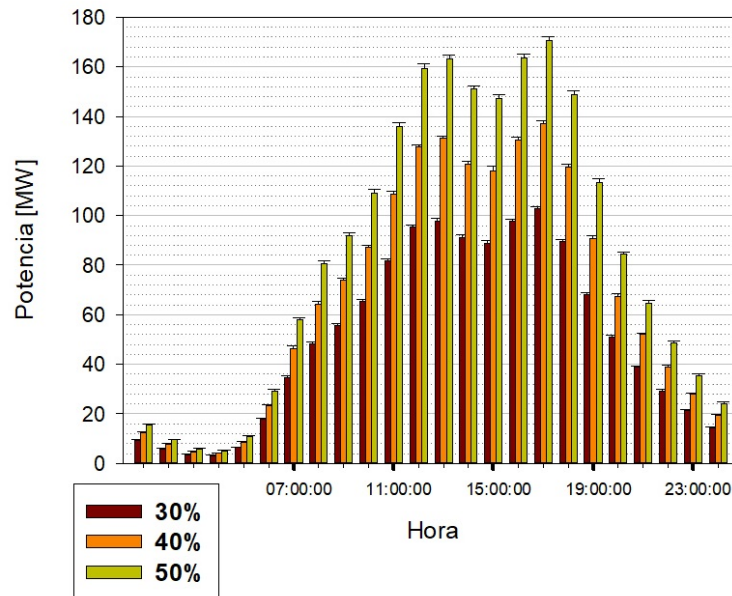


Fig. A.3: Perfil de carga para distinta penetración de vehículos eléctricos

El mayor aumento de carga alcanza un valor de 9% en tres subestaciones para una penetración del 50% de vehículos eléctricos. La energía diaria demandada por el total de los vehículos que se vieron en la necesidad de usar los CCR, corresponde a $E_{diaria_{30\%}} = 1216,8$ [MWh], $E_{diaria_{40\%}} = 1622,8$ [MWh] y $E_{diaria_{50\%}} = 2025,7$ [MWh] los cuales representan un 2,66%, 3,26% y 3,66% energía diaria demandada por el sistema de distribución para una penetración de VE del 30%, 40% y 50% respectivamente

Variación de usuarios con opción de carga lenta domiciliaria En la figura A.4 se adjuntan los perfiles de carga para un 30%, 50% y 90% de usuarios con opción de carga lenta a nivel domiciliario para un nivel fijo de penetración de vehículos eléctricos correspondiente a un 20%.

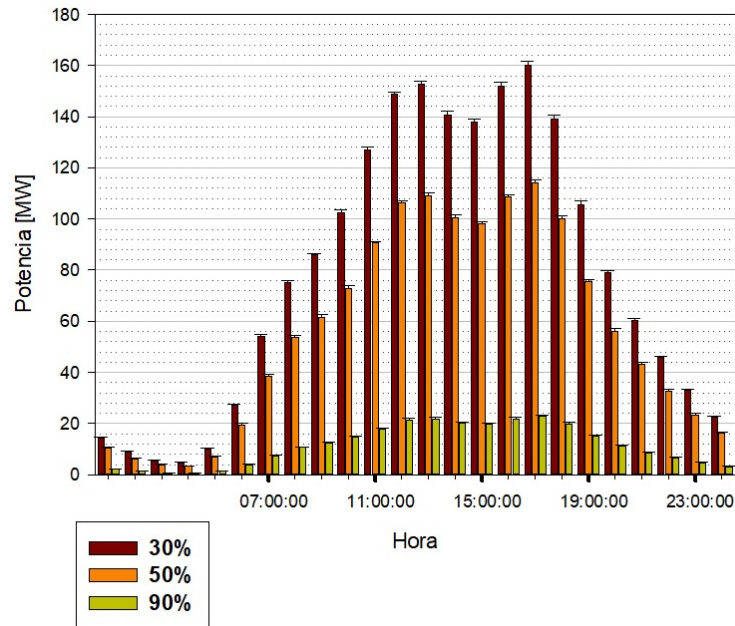


Fig. A.4: Perfil de carga para distinto porcentaje de usuarios con opción de carga a nivel domiciliario

Las demandas máximas alcanzan un valor de $D_{max_{30\%}} = 160,0$ [MW], $D_{max_{50\%}} = 114,1$ [MW], $D_{max_{90\%}} = 22,8$ [MW]. La demanda máxima ocurre a las 17 : 00 [h] en todos los casos. El periodo punta es igual en todos los casos, comprendido entre las 11 : 00 [h] y las 18 : 00 [h]. El aumento de carga alcanza valores máximo de 8 % y mínimo de 1 % para 30 % y 90 % de usuarios con opción de carga lenta respectivamente. La energía diaria demandada por el total de los vehículos que se vieron en la necesidad de usar los CCR, equivale un total de $E_{diaria_{30\%}} = 1892,4$ [MWh], $E_{diaria_{50\%}} = 1351,3$ [MWh] y $E_{diaria_{90\%}} = 269,9$ [MWh], equivalente a un 4,57 %, 3,26 % y 0,65 % de la energía demandada por el sistema de distribución

Caso estudio desfavorable Bajo el supuesto de una penetración de vehículos equivalente a un 50 %, se comparan dos tipos de crecimientos que se pueden dar a largo plazo, uno con 70 % usuarios de VE que cuentan con disponibilidad de carga lenta en su casa, y un escenario desfavorable, donde solo existe un 30 % de usuarios con la opción mencionada.

En la figura A.5 se aprecian 3 perfiles de carga, correspondiente al caso estándar obtenido en 4.1.1, junto a los dos crecimientos mencionados recientemente.

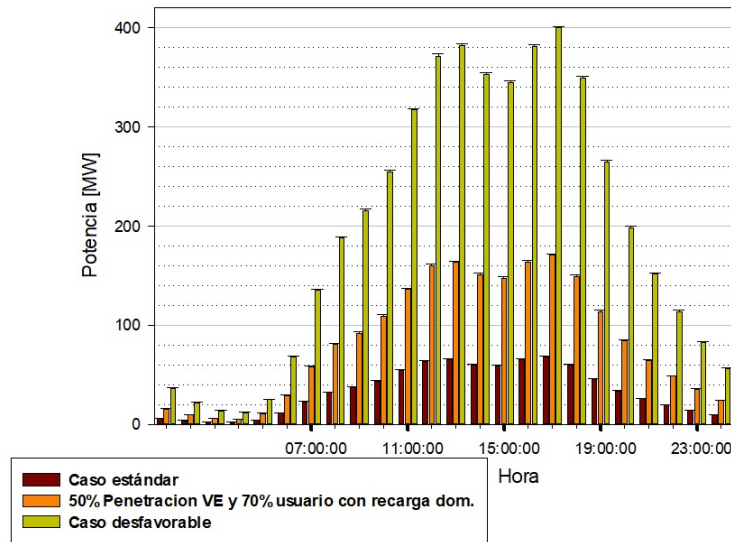


Fig. A.5: Perfiles de carga para alta penetración de VE con distinto porcentaje de usuarios con opción de recarga domiciliaria y perfil de carga del caso estudio estándar

Las demandas máximas alcanzan un valor de $D_{max_{30\%}} = 399,6$ [MW] y $D_{max_{70\%}} = 170,6$ [MW]. La demanda máxima ocurre a las 17 : 00 [h] en ambos escenarios. El periodo punta es igual en ambos casos, comprendido entre las 11 : 00 [h] y las 18 : 00 [h].

En relación con la energía diaria demandada por los CCR, un crecimiento desfavorable alcanza un valor del 9% de la energía diaria demandada por el sistema de distribución. La demanda máxima alcanzada en el escenario desfavorable provoca un aumento en la carga de hasta un 20% en los transformadores de menor potencia, contra el 9% que se obtiene al aumentar un 40% la cantidad de usuarios con disponibilidad de carga en su casa.

Aumento de las distancias recorridas En la figura A.6 se muestran los perfiles de carga para los siguientes casos: (a) un 70% de usuarios con opción de carga lenta y (b) 40% de usuarios con opción de carga lenta.

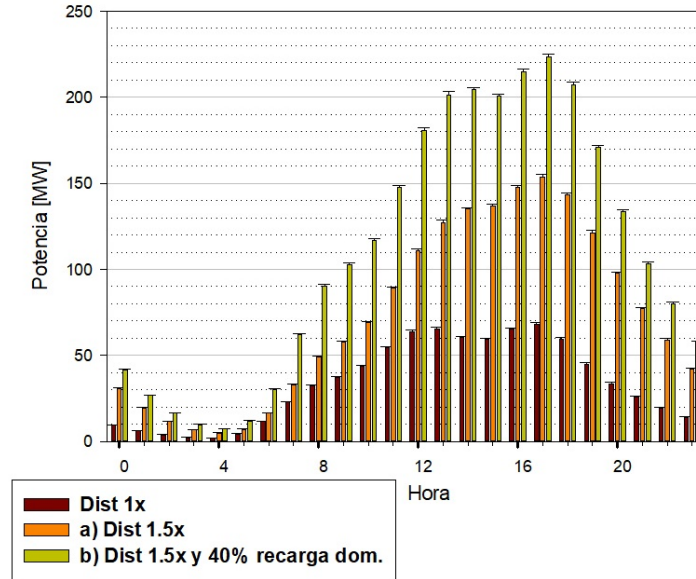


Fig. A.6: *Perfiles de carga caso estándar con escenario: a) Aumento distancias recorridas. b) Aumento distancias recorridas y disminución de usuarios con opción de carga lenta*

Las demandas máximas alcanzan un valor de $D_{max(a)} = 153,9$ [MW] y $D_{max(b)} = 223,5$ [MW]. La energía diaria demandada por los CCR alcanza valores de $E_{dem(a)} = 1747$ [MWh] y $E_{dem(b)} = 2641$ [MWh]. La demanda máxima ocurre a las 17 : 00 [h]. El periodo punta se desplaza desde 12 : 00 [h] a las 19 : 00 [h].

El aumento de las distancias recorridas involucra un aumento de un 3,2 % en la energía diaria demandada por el sistema. Si se reduce la cantidad de usuarios con disponibilidad de carga en su casa la energía aumenta un 1,6 %, el cual representa un 4,8 % de la energía total demandada por el sistema de distribución. Adicionalmente provoca aumento en la carga de hasta un 11 % de la potencia instalada en los transformadores de menor potencia.

A.0.2.2. Centros de carga rápida y distorsión armónica

En la tabla A.2 se adjunta la distorsión armónica de corriente para cinco prototipos de centro de carga rápida que se encuentran ya en el mercado, los cuales se encuentran adjuntos en Anexo . De estos, hay tres que especifican su nivel de armónicos de corriente, y dos solo mencionan la norma que cumplen sus prototipos. El nivel de armónicos permitidos está dado según la razón de cortocircuito I_{SC}/I_L . Los tres prototipos (ABB, Lafon y Schneider Electric) quedan dentro de los límites establecidos por el “Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”, donde el máximo valor admitido corresponde a un 20 %. Los dos prototipos que estan normados según la IEC se deben revisar con mayor detención ya que esta norma permite niveles más altos de THD (hasta 48 % según la razón de cortocircuito obtenida).

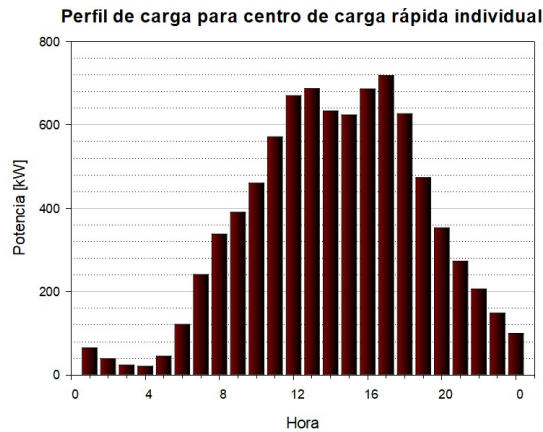
Tabla A.2: Distorsión armónica de corriente a plena potencia de salida para distintos prototipos de CCR

Prototipo	THD_i
ABB Terra 54	4.5 %
DELTA DC Quick Charger	Cumple con IEC 61000-3-12
INGEREV Rapid 50	Cumple con IEC 61000
LAFON Pulse QC50	10 %
SCHNEIDER ELECTRIC EVLink	13 %

A.0.2.3. Tarifas de clientes regulados aplicados al perfil de carga del caso estudio estándar

En esta sección se desean estudiar los cobros asociados a un centro de carga rápida según la información obtenida en 4.1.1 al aplicar las tarifas de alta tensión para clientes regulados. Según el perfil de carga obtenido en el caso estudio 4.1.1 y los parámetros de simulación especificados en 3.1.4 se extrae la siguiente información y se hacen los siguientes supuestos:

- La potencia contratada por cada centro de carga rápida equivale a 720 [kW], el cual representa a 6 vehículos que se pueden cargar a una potencia de 120 [kW].
- Se hace el supuesto que la medición de demanda máxima de un CCR será igual a la potencia instalada, situación que representa al uso completo del centro de carga rápida, y que se dará en la hora de máxima demanda del perfil de carga mostrado en el escenario 4.1.1.
- Para suplir la demanda máxima del conjunto de centros de carga rápida son necesarias 95 CCR. Para obtener la energía diaria demandada por un centro de carga rápido individual se usará la siguiente ecuación $\frac{E_{DemTotal}}{Total\ CCR} = \frac{810[MWh]}{95} = 8,52 [MWh]$.
- El perfil de carga del caso estándar 4.1 que representa al conjunto de centros de carga rápida se reescalará a un centro individual dividiendo las lecturas de demanda por el total de CCR. El perfil de carga para un centro de carga individual se muestra en la figura A.7.

**Fig. A.7:** Perfil de carga para un centro de carga individual

Los costos totales de la tarifa AT2 y AT3 dependerán de si la carga es catalogada como “Presente en Punta” o “Parcialmente Presente en Punta”. En la tabla A.3 se muestran los costos totales de la operación de un centro de carga rápida individual, los cuales corresponden a la suma de los cargos por transporte, energía y potencia. Las tarifas aumentan un 9% sus costos al ser categorizadas como “Presente en Punta”.

Tabla A.3: Costo total de operación de un centro de carga rápida individual aplicando tarifas AT2 y AT3

Categoría	Costo total \$
Presente en punta	\$ 20.426.260
Parcialmente presente en punta	\$ 18.736.074

Respecto a la tarifa AT4.1 sus costos totales ascienden a un total de \$ 20.426.260, mismo valor obtenido que la tarifa AT2 y AT3 catalogados como “Presente en Punta”. Las tarifas AT4.2 y AT4.3 tendrán distinto costo según el mes del año en el que se encuentren. En la tabla A.4 se muestran los costos totales de la operación de un centro de carga rápida individual, los cuales corresponden a la suma de los cargos por transporte, energía y potencia. Los meses que no contienen al horario punta se reducen los costos 5,25%.

Tabla A.4: Costo total de operación de un centro de carga rápida individual aplicando tarifas AT4.2 y AT4.3

Categoría	Costo total \$
Meses que contengan horario punta	\$ 19.956.439
Meses sin horario punta	\$ 18.906.801

Por último la tarifa AT5 también presenta distinto costo según el mes del año en el que se encuentren. En la tabla A.5 se muestran los costos totales de la operación de un centro de carga rápida individual, los cuales corresponden a la suma de los cargos por transporte, energía y potencia. En este caso la variación entre ambas es prácticamente despreciable, siendo menor al 1%.

Tabla A.5: Costo total de operación de un centro de carga rápida individual aplicando la tarifa AT5

Categoría	Costo total \$
Meses que contengan horario punta	\$ 19.940.408
Meses sin horario punta	\$ 19.926.319

La figura A.8 resume los distintos cobros detallados en 4.3.1 para las tarifas de clientes regulados en alta tensión. El uso del centro de carga rápida significa un costo mensual cercano a los 20 [MM\$], existiendo variaciones numéricas poco significativas entre estas. La diferencia entre las tarifas aplicadas radica en el cargo por potencia, siendo el de mayor costo la tarifas AT2 y AT3 cuando la carga se encuentra catalogada como “Presente en Punta”, y la de menor costo la tarifa AT5. Respecto al peso que tienen los distintos cargos (Transporte, energía y potencia) en el costo total, el de mayor incidencia

es el cargo por energía el cual equivale aproximadamente un 75 – 80 \$ del valor final, seguido por el cargo por potencia cual representa aproximadamente un 20 %.

Tabla A.6: Costos totales para un centro de carga rápida individual aplicado a tarifas de clientes regulados en AT

	AT2	AT3	AT4.1	AT4.2	AT4.3	AT5
Transmisión	\$ 441.166	\$ 441.166	\$ 441.166	\$ 441.166	\$ 441.166	\$ 441.166
Energía	\$ 15.678.248	\$ 15.678.248	\$ 15.678.248	\$ 15.678.248	\$ 15.678.248	\$ 15.678.248
Potencia	\$ 4.306.846	\$ 4.306.846	\$ 4.306.838	\$ 3.837.025	\$ 3.820.987	\$ 3.820.994
Total	\$ 20.426.260	\$ 20.426.260	\$ 20.426.252	\$ 19.956.439	\$ 19.940.401	\$ 19.940.408

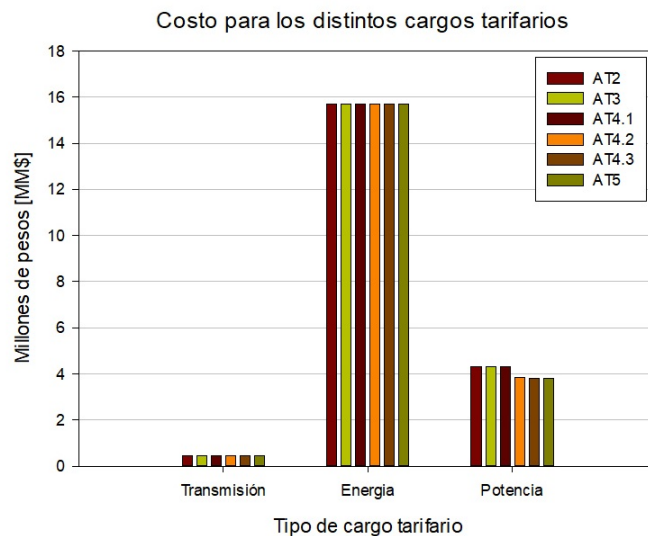


Fig. A.8: Comparación de los cargos tarifarios de las tarifas AT aplicado a un centro de carga individual

A.0.3. Conclusiones

Obtener el perfil de carga de los centros de carga rápida es el primer paso para un estudio más complejo de identificar el número óptimo y la posición de estos en un área. Dado el alto grado de aleatoriedad de las variables de entrada al problema, se recomienda un algoritmo de planificación probabilístico. Este debe ser un perfil temporal, que cuente con al menos dos perfiles de carga según el día de la semana en la que se encuentre, ya que los periodos punta son distintos y la carga se distribuyen de distinta manera debido al comportamiento de los conductores de vehículos.

Frente a la incertidumbre de quedarse sin carga durante el día, aquellos vehículos que dispongan de instalación de carga lenta en sus domicilios, no tendrán problemas para movilizarse en la ciudad de Santiago. La instalación de carga lenta en los domicilios y trabajo será la principal forma en reducir la dependencia de los centros de carga rápida.

El modelo matemático que emula obtener el perfil de carga para los CCR se puede mejorar incorporando variables que representen mejor el comportamiento de la región en estudio y profundizando en variables ya existentes.

La disminución de usuarios con disponibilidad de carga lenta en sus domicilios es una variable que tiene mayor impacto en los resultados que el aumento de penetración de vehículos eléctricos.

Es necesario que los armónicos de corriente que se inyectan al sistema producto de la operación de estas se mantenga normalizada y fiscalizada. Un gran porcentaje de los prototipos de centros de carga que existen en el mercado cumplen con los estándares fijados en el nivel de armónicos de corriente en la normativa chilena, sin embargo, alcanzan valores no despreciables por lo que es necesario un estudio más específico al momento de la instalación de tal forma que se asegure el cumplimiento de las normas.

Los costos obtenidos sirven como referencia o punto de partida para dimensionar la magnitud que tendrá la operación de los centros de carga rápida al demandar la energía como clientes regulados, sin embargo, es necesario definir con mayor detalle algunos supuestos hechos de tal forma que estos sean más cercanos a la realidad. Uno de estos es distribuir la carga en el área de estudio con alguna herramienta estadística espacial, para poder obtener un perfil de carga más preciso para un centro de carga individual, ya que los cálculos en este trabajo se basan en que la carga se distribuye de manera homogénea.

Anexo B

Obtención de los parámetros de simulación

La ciudad de Santiago es elegida como escenario de estudio para realizar la simulación debido a la existencia de datos históricos que respalden la información presentada a continuación.

B.1. Escenario de referencia

El modelo exige determinar el porcentaje de cada categoría de vehículos eléctricos, donde la suma corresponde al total de vehículos eléctricos: $N_{pequeño} + N_{mediano} + N_{grandes} = N_{EV}$. El porcentaje de cada categoría es obtenido de la ANAC (Asociación Nacional Automotriz de Chile A.G), en el informe “Mercado Automotor, Septiembre 2017” [14] donde se señala la participación por segmentos en el mercado de vehículos livianos y medianos, con la siguiente categorización:

- Vehículos para pasajeros: 43,2 %
- SUVs: 32,24 %
- Camionetas: 15,6 %
- Comerciales (Furgones, minibuses y minitrucks): 9 %

Los vehículos para pasajeros serán los vehículos pequeños, los SUVs serán vehículos medianos y las camionetas/comerciales los vehículos grandes. La distribución de vehículos para entrar al modelo de Monte Carlo tendrá el siguiente porcentaje:

Tipo de vehículo electrico	Porcentaje
Pequeño	43 %
Mediano	32 %
Grande	25 %

Otro tópico a detallar es la distancia recorrida, esta variable es ingresada mediante una distribución normal con un valor medio y una desviación estándar [7]. Esta información se encuentra disponible en la encuesta “Origen y Destinos, 2012” [10] aplicada en Santiago, en la tabla B.1 se resumen las distancias recorridas para distintos horarios.

Tabla B.1: *Distancias de viaje de la gente de Santiago [km]*

Tramo	Horario	Dia de semana	Fin de Semana	
			Sábado	Domingo
Punta mañana 1	06:00 - 07:29	12,7	12,2	4,2
Punta mañana 2	07:30 - 08:59	7,3	10,8	13,5
Fuera de punta	10:00 - 12:00	7,9	7,9	8,3
Punta Tarde	17:30 - 20:29	9,4	16,2	14,2

En el día de semana, la distancia recorrida en el viaje de ida se considera el promedio de los tramos “Punta mañana 1” y “Punta mañana 2”. Para el caso de la distancia recorrida en el viaje de vuelta corresponde a la distancia en el horario “Punta Tarde”. Para el fin de semana, el viaje de ida se considera el promedio de los tramos “Punta mañana 1”, “Punta mañana 2” y “Fuera de punta”. El viaje de vuelta se considera el tramo “Punta tarde”. El cálculo se resume en la tabla B.3. El promedio es calculado usando los pesos de viajes, según la cantidad de viajes reportados por periodo, donde la cantidad de viajes por periodo es detallado en la tabla B.2.

Tabla B.2: *Cantidad de viajes según periodo de viaje*

Periodo	Cantidad de viajes	Peso
PM1	363288	0,147430055
PM2	763126	0,309692882
FP	380211	0,154297771
PT	957513	0,388579292

Tabla B.3: *Distancias de viaje en [km] aplicado al modelo de Montecarlo*

		Día de semana	Fin de semana
Mañana	Promedio	8,75	10,18
	Desv.Est	2,24	2,96
Tarde	Promedio	9,4	15,2
	Desv. Est	2,4	4,43

Con respecto a la distribución, se utiliza para los viajes de ida y vuelta en los días de semana y fin de semana una distribución normal, al igual que muchas variables que se ingresan al modelo, ya que esta ocurre de forma natural y puede representar de manera realista el comportamiento estocástico

de los clientes. Como contraste se muestran las distribuciones obtenidas de la encuesta “Origen y Destinos, 2012” [10], en la figura B.1 y B.2.



Fig. B.1: Distribución de viajes con propósito laboral. a) Domingo b) Sábado c) Día laboral. (Fuente: Encuesta de “Origen y Destino, 2012” [10]).

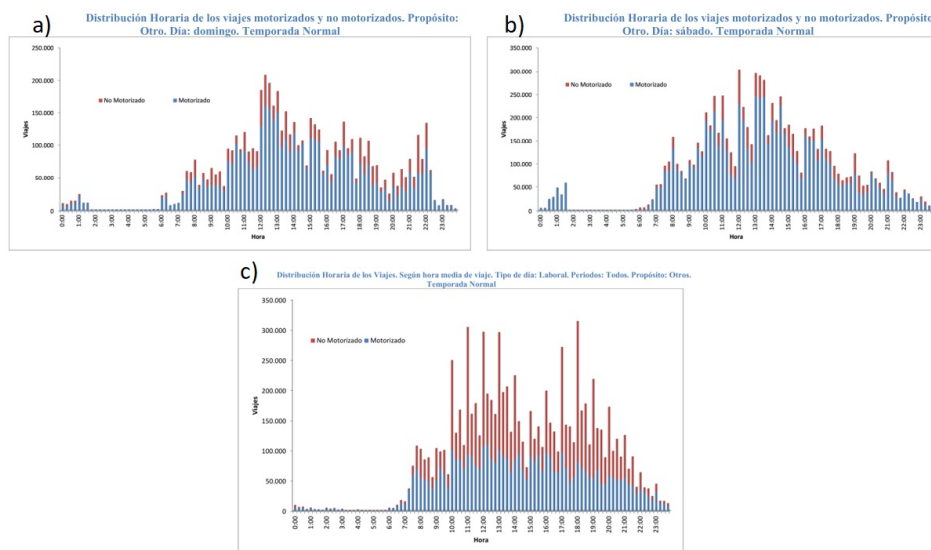


Fig. B.2: Distribución de viajes con otros propósito de viaje. a) Domingo b) Sábado c) Día laboral. (Fuente: Encuesta de “Origen y Destino, 2012” [10]).

B.2. Flota de vehículos eléctricos

La capacidad de las baterías y su consumo es resumido en la tabla B.4 la cual se basa en la información dada en “Aggregated Electric Vehicles load profiles with Fast Charging Stations, 2014” [7]. Se ingresan al modelo con una distribución normal donde el promedio y varianza se obtiene mediante las ecuaciones B.1 y B.2, donde “ c ” hace referencia a la categoría del vehículo (pequeño, mediano o grande).

$$\mu^{(c)} = \frac{BC_{max}^{(c)} + BC_{min}^{(c)}}{2} \quad (B.1)$$

$$(\sigma^c)^2 = \frac{BC_{max}^{(c)} + BC_{min}^{(c)}}{4} \quad (B.2)$$

Tabla B.4: Capacidad y consumo de las baterías (Fuente: Aggregated Electric Vehicles load profiles with Fast Charging Stations (2014) [7]).

Tipo de vehículo eléctrico	Rango de capacidad de la batería [kWh]	Rango del consumo del vehículo [kWh/km]
Pequeño	10 ÷ 20	0,1 ± 0,03
Mediano	20 ÷ 30	0,15 ± 0,03
Grande	30 ÷ 40	0,2 ± 0,03

Con respecto al comportamiento de los conductores, se separa entre conductores que realizan viajes regulares y viajes esporádicos, clasificados como “Viajero regular” y “Viajero no regular”. Esta información se encuentra disponible en la “Encuesta de Origen y Destinos, 2012” [10]. En la tabla B.5 se encuentra la cantidad de viajeros en la región Metropolitana que usan automovil como medio transporte categorizados según sus propositos de viaje.

Tabla B.5: Propósitos de viaje para usuarios de automoviles

Propósito de viajeros en automóvil	Porcentaje	Tipo viajero	Cantidad	Porcentaje
Trabajo	41,70 %	Viajero Trabajo	1980272	47,05 %
Estudio	11,40 %	Viajeros Otros (sin estudios)	2228696	52,95 %
Otros	46,90 %			

Los viajeros regulares se considera aquellos que realizan viajes por trabajo, quedando excluidos de este estudio aquellos con propósito de estudio. Por otro lado, los viajeros no regulares serán aquellos con propósito de viaje “Otros”. Para los viajeros regulares se definen dos subclases, “Viajero regular full-time” y “Viajero regular part-time”. Esta información se encuentra disponible en la “Encuesta Suplementaria de Ingresos, región Metropolitana” [33]. En la tabla B.6 se muestra la cantidad de trabajadores full-time y part-time para la región Metropolitana.

Tabla B.6: Cantidad de trabajadores full/part time en la region Metropolitana

Trabajador	Cantidad	Porcentaje
Part time	649410	31,35 %
Full time	1422298	68,65 %

Con respecto a los horarios de salida de los conductores, se utilizó la base de datos de la encuesta de “Origen y Destinos, 2012” [10], y se agruparon los propósitos de viaje de la misma manera que las distancias recorridas, información resumida en la tabla B.7. Esta variable se ingresa con una distribución normal.

Tabla B.7: Promedio y desviación estándar de los horarios de salida de los viajeros

Parametro	Viajero Regular		Viajero No Regular	
	Día de semana	Fin de semana	Día de semana	Fin de semana
Promedio	7:37:31	7:45:44	14:12:10	14:35:26
Desv. Est.	1:14:13	1:24:10	3:56:56	3:37:48

La hora de retorno al hogar estará dado por el intervalo de tiempo que permanezca el vehículo estacionado, esta información es obtenida de “Aggregated Electric Vehicles load profiles with Fast Charging Stations” [7]. Un trabajador full/time permanece estacionado 9 horas, correspondiente a 8 horas de trabajo más una hora de almuerzo, y el trabajador part-time se considera 5 horas de estacionado.

Las velocidades promedio de viaje están dadas en la .Encuesta de Origen y Destino, 2012” [10], las cuales se presentan en la tabla B.8.

Tabla B.8: Velocidades promedio de viaje en la región Metropolitana [km/h]

Tramo	Horario	Dia de semana	Fin de Semana	
			Sabado	Domingo
Punta mañana 1	6:00-7:29	18,4	21,4	14,2
Punta mañana 2	7:30-8:59	15,3	16,6	24,2
Fuera de punta	10:00-12:00	17,2	19,1	20,3
Punta Tarde	17:30-20:29	15,3	27,2	22,9
			Promedio	19,827
			Desviación Est.	4,273

Anexo C

Escenario de movilidad

Según la penetración de vehículos eléctricos que se esté estudiando, se determina el universo de VE que existen (N_{EV}) para la simulación. Se produce una categorización según la distribución de vehículos que existan en la región, lo cual nos proyecta 3 tipos de VE, vehículos pequeños, medianos y grandes. A cada categoría se le asigna un rango de capacidad de batería como se señaló en Anexo B. El porcentaje de usuarios que disponen de la opción recarga domiciliaria, incorpora una nueva subcategorización, situación reflejada en la figura C.1.

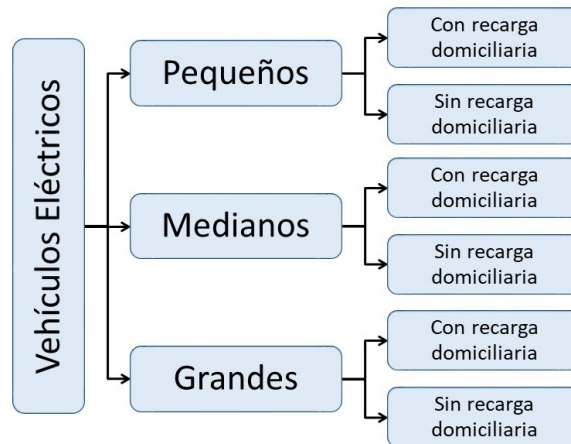


Fig. C.1: Creación del escenario de referencia para la simulación

Una vez definido el universo de VE existentes, se asigna un comportamiento a los usuarios de estos, donde se define la cantidad de viajeros que realizan viajeros regulares tanto como aquellos viajeros que realizan viajes por otros motivos (no regulares). Para el caso de los viajeros regulares, se considera específicamente en este estudio aquellos que usan sus vehículos con propósito de trabajo y se excluye aquellos que lo usan con motivos de estudio, por esto se hace una nueva subcategoría según el tipo de trabajo que tienen: part-time o full-time. En la figura C.2 se aprecia la jerarquización de los vehículos pequeños, la que será igual en los vehículos medianos y grandes.

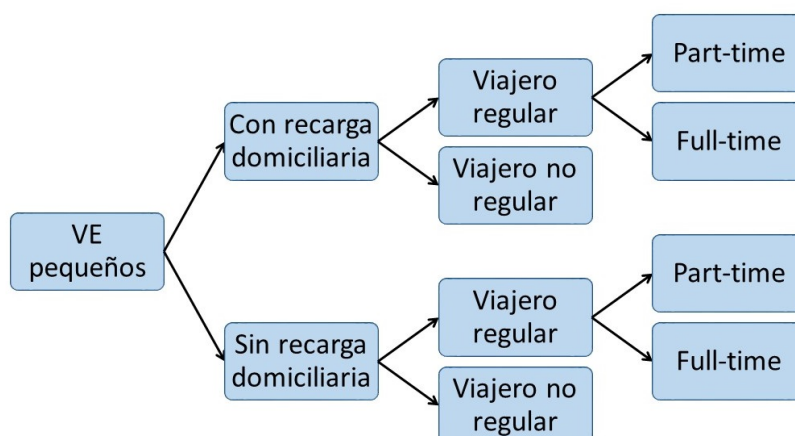


Fig. C.2: Definición de flota de vehículos eléctricos pequeños

Con estas variables que definen el escenario de referencia y la flota de vehículos, se vislumbran 18 categorías de vehículos eléctricos, las cuales se detallan en la tabla C.1. Cada categoría queda definida por sus propios parámetros, tales como estado de carga inicial, capacidad de baterías, horas de salida, tiempo que permanece estacionado, entre otros.

Tabla C.1: Escenario de movilidad para el escenario de referencia

Categorías resultantes	#
VE pequeño, con recarga domiciliaria, viajero regular part-time	1
VE pequeño, con recarga domiciliaria, viajero regular full-time	2
VE pequeño, con carga domiciliaria, viajero no regular	3
VE pequeño, sin recarga domiciliaria, viajero regular part-time	4
VE pequeño, sin recarga domiciliaria, viajero regular full-time	5
VE pequeño, sin recarga domiciliaria, viajero no regular	6
VE mediano, con recarga domiciliaria, viajero regular part-time	7
VE mediano, con recarga domiciliaria, viajero regular full-time	8
VE mediano, con recarga domiciliaria, viajero no regular	9
VE mediano, sin recarga domiciliaria, viajero regular part-time	10
VE mediano, sin recarga domiciliaria, viajero regular full-time	11
VE mediano, sin recarga domiciliaria, viajero no regular	12
VE grande, con recarga domiciliaria, viajero regular part-time	13
VE grande, con recarga domiciliaria, viajero regular full-time	14
VE grande, con recarga domiciliaria, viajero no regular	15
VE grande, sin recarga domiciliaria, viajero regular part-time	16
VE grande, sin recarga domiciliaria, viajero regular full-time	17
VE grande, sin recarga domiciliaria, viajero no regular	18

C.1. Cantidad de vehículos por caso de estudio

Según la penetración de vehículos eléctricos y porcentaje de usuarios con recarga domiciliaria definidos para cada escenario de estudio, en la tabla C.2 se cuantifican la cantidad de vehículos que existen por cada categoria descrita en la tabla C.1.

Tabla C.2: Cantidad de vehículos para cada categoría del escenario de movilidad

	Esc. estándar	Aumento penetración de VE			% de usuarios con recarga domiciliaria			Esc. desfavorable	Aumento distancias recorridas	
		30 %	40 %	50 %	30 %	50 %	90 %		1.5x	1.5x y 40 % recarga domiciliaria
1	16925	25387	33849	42311	7253	12089	21760	18133	16925	9671
2	37067	55601	74134	92668	15886	26477	47658	39715	37067	21181
3	60762	91143	121524	151905	26041	43402	78123	65102	60762	34721
4	7253	10880	14507	18133	16925	12089	2418	42311	7253	14507
5	15886	23829	31772	39715	37067	26477	5295	92668	15886	31772
6	26041	39061	52082	65102	60762	43402	8680	151905	26041	52082
7	12595	18893	25190	31488	5398	8996	16194	13495	12595	7197
8	27585	41377	55170	68962	11822	19703	35466	29555	27585	15763
9	45218	67828	90437	113046	19379	32299	58138	48448	45218	25839
10	5398	8097	10796	13495	12595	8996	1799	31488	5398	10796
11	11822	17733	23644	29555	27585	19703	3941	68962	11822	23644
12	19379	29069	38759	48448	45218	32299	6460	113046	19379	38759
13	9840	14760	19680	24600	4217	7028	12651	10543	9840	5623
14	21551	32326	43101	53877	9236	15393	27708	23090	21551	12315
15	35327	52990	70654	88317	15140	25233	45420	37850	35327	20187
16	4217	6326	8434	10543	9840	7028	1406	24600	4217	8434
17	9236	13854	18472	23090	21551	15393	3079	53877	9236	18472
18	15140	22710	30280	37850	35327	25233	5047	88317	15140	30280
Total	381242	571863	762484	953105	381242	381242	381242	953105	381242	381242

Anexo D

Cálculo de la energía promedio de carga

Para obtener la energía promedio de carga de los vehículos que se vieron en la necesidad de utilizar centros de carga rápida, el promedio de energía demandada para cada categoría presentada en Anexo C, se presenta resumida en la tabla D.1.

Tabla D.1: *Energía de recarga promedio al utilizar CCR para cada categoría*

Categoría	Cantidad de vehículos N_i	Energía Promedio E_i [kWh]
1	16925	0
2	37067	0
3	60762	0
4	7253	7,368
5	15886	7,373
6	26041	7,370
7	12595	0
8	27585	0
9	45218	0
10	5398	12,369
11	11822	12,368
12	19379	12,365
13	9840	0
14	21551	0
15	35327	0
16	4217	17,120
17	9236	17,128
18	15140	17,123

Se corrobora en esta tabla que aquellos vehículos que tienen la opción de cargar en su casa

(Categorías $i = 1, 2, 3, 7, 8, 9, 13, 14, 15$) no se ven en la necesidad de usar centros de carga rápida, siendo su energía promedio de recargar igual a 0 [kWh]. Por esto, las categorías mencionadas quedan excluidos del cálculo. Para una mejor precisión del promedio, se calcula mediante el peso de cada categoría, como se muestra en la ecuación D.1.

$$E_{promedio} = \frac{\sum(N_i \cdot E_i)}{\sum N_i} \quad (D.1)$$

Como resultado se tiene que la energía promedio de carga en los vehículos que utilizaron los centros de carga rápida es igual a 11,4 [kWh].

Anexo E

Subestaciones que alimentan el sistema de distribución

El sistema eléctrico nacional es un sistema bastante robusto, consta de un sistema troncal el cual distribuye la energía a lo largo de Chile. En la figura E.1 se muestra una parte de este, específicamente la región Metropolitana en las cercanías de Santiago.

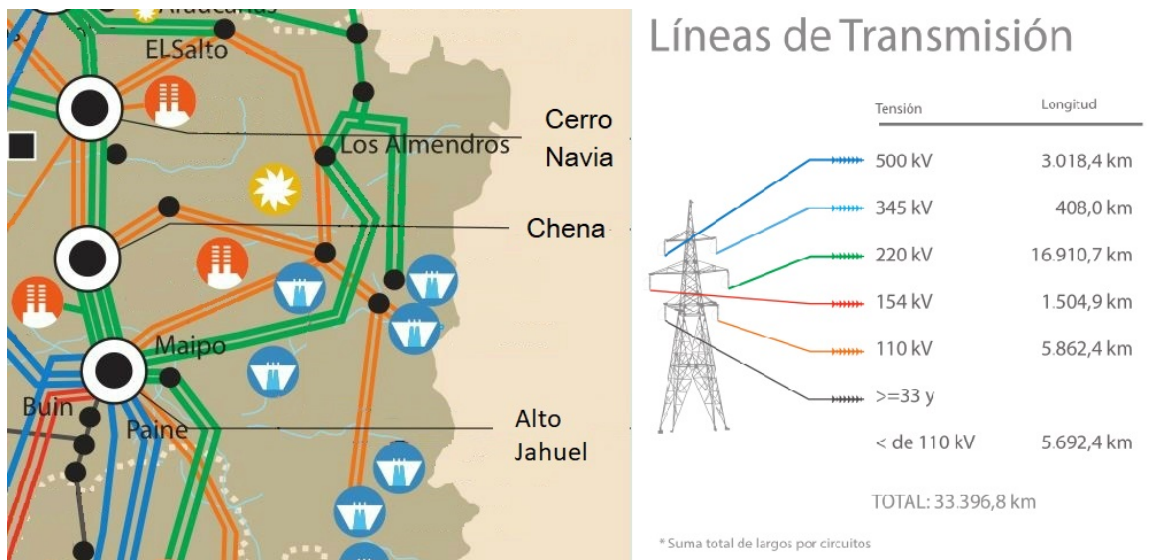


Fig. E.1: Acercamiento al Sistema Eléctrico Nacional al área específica de Santiago de Chile

Las líneas que unen las subestaciones Cerro Navia - El Salto y El Salto - Los Almendros son de 110 [kV] y Cerro Navia - Chena, Chena - Alto Jahuel, Alto Jahuel - Los Almendros se unen en 220 [kV]. Con esta información es posible afirmar que el sistema se encuentra enmallado. En la figura E.2 se muestra una imagen más detallada del sistema de distribución concesionado por “ENEL Distribución”, el sistema consta de más de 40 SS/EE alimentadas en una red de 110 [kV], las cuales bajan la tensión a 23 – 12 [kV].

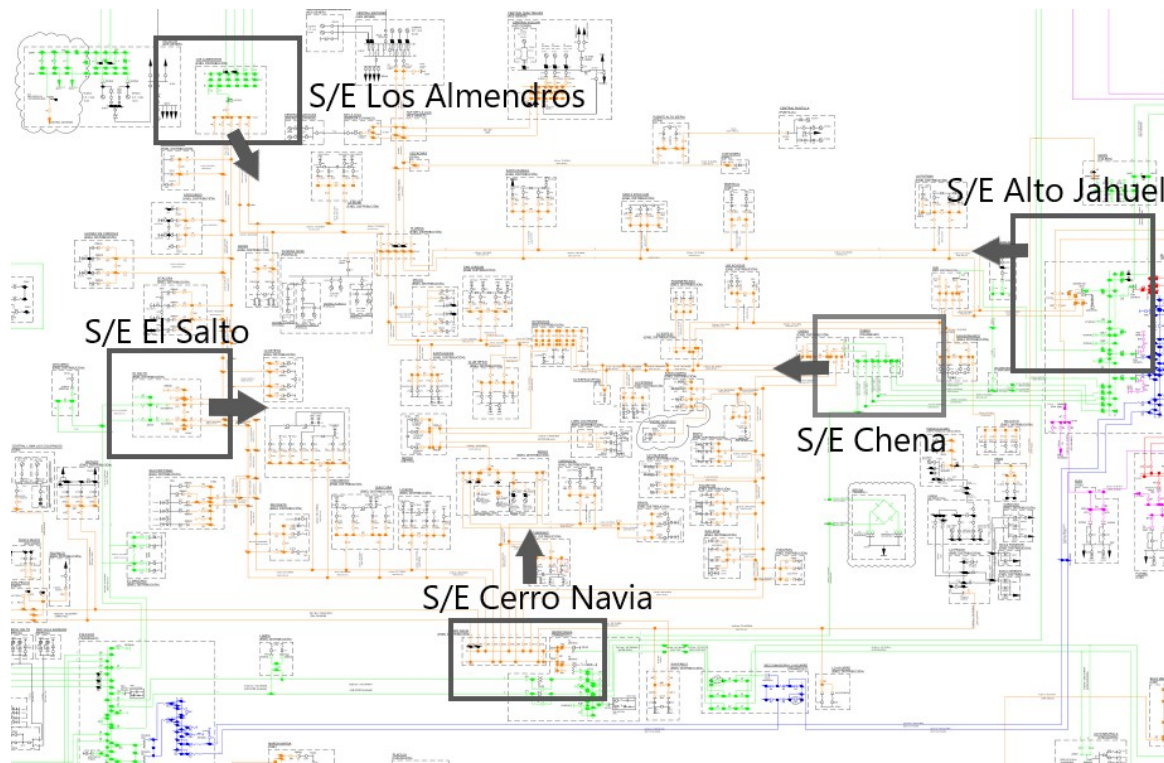


Fig. E.2: SS/EE que componen el sistema de distribución y las SS/EE que le suministran energía

Las subestaciones elegidas para cuantificar el aumento de carga producto del surgimiento de esta nueva carga será aquellas SS/EE que alimenten el sistema de distribución, bajando la tensión a 110 [kV], se seleccionan las siguientes detallando su potencia instalada.

- Alto Jahuel: 390 [MW].
- Cerro Navia: 799 [MW].
- Chena: 400 [MW].
- El Salto: 800 [MW].
- Los Almendros: 399 [MW].

Para el cálculo del aumento de carga, se considera que la demanda máxima se distribuirá de manera equitativa en las 5 subestaciones $D_{max_{SS/EE}} = \frac{D_{max}}{5}$ producto a su conexión en **anillo**. Se contrasta la demanda con la potencia instalada de los transformadores de cada subestación.

Anexo F

Energía diaria promedio demandada 2017-2043

En la previsión de demanda se distinguen dos grupos de consumo: los clientes regulados y los clientes libres. La CNE, mediante su estudio "Proyección de Demanda" [34] donde se estima la energía anual demandada por cada concesionaria a nivel de subestación primaria y su punto de conexión correspondientemente.

La proyección de demanda dada por la CNE existe hasta el 2037, se extiende hasta el 2043, año en el cual existirá un 50 % de penetración de vehículos eléctricos.

La información presentada se basa en los antecedentes entregados por la misma empresa concesionaria de servicio público de distribución, también llamadas "Empresas Distribuidoras".

F.1. Proyección de demanda 2017-2037

En la tabla F.1 se adjuntan la demanda energética anual proyectada para los clientes libres y regulados de la empresa concesionaria ENEL Distribución para el periodo 2017 al 2037.

Tabla F.1: *Proyección de demanda de clientes libres y regulados para empresa concesionaria ENEL Distribución*

Año	Demanda de clientes regulados en [GWh]	Demanda de clientes libres en [GWh]
2017	11.521	2.315
2018	10.710	2.320
2019	9.654	2.141
2020	9.925	1.861
2021	10.242	1.110
2022	10.580	720
2023	10.929	541
2024	11.290	158
2025	11.663	95
2026	12.047	91
2027	12.445	37
2028	12.856	11
2029	13.280	12
2030	13.718	12
2031	14.171	13
2032	14.639	13
2033	15.122	6
2034	15.621	0
2035	16.136	0
2036	16.669	0
2037	17.219	0

F.2. Proyección de demanda 2037-2043

Para obtener la proyección de demanda anual de la empresa concesionaria se suma la demanda de los clientes regulados y libres, para obtener la energía diaria promedio, se divide la energía anual en 365 (días). En la tabla F.2 se presenta la energía diaria promedio desde el 2017 hasta el 2037.

Tabla F.2: *Proyección de energía anual (GWh) y energía diaria promedio (MWh) demandada*

Año	Demanda anual de em- presa distribuidora en [GWh]	Demanda diaria promedio de empresa distribuidora [MWh]
2017	13.836	37.907
2018	13.030	35.700
2019	11.795	32.315
2020	11.785	32.289
2021	11.353	31.103
2022	11.301	30.960
2023	11.471	31.427
2024	11.448	31.364
2025	11.758	32.213
2026	12.138	33.255
2027	12.482	34.199
2028	12.867	35.253
2029	13.292	36.416
2030	13.730	37.618
2031	14.184	38.859
2032	14.652	40.142
2033	15.128	41.447
2034	15.621	42.797
2035	16.136	44.209
2036	16.669	45.668
2037	17.219	47.175

Las proyecciones de las empresas “Enel Distribución” para el período 2019 – 2037 se calculan tasas de crecimiento de demanda proyectadas en base a pronósticos econométricos. Considera, también, el traspaso de clientes sometidos a regulación de precios a un régimen de precios libres y el impacto de la generación eléctrica residencial existente. Las tasas de crecimiento proyectadas se resumen en la tabla F.3.

Tabla F.3: *Proyección de tasas de crecimiento para ENEL Distribución período 2017-2037*

Año	Tasa de crecimiento de pre- visión de demanda, en [%]
2017	0,8 %
2018	2,1 %
2019	2,9 %
2020	2,1 %
2021	2,5 %
2022	3,5 %
2023	3,5 %
2024	3,5 %
2025	3,1 %
2026	2,7 %
2027	2,7 %
2028	2,7 %
2029	2,7 %
2030	2,7 %
2031	2,7 %
2032	2,7 %
2033	2,7 %
2034	2,7 %
2035	2,7 %
2036	2,7 %
2037	2,7 %

Para obtener la energía diaria promedio demandada del período 2038-2043, se utiliza una tasa de crecimiento de 2,7%.

Tabla F.4: *Proyección de energía diaria promedio demandada (MWh) para el periodo 2038-2043*

Año	Demanda diaria promedio de empresa distribuidora [MWh]
2038	48440
2039	49739
2040	51073
2041	52443
2042	53849
2043	55293

Anexo G

Datos de fabricantes de distintos centros de carga rápida



General specifications	
Environment	Indoor / outdoor
Operating temperature	-35 °C to +55 °C (de-rating characteristics apply)
Compliance and safety	CE, RCM, EAC, CHAdeMO 1.0
EMC emission	IEC 61000-6-3 Class B - Residential
EMC immunity	IEC 61000-6-2 Industrial
Input AC power connection	3P + N + PE
Input voltage range	400 V _{AC} +/- 10% (50 Hz or 60 Hz)
Max. rated input current & power	CJ: 80 A, 55 kVA CT, CJT: 112 A, 77 kVA CJG, CG: 143 A, 98 kVA
Power factor (full load)	> 0.96
Efficiency	94% at nominal output power
RFID system	ISO/IEC 14443A/B, ISO/IEC 15393, FeliCa™ 1, NFC reader mode, Mifare, Calypso, (option: Legic)
Network connection	GSM / 3G modem, 10/100 Base-T Ethernet
Protection	IP54
Dimensions (D x W x H)	780 mm x 565 mm x 1900 mm
Mass	350 kg

Fig. G.1: Centro de carga rápida ABB

ANEXO G. DATOS DE FABRICANTES DE DISTINTOS CENTROS DE CARGA RÁPIDA



Power Input	Input Rating	400 Vac, 95 A maximum, 50 Hz
	Number of Phase / Wire	3-phase / L1, L2, L3, PE
	Power Factor	> 0.98
	Current THD	Compliant with IEC 61000-3-12
	Efficiency	94%
Power Output	Output Rating	50-500 Vdc, 125 A maximum, 50 kW maximum
Protection	Protection	Over current, Under voltage, Over voltage, Residual current, Surge protection, Short circuit, Over temperature, Ground fault
User Interface & Control	Display	12" TFT-LCD touch screen
	Support Language	English (Other languages available upon request)
	Push Buttons	Start button (Blue), Stop button (Green), Emergency stop button (Red)
	Charge Options	Charge options to be provided upon request: Charge by duration, Charge by energy
	Charging Interface	CHAdeMO compliant cable and plug
	User Authentication	ISO14443 Type A/B RFID for user authentication

Fig. G.2: Centro de carga rápida DELTA



INGEREV® RAPID 50 Trio / Duo / One	
AC Input (for DC output)	
Voltage	3 ph. + N + PE; 400 Vac ±15%
Frequency	50 Hz
Nominal current	77 A
Nominal power	53 kVA
Efficiency	> 94%
Power factor	> 0.98
Output (DC)	
Voltage range	50 - 500 V
Maximum current	125 A
Maximum power	50 kW
Connectors	CCS type 2 / CHAdeMO ¹⁾
Compliance and Safety	
Standards	IEC 61851-1, IEC 61851-23, IEC 61851-24, CHAdeMO 1.0.0, DIN 70121, ISO 15118, IEC 61000
Overcurrent	Circuit Breaker at both AC inputs
Indirect contact	Residual current device (RCD) AC input (DC output) 300 mA type A AC input (AC output) 30 mA type A (type B optional) ²⁾

Fig. G.3: Centro de carga rápida INGEREV

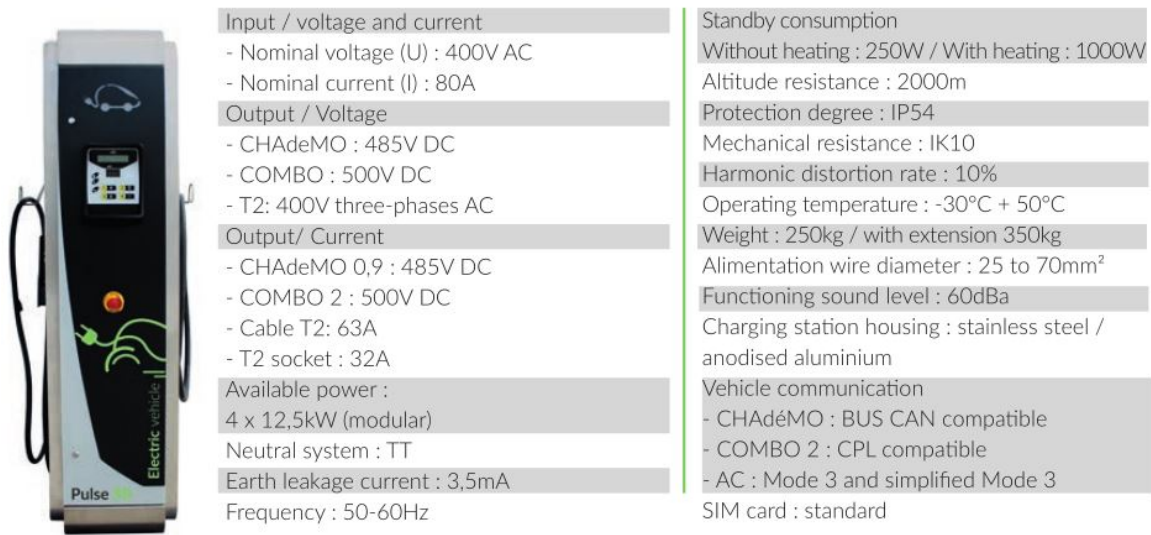


Fig. G.4: Centro de carga rápida LAFON



Fig. G.5: Centro de carga rápida SCHNEIDER ELECTRIC

Anexo H

Tarifas de alta tensión de la concesionaria del sistema de distribución

H.1. Precios unitarios para la región en estudio

A continuación se presentan las tarifas de alta tensión aplicadas al área 1A, para las comunas pertenecientes a la región metropolitana exceptuando Colina, Til Til y Renca, los cuales se encuentran sometidos a regulación de precios, a partir del 01 de Octubre de 2017. [35]

Tabla H.1: *Tarifa alta tensión AT2*

Tarifa	Cargo	Unidad	\$ Neto
	Administración del servicio		
	Cargo fijo mensual	(\$/mes)	566,34
	Transporte de electricidad		
	Cargo por uso del sistema de transmisión	(\$/kWh)	1,243
AT2	Cargo por servicio público	(\$/kWh)	0,483
	Cargo por energía	(\$/kWh)	61,339
	Cargo por potencia contratada presente en punta	(\$/kW/mes)	5981,73
	Cargo por potencia contratada parcialmente presente en punta	(\$/kW/mes)	3634,25

Tabla H.2: *Tarifa alta tensión AT3*

Tarifa	Cargo	Unidad	\$ Neto
	Administración del servicio		
	Cargo fijo mensual	(\$/mes)	618,22
	Transporte de electricidad		
AT3	Cargo por uso del sistema de transmisión	(\$/kWh)	1,243
	Cargo por servicio público	(\$/kWh)	0,483
	Cargo por energía	(\$/kWh)	61,339
	Cargo por demanda máxima de potencia leída presente en punta	(\$/kW/mes)	5981,73
	Cargo por demanda máxima de potencia leída parcialmente presente en punta	(\$/kW/mes)	3634,25

Tabla H.3: *Distintas tarifas alta tensión AT4*

Tarifa	Cargo	Unidad	\$ Neto
	Transporte de electricidad		
Todas	Cargo por uso del sistema de transmisión	(\$/kWh)	1,243
	Cargo por servicio público	(\$/kWh)	0,483
	Administración del servicio		
	Cargo fijo mensual	(\$/mes)	566,34
AT4.1	Cargo por energía	(\$/kWh)	61,339
	Cargo por demanda máxima de potencia contratada	(\$/kW/mes)	918,53
	Cargo por demanda máxima de potencia contratada en horas de punta	(\$/kW/mes)	5063,19
	Administración del servicio		
	Cargo fijo mensual	(\$/mes)	618,22
AT4.2	Cargo por energía	(\$/kWh)	61,339
	Cargo por demanda máxima de potencia contratada	(\$/kW/mes)	918,53
	Cargo por demanda máxima de potencia contratada en horas de punta	(\$/kW/mes)	5063,19
	Administración del servicio		
	Cargo fijo mensual	(\$/mes)	664,32
AT4.3	Cargo por energía	(\$/kWh)	61,339
	Cargo por demanda máxima de potencia suministrada	(\$/kW/mes)	918,53
	Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta	(\$/kW/mes)	5063,19

Tabla H.4: Tarifa alta tensión AT5

Tarifa	Cargo	Unidad	\$ Neto
	Administración del servicio		
	Cargo fijo mensual	(\$/mes)	664,32
	Transporte de electricidad		
	Cargo por uso del sistema de transmisión	(\$/kWh)	1,243
AT5	Cargo por servicio público	(\$/kWh)	0,483
	Cargo por energía	(\$/kWh)	61,339
	Cargo por compras de potencia	(\$/kWh/mes)	4879,49
	Cargo por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución	(\$/kW/mes)	183,71
	Cargo por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente de distribución	(\$/kW/mes)	918,53

H.1.1.1. AT2 y AT3

Para los clientes con tarifa AT2 o AT3, su suministro puede estar clasificado en Presente en Punta o Parcialmente Presente en Punta según los siguientes criterios:

- Cuando la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta* del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia o demanda es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será clasificado como “Presente en Punta” y se le aplicará el precio unitario correspondiente. Se entenderá que la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta, cuando:

$$\frac{\text{Demanda media en Horas de Punta}}{\text{Potencia Contratada (AT2) o Demanda Máxima leída (AT3)}} \geq 0,5 \quad (\text{H.1})$$

- Cuando la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia o demanda es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será calificado como “Parcialmente Presente en Punta”, y se le aplicará el precio unitario correspondiente. Se entenderá que la potencia contratada o demanda máxima leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta, cuando:

$$\frac{\text{Demanda media en Horas de Punta}}{\text{Potencia Contratada (AT2) o Demanda Máxima leída (AT3)}} < 0,5 \quad (\text{H.2})$$

- No obstante lo anterior, si en períodos de 60 minutos consecutivos en las horas de punta, el cociente entre la potencia media utilizada por el cliente y su potencia contratada, en el caso de las opciones BT2 y AT2, o su demanda máxima de potencia leída, en el caso de las opciones BT3 y AT3, supera 0,85 y este hecho se produce frecuentemente, el consumo será clasificado

como “Presente en Punta”. Se entenderá como frecuente la ocurrencia del suceso durante por lo menos 5 días hábiles del mes.

La demanda media en horas de punta corresponde al consumo de energía durante dichas horas dividido por el número de horas de punta.

***Horas de Punta:** Horario comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas desde el 01 de abril y hasta el 30 de septiembre inclusive, según lo definido en Decretos de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, del Ministerio de Energía.

H.1.2. Tarifas AT4

H.1.2.1. AT4.1

Los cargos de la tarifa AT4.1 por demanda máxima de potencia contratada en horas de punta y por demanda máxima de potencia contratada, así como el cargo de la tarifa BT4.2 por demanda máxima de potencia contratada, se facturarán incluso si el consumo de energía es nulo.

H.1.2.2. AT4.2 y AT4.3

Los cargos de la tarifa AT4.2 por demanda máxima de potencia contratada en horas de punta y por demanda máxima de potencia contratada, se facturarán incluso si el consumo de energía es nulo. Los cargos mensuales por demanda máxima de potencia leída en horas de punta de las tarifas AT4.2 y AT4.3 se facturarán de la siguiente manera:

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará el precio unitario correspondiente a la demanda máxima de potencia en horas de punta efectivamente leída en cada mes, excepto en las concesionarias abastecidas desde el Sistema Interconectado del Norte Grande, en que se aplicará al promedio de las dos demandas máximas de potencia leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura. A partir de la interconexión de ambos Sistemas Interconectados, esta excepción no será aplicable.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas de punta, registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior.

El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada de la tarifa BT4.3 se facturará aplicando el precio unitario correspondiente, al promedio de las dos más altas demandas máximas de potencia registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture.

Se entenderá por demanda máxima de potencia leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

La demanda máxima de potencia de cada hora corresponderá al máximo valor de los registros leídos que se encuentren dentro de ésta.

H.1.3. AT5

El cargo por energía se obtendrá multiplicando el consumo de energía mensual, en kWh, por su precio unitario. El cargo por compras de potencia se obtendrá multiplicando la potencia de facturación por compra, en kW, por su precio unitario. La potencia de facturación por compra corresponderá al promedio de las 52 demandas máximas leídas en horas de punta registradas en los últimos 12 meses, incluyendo el mes que se factura. Los cargos por demanda máxima de potencia leída en horas de punta, en su componente de distribución se facturarán de la siguiente manera:

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará el precio unitario correspondiente a la demanda máxima de potencia en horas de punta efectivamente leída en cada mes al promedio de las dos demandas máximas de potencia leídas en las horas de punta de los últimos 12 meses, incluido el propio mes que se factura.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará el precio unitario correspondiente al promedio de las dos mayores demandas máximas de potencia en horas de punta, registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anterior.

El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada, en su componente distribución, se facturará aplicando el precio unitario correspondiente, al promedio de las dos más altas demandas máximas de potencia registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture.

Referencias

- [1] Comisión Nacional de Energía, “Anuario Estadístico de Energía,” 2016.
- [2] David Martínez Vicente, Andreas Sumper, “El impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución,” 2011, <https://upcommons.upc.edu/handle/2099.1/13565>.
- [3] Mauricio Riveros, “Impacto de un parque vehicular eléctrico en los requerimientos de reconfiguración de la red de distribución de la ciudad de Santiago,” 2013, tesis de Maestría.
- [4] D. Aggeler, F. Canales, H. Zelaya, D. L. Parra, A. Coccia, N. Butcher, and O. Apeldoorn, “Ultra-fast dc-charge infrastructures for ev-mobility and future smart grids,” *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, pp. 1–8, Oct 2010.
- [5] S. Rivera, S. Kouro, and B. Wu, “Charging architectures for electric and plug-in hybrid electric vehicles,” *Technologies and Applications for Smart Charging of Electric and Plug-in Hybrid Vehicles*, pp. 111–149, 12 2017.
- [6] SectorElectricidad, 2017, [Online] <http://www.sectorelectricidad.com/17597/carga-demanda-y-energia-electrica-conceptos-fundamentales-para-la-distribucion-de-electricidad>.
- [7] G. Celli, G. G. Soma, F. Pilo, F. Lacu, S. Mocci, and N. Natale, “Aggregated electric vehicles load profiles with fast charging stations,” *2014 Power Systems Computation Conference*, pp. 1–7, Aug 2014.
- [8] Ministerio de Energía, “Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo,” Jun. 2017.
- [9] Empresas Eléctricas A.G, “Reporte Eléctrico Transmisión y Distribución,” Mar. 2016.
- [10] Universidad Alberto Hurtado, Observatorio Social., “Encuesta Origen Destino Santiago 2012,” 2014, [Online] <http://www.sectra.gob.cl/biblioteca/detalle1.asp?mfn=32531>.
- [11] Xataka, 2017, [Online] <https://www.xataka.com/automovil/guia-de-compras-de-coches-electricos-2017-43-modelos-que-estan-o-estaran-en-el-mercado>.
- [12] P. Bauer, Y. Zhou, J. Doppler, and N. Stemberge, “Charging of electric vehicles and impact on the grid,” *13th Mechatronika 2010*, pp. 121–127, June 2010.
- [13] “SAE Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler,” Oct. 2012, SAE 914 Std. J1772.

-
- [14] ANAC, Asociación Nacional Automotriz de Chile , “Mercado Automotor, Septiembre 2017,” Sept. 2017, [Online] <http://www.anac.cl>.
- [15] M. Riveros, G. Paredes, and L. Vargas, “Impact of electric vehicles on the reconfiguration requirements of a distribution network: The santiago city case,” *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T D-LA)*, pp. 1–10, Sept 2012.
- [16] G. Mauri, D. Bertini, E. Fasciolo, and S. Fratti, “The impact of EV’s fast charging stations on the MV distribution grids of the Milan metropolitan area,” *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, pp. 1–3, June 2013.
- [17] S. Rajagopalan, A. Maitra, J. Halliwell, M. Davis, and M. Duvall, “Fast charging: An in-depth look at market penetration, charging characteristics, and advanced technologies,” *2013 World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27)*, pp. 1–11, Nov 2013.
- [18] P. Frías, C. Mateo, “Evaluación del impacto de la integración del coche eléctrico en las redes de distribución de energía eléctrica,” 2011.
- [19] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, FENERCOM, “Guía del Vehículo Eléctrico II,” 2015.
- [20] OMICRONO, 2018, [Online] <https://omicronno.espanol.com/2018/02/autonomia-evolucion-coches-electricos/>.
- [21] Xataka, 2016, [Online] <https://www.xataka.com/automovil/asi-han-progresado-las-baterias-de-los-coches-electricos-12-veces-mas-autonomia-en-100-anos>.
- [22] Bloomberg New Energy Finance, “The latest bull case for electric cars: the cheapest batteries ever,” Dic. 2017, [Online] <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-12-05/latest-bull-case-for-electric-cars-the-cheapest-batteries-ever>.
- [23] Precio Barril Petróleo, Sept. 2018, [Online] <https://www.preciopetroleo.net/>.
- [24] National Renewable Energy Laboratory, “An Evaluation of Utility System Impacts and Benefits of Optimally Dispatched Plug-In Hybrid Electric Vehicles,” 2006.
- [25] Conserjería de Economía y Hacienda de la Comunidad de Madrid, “Guía del Vehículo Eléctrico,” 2009.
- [26] Mobile Energy Resources in Grids of Electricity, MERGE, “Identification of Traffic Patterns and Human Behaviors,” 2010.
- [27] Mobile Energy Resources in Grids of Electricity, MERGE, “Evaluation of the impact that a progressive deployment of EV will provoke on Electricity Demand,” 2012.
- [28] G. Joos, M. de Freige, and M. Dubois, “Design and simulation of a fast charging station for phev/ev batteries,” *2010 IEEE Electrical Power Energy Conference*, pp. 1–5, Aug 2010.
- [29] INE, “Parque de vehículos en circulación,” 2016, [Online] <http://www.ine.cl>.

- [30] Esteban Hermosilla, “Pautas para la medición de armónicas para ser desarrollado en el laboratorio de contrastaciones y mediciones de la eie,” En. 2004.
- [31] CNE, 2018, [Online] <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/1>.
- [32] Deloitte, “Sector energía II: Mercado eléctrico e inversión,” 2016.
- [33] INE, “Encuesta Suplementaria de Ingresos 2016,” 2016, [Online] <http://www.ine.cl>.
- [34] Comisión Nacional de Energía, “Informe Preliminar de Previsión de Demanda, 2017-2037,” Nov. 2017.
- [35] ENEL Distribución, 2018, [Online] <https://www.enel.cl>.