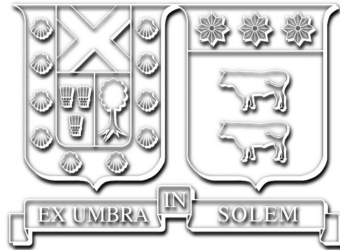


Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Santiago, Chile



Impacto técnico en redes de distribución ante la adopción de la electromovilidad en Chile

SEBASTIÁN ALONSO NOVOA VÁSQUEZ

2020

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:
Dr. Esteban Gil Sagás (UTFSM)

Santiago, Enero de 2021.



Impacto técnico en redes de distribución ante la adopción de la electromovilidad en Chile

SEBASTIÁN ALONSO NOVOA VÁSQUEZ

Memoria presentada al Comité de Evaluación
de la Memoria integrado por:

Dr. Esteban Gil Sagás (UTFSM)
Mag. Rodrigo Rozas Valderrama (UTFSM)
Mag. Ignacio Jofré Serrano (GIZ)

Para completar las exigencias del grado de
Ingeniero Civil Electricista

Enero 2021.

“Hoy mejor que ayer, mañana mejor que hoy.”
— *Kaizen*

Agradecimientos

Llegar hasta este punto de mi crecimiento y desarrollo personal no ha sido un camino fácil. Muchas dificultades y desafíos se aparecieron en el camino, y ante estos, debo agradecer encarecidamente a todas aquellas personas que estuvieron ahí apoyándome de distintas maneras cuando lo necesité.

Primero que todo, quiero agradecer a mi familia, quienes siempre fueron cariñosos, atentos y comprensivos conmigo cuando lo necesité durante estos años de formación universitaria. En particular, quiero destacar el rol que cumplió mi madre durante todos estos años, con quien a pesar de sufrir juntos algunos malos pasares que nos tenía destinada la vida, nos las arreglamos para sobrellevarlos. Destacar también el apoyo que recibí de mis hermanos durante estos años, quienes en más de una forma fueron un apoyo e inspiración para seguir adelante ante las adversidades.

A mis amigos y compañeros que hice en la universidad, los cuales estoy muy agradecido de haber conocido, pues hicieron el pasar por la carrera algo memorable, gracias por acompañarme en mis mejores y peores momentos.

Agradecer también a mis profesores guía: Esteban Gil y Rodrigo Rozas, y también a Ignacio Jofré de la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ). Gracias por su apoyo y buena disposición durante el desarrollo del presente trabajo, aún considerando la carga académica o laboral que tiene cada uno. Además, agradecer al Proyecto ANID-Basal FB0008 del Centro Avanzado de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (AC3E) gracias al cuál se pudo desarrollar esta memoria.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	I
Índice de Figuras	IV
Índice de Tablas	IX
Resumen	1
Abstract	2
1. Introducción	3
1.1. Motivación	3
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivo general	4
1.2.2. Objetivos específicos	5
1.3. Alcance	5
1.4. Estructura del documento	5
2. Revisión de experiencia internacional y literatura técnica	7
2.1. Vehículos eléctricos	7
2.1.1. Adopción internacional de electromovilidad	7
2.1.2. Tipos de vehículos eléctricos	9
2.1.3. Infraestructura de recarga de vehículos eléctricos (IRVE)	10
2.1.4. Protocolos y modos de carga	11
2.1.4.a. SAEJ1772	11
2.1.4.b. IEC 61851	12
2.1.4.c. CHAdeMO	12
2.2. Impactos de vehículos eléctricos	13
2.2.1. Impactos económicos	13
2.2.2. Impactos ambientales	14
2.2.3. Impactos técnicos en redes de distribución	14
2.2.3.a. Impacto en la demanda eléctrica	15
2.2.3.b. Impacto en la regulación de tensión	15
2.2.3.c. Impacto en la inyección de armónicos	16
2.2.3.d. Impacto en elementos presentes en la red de distribución	16
2.3. Mitigación de impactos negativos producto de carga de VE	17
2.3.1. Estrategias de carga de vehículos eléctricos	17
2.3.1.a. Carga en horarios off-peak	17

2.3.1.b.	Carga controlada unidireccional	18
2.3.1.c.	Vehicle to Grid (V2G)	18
2.3.2.	Diversificación de la carga de VE	19
2.4.	Marco normativo técnico	20
2.4.1.	Norma Técnica de Calidad de Servicio Para Sistemas de Distribución (NTCSDx)	20
2.4.1.a.	Regulación de tensión	20
2.4.1.b.	Distorsión armónica de tensión	21
2.4.1.c.	Distorsión armónica de corriente	22
2.4.2.	Pliego técnico normativo RIC N ^o 15	23
3.	Metodología	25
3.1.	Metodología para simular el movimiento de vehículos eléctricos	25
3.1.1.	Base de datos utilizada: Time of use survey (TUS)	25
3.1.2.	Markov Chain Monte Carlo (MCMC) para simular el movimiento de VE	27
3.1.3.	Verificación de la simulación MCMC	29
3.2.	Caracterización eléctrica de la carga de VE	30
3.3.	Metodología para obtener patrones de demanda característicos de estra- teguas de carga de VE	31
3.4.	Red en estudio	33
3.5.	Escenarios de estudio	35
4.	Resultados	38
4.1.	Impacto variables eléctricas de la red	38
4.1.1.	Comparación de distintos niveles de adopción de electromovilidad	38
4.1.1.a.	Impacto en demanda eléctrica	38
4.1.1.b.	Impacto en regulación de tensión	40
4.1.1.c.	Impacto en niveles de corriente eléctrica	41
4.1.2.	Comparación de distintos niveles de propiedad de cargadores domi- ciliarios	42
4.1.2.a.	Impacto en demanda eléctrica	43
4.1.2.b.	Impacto en la regulación de tensión	44
4.1.2.c.	Impacto en niveles de corriente	45
4.1.3.	Cargas no domiciliarias del alimentador	46
4.2.	Impacto producto de todos los eventos de carga	48
4.2.1.	Análisis de los niveles de energía	49
4.2.2.	Análisis de la demanda eléctrica	50
4.2.3.	Caracterización horaria de los cargadores de VE	52
4.3.	Aproximación para estudios sistémicos de distribución	55
4.3.1.	Aproximación por patrón de carga normalizado	55
4.3.2.	Caso de estudio armónico simple	57
5.	Conclusiones	58
5.1.	Conclusiones y recomendaciones normativas	58
5.2.	Trabajo futuro	60

Apéndices	61
A. Resumen Ejecutivo	61
A.1. Metodología	61
A.1.1. Markov Chain Monte Carlo (MCMC) para simular el movimiento de VE	61
A.2. Caracterización eléctrica de la carga de VE	62
A.3. Metodología para obtener patrones de demanda característicos de estrategias de carga de VE	63
A.3.1. Escenarios y red en estudio	64
A.4. Resultados	66
A.4.1. Impacto variables eléctricas de la red	66
A.4.1.a. Impacto en regulación de tensión	66
A.4.1.b. Impacto en niveles de corriente eléctrica	67
A.4.2. Impacto producto de todos los eventos de carga	68
A.4.2.a. Análisis de la demanda eléctrica	68
A.4.3. Caso de estudio armónico simple	70
A.5. Conclusiones y recomendaciones	71
B. Resultados de simulación MCMC no incluidas en cuerpo del documento	72
B.1. Impacto variables eléctricas de la red	72
B.1.1. Comparación de distintos niveles de adopción de electromovilidad	72
B.1.1.a. Impacto en regulación de tensión	72
B.1.1.b. Impacto en niveles de corriente eléctrica	77
B.1.2. Comparación de distintos niveles de propiedad de cargadores domiciliarios	80
B.1.2.a. Impacto en regulación de tensión	80
B.1.2.b. Impacto en niveles de corriente eléctrica	81
B.2. Impacto producto de todos los eventos de carga	82
B.2.1. Análisis de la demanda eléctrica	82
B.3. Caracterización de la carga de VE	86
C. Aproximación por patrón de carga normalizado	88
Bibliografía	90

Índice de Figuras

2.1.	Número de VE en circulación por región (Fuente: IEA [16]).	8
2.2.	Proyecciones de ventas anuales de VE por región (Fuente: BNEF [5]). . .	8
2.3.	Clasificación de tipos de VE (Fuente: Adaptado de [17]).	10
2.4.	Disposiciones típicas de un SAVE (Fuente: Adaptado de [20]).	11
3.1.	Proporción de estados de vehículos de acuerdo a encuesta TUS (Fuente: Elaborado con datos de [58]).	26
3.2.	Diagrama Markov Chain de posibles transiciones de estado de VE para un instante t . (Fuente: Elaboración propia).	28
3.3.	Convergencia de tiempo promedio en estado en movimiento de la simulación. (Fuente: Elaboración propia.)	29
3.4.	Comparación de distribuciones de probabilidad de vehículos en día de semana (Fuente: Elaboración propia.)	30
3.5.	Topología del alimentador Cristóbal Colon (Fuente: Elaborado con datos GIS de SEC).	34
3.6.	Comparación de las proporciones de potencia base instalada en el modelo del alimentador Cristobal Colon (Fuente: Elaboración propia).	35
3.7.	Perfil diario de demanda aplicado a todas las cargas de carácter domiciliario en el alimentador (Fuente: Elaborado con datos de SEC).	35
3.8.	Perfil diario de demanda aplicado a todas las cargas de carácter laboral en el alimentador. (Fuente EPRI [64])	36
3.9.	Perfil diario de demanda aplicado a todas las cargas de carácter comercial en el alimentador. (Fuente EPRI [64])	36
4.1.	Comparación de la demanda eléctrica al principio del alimentador cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	39
4.2.	Comparación de la demanda eléctrica al principio del alimentador cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	39
4.3.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	40
4.4.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	41
4.5.	Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	42

4.6.	Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	42
4.7.	Comparación de la demanda eléctrica en cabecera del alimentador con un 58 % de penetración, considerando que los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	43
4.8.	Comparación de la demanda eléctrica en cabecera del alimentador con un 58 % de penetración, considerando que los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	44
4.9.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 para un 58 % de penetración cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	45
4.10.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 para un 58 % de penetración cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	45
4.11.	Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	46
4.12.	Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	46
4.13.	Comparación de la demanda eléctrica del lugar de trabajo ante distintos escenarios con 100 % de propiedad de cargador domiciliario. (Fuente: Elaboración propia).	47
4.14.	Comparación de la demanda eléctrica del lugar comercial ante distintos escenarios con 100 % de propiedad de cargador domiciliario. (Fuente: Elaboración propia).	48
4.15.	Comparación de la energía demandada diariamente producto de solo los eventos de carga en el alimentador para una penetración de VE del 58 % (Fuente: Elaboración propia).	49
4.16.	Comparación de la energía demandada diariamente producto de todos los eventos de carga para una penetración de VE del 58 % (Fuente: Elaboración propia).	50
4.17.	Comparación de escenarios 1, 3, 5 y 7 de la demanda eléctrica promedio de todos los eventos de carga bajo una estrategia descontrolada. (Fuente: Elaboración propia).	51
4.18.	Comparación de escenarios 2, 4, 6 y 8 de la demanda eléctrica promedio de todos los eventos de carga bajo una estrategia offpeak. (Fuente: Elaboración propia).	52
4.19.	Patrones de carga de VE en CCR para una penetración del 58 %, correspondiente a los escenarios 5 y 6. (Fuente: Elaboración propia).	53
4.20.	Comparación de patrones de carga domiciliarios de VE normalizados en función de la potencia instalada para una penetración del 58 % (Fuente: Elaboración propia).	53
4.21.	Comparación de patrones de carga domiciliarios de VE normalizados en función de la potencia instalada para una penetración del 17 % en la carga H2 y el total del alimentador para una penetración del 58 % (Fuente: Elaboración propia).	54

A.1.	Diagrama Markov Chain de posibles transiciones de estado de VE para un instante t . (Fuente: Elaboración propia).	62
A.2.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	66
A.3.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	67
A.4.	Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	67
A.5.	Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	68
A.6.	Comparación de escenarios 2, 4, 6 y 8 de la demanda eléctrica promedio de todos los eventos de carga bajo una estrategia offpeak. (Fuente: Elaboración propia).	69
B.1.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	72
B.2.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	73
B.3.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 2 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	73
B.4.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 2 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	73
B.5.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 3 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	74
B.6.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 3 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	74
B.7.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 4 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	74
B.8.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 4 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	75
B.9.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 5 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	75
B.10.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 5 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	75

B.11.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 6 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	76
B.12.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 6 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	76
B.13.	Comparación de la sobrecarga de la línea 2 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	77
B.14.	Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	77
B.15.	Comparación de la sobrecarga de la línea 3 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	78
B.16.	Comparación de la sobrecarga de la línea 3 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	78
B.17.	Comparación de la sobrecarga de la línea 4 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	78
B.18.	Comparación de la sobrecarga de la línea 4 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	79
B.19.	Comparación ante distintos escenarios de la sobrecarga de la línea 5 que abastece al consumo de lugar de trabajo. (Fuente: Elaboración propia).	79
B.20.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 2 para un 58 % de penetración cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	80
B.21.	Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 2 para un 58 % de penetración cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	80
B.22.	Comparación de la sobrecarga de la línea 2 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).	81
B.23.	Comparación de la sobrecarga de la línea 2 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).	81
B.24.	Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 1. (Fuente: Elaboración propia).	82
B.25.	Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 2. (Fuente: Elaboración propia).	82
B.26.	Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 3. (Fuente: Elaboración propia).	83
B.27.	Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 4. (Fuente: Elaboración propia).	83
B.28.	Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 5. (Fuente: Elaboración propia).	84

B.29.	Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 6. (Fuente: Elaboración propia).	84
B.30.	Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 7. (Fuente: Elaboración propia).	85
B.31.	Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 8. (Fuente: Elaboración propia).	85

Índice de Tablas

2.1.	Comparación estándares de carga de VE (Fuente: Adaptado de [21]) . . .	13
2.2.	Límites para Regulación de Tensión (Fuente: CNE [56]).	21
2.3.	Límites para índices de distorsión armónica individual expresados en porcentajes de la tensión fundamental (Fuente: CNE [56]).	22
2.4.	Límites de distorsión armónica de corriente en el punto de conexión para usuarios de baja tensión (Fuente: CNE [56]).	23
2.5.	Factores de demanda para dimensionamiento de alimentadores de distribución (Fuente: SEC [57]).	24
3.1.	Parámetros utilizados en simulación de VE. (Fuente: Elaborado con datos de [61,62])	31
3.2.	Espectro armónico para caracterizar cargadores de nivel I/II (Fuente: Elaborado con datos de [43]).	31
3.3.	Valores de SOC utilizados al comienzo de cada iteración de la metodología desarrollada (Fuente: Elaboración propia).	32
3.4.	Escenarios de estudios definidos para evaluar distintos escenarios de adopción de electromovilidad (Fuente: Elaboración propia).	37
3.5.	Escenarios de estudio definidos para evaluar el impacto de inyección de armónicos en la red (Fuente: Elaboración propia).	37
4.1.	Comparación de factores de demanda obtenidos para escenarios con 58% de penetración, con estrategia de carga offpeak y con carga posible solo en domicilio y en CCR (Fuente: Elaboración propia).	55
4.2.	Comparación de factores de demanda obtenidos para escenarios con 58% de penetración, con estrategia de carga descontrolada y con carga posible solo en domicilio y en CCR (Fuente: Elaboración propia).	55
4.3.	Comparación de resultados para el peak de demanda de la metodología estocástica con respecto a la aproximación propuesta a las 21:00 de la simulación (Fuente: Elaboración propia).	56
4.4.	Comparación de resultados para la tensión del nodo 1 de la metodología estocástica con respecto a la aproximación propuesta a las 21:00 de la simulación (Fuente: Elaboración propia).	56
4.5.	Comparación de resultados para la sobrecarga de la línea 1 de la metodología estocástica con respecto a la aproximación propuesta a las 21:00 de la simulación (Fuente: Elaboración propia).	56
4.6.	Resultados de las distorsiones armónicas individuales y totales de tensión y corriente eléctrica en el punto de conexión de la carga H1 para los escenarios de estudio armónico (Fuente: Elaboración propia).	57

A.1.	Parámetros utilizados en simulación de VE. (Fuente: Elaborado con datos de [61,62])	63
A.2.	Espectro armónico para caracterizar cargadores de nivel I/II (Fuente: Elaborado con datos de [43]).	63
A.3.	Valores de SOC utilizados al comienzo de cada iteración de la metodología desarrollada (Fuente: Elaboración propia).	64
A.4.	Escenarios de estudios definidos para evaluar distintos escenarios de adopción de electromovilidad (Fuente: Elaboración propia).	65
A.5.	Escenarios de estudio definidos para evaluar el impacto de inyección de armónicos en la red (Fuente: Elaboración propia).	65
A.6.	Resultados de las distorsiones armónicas individuales y totales de tensión y corriente eléctrica en el punto de conexión de la carga H1 para los escenarios de estudio armónico (Fuente: Elaboración propia).	70
B.1.	Comparación de factores de demanda obtenidos para escenarios con 58 % de penetración, con estrategia de carga offpeak y con carga posible solo en domicilio y en CCR (Fuente: Elaboración propia).	86
B.2.	Comparación de factores de demanda obtenidos para escenarios con 58 % de penetración, con estrategia de carga descontrolada y con carga posible solo en domicilio y en CCR (Fuente: Elaboración propia).	86
B.3.	Comparación de factores de demanda obtenidos para escenarios con 58 % de penetración, con estrategia de carga offpeak y con carga posible solo en todos los estados de estacionamiento (Fuente: Elaboración propia).	86
B.4.	Comparación de factores de demanda obtenidos para escenarios con 58 % de penetración, con estrategia de carga descontrolada y con carga posible solo en todos los estados de estacionamiento (Fuente: Elaboración propia).	87
C.1.	Escenarios de estudio asociados a la aproximación por patrón de carga normalizado (Fuente: Elaboración propia).	89
C.2.	Factores de patrón de carga normalizado (Fuente: Elaboración propia).	89

Nomenclatura.

<i>BEV</i>	: Battery Electric Vehicle.
<i>BNEF</i>	: Bloomberg New Energy Finance.
<i>BT</i>	: Baja Tensión.
<i>HEV</i>	: Hybrid Electric Vehicle.
<i>IC99%</i>	: Intervalo de Confianza del 99 %.
<i>IEA</i>	: International Energy Agency.
<i>IEC</i>	: International Electrotechnical Commission.
<i>IRVE</i>	: Infraestructura de Recarga de Vehículos Eléctricos.
<i>GEI</i>	: Gases de Efecto Invernadero.
<i>GIZ</i>	: Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional.
<i>MCMC</i>	: Markov Chain Monte Carlo.
<i>MT</i>	: Media Tensión.
<i>NDC</i>	: Contribución Determinada a Nivel Nacional.
<i>NTCSDx</i>	: Norma Técnica de Calidad de Servicio Para Sistemas de Distribución.
<i>PEV</i>	: Plug-in Electric VEhicle
<i>PHEV</i>	: Plug-in Hybrid Electric Vehicle.
<i>SAE</i>	: Society of Automotive engineers.
<i>SAVE</i>	: Sistema de Alimentación Específico del Vehículo Eléctrico.
<i>SEC</i>	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
<i>SGC</i>	: Sistema de Gestión de Carga.
<i>SOC</i>	: State of Charge.
<i>TOU</i>	: Time of Use.
<i>TUS</i>	: UK 2000 Time of Use survey
<i>VCI</i>	: Vehículos de Combustión Interna.
<i>VE</i>	: Vehículos Eléctricos.
<i>V2G</i>	: Vehicle to Grid.

Resumen

El número de vehículos eléctricos en circulación en el país iría en aumento según proyecciones nacionales e internacionales. Producto de esto toma bastante relevancia estudiar los impactos técnicos y desafíos que esta adopción de electromovilidad podría conllevar. Particularmente, en redes de distribución eléctrica existen potenciales impactos en cuanto a niveles de tensión, corriente y distorsión armónica. Por lo anterior, se vuelve una necesidad cuantificar estos impactos y evaluar alternativas que permitan mitigar los mismos.

Problemas de regulación de tensión, sobrecarga de equipos y el incumplimiento de estándares respecto a inyección de armónicos en estado estacionario podrían observarse en la red debido a la recarga de estos vehículos. Por lo anterior, en este trabajo se desarrolla un estudio de carácter estocástico mediante el desarrollo de una metodología Markov Chain Monte Carlo. Esta considera la posibilidad de carga en domicilio, en lugares de trabajo, en lugares comerciales y centros de carga rápida. Se considera además dos tipos de estrategias de carga en los distintos escenarios de estudio definidos. La posibilidad de que los conductores carguen sus vehículos cada vez que tengan la posibilidad de hacerlo, corresponde a una estrategia descontrolada. Mientras que para la estrategia offpeak se define un horario de tarifa baja a partir de las 22:00 que incentivaría a los conductores a cargar sus vehículos a partir de este horario. Para cada 10 minutos de un día de semana se determina el estado de cada vehículo, terminando el instante de tiempo ejecutando un flujo de potencia y guardando resultados. La metodología es desarrollada en Python, el cual utiliza al software OpenDSS para ejecutar flujos de potencia. Este estudio se ejecuta en un modelo de red construido con datos de un alimentador real del sector oriente de Santiago.

Los resultados obtenidos indican que un escenario favorable para adopción de electromovilidad sería promover la diversidad geográfica y temporal de los eventos de carga de vehículos eléctricos. Una forma de hacer esto es promover la carga en lugares de trabajo y lugares comerciales. Aquellos escenarios en donde se evaluó esta posibilidad provocaron una disminución considerable de los impactos negativos en las variables eléctricas de interés para el estudio. Al analizar también aquellos eventos que tomaban lugar fuera del alimentador en estudio se pudo apreciar de mejor manera la distribución de eventos de carga a horarios distintos al punta. Esto hace notar que la diversificación de los eventos de carga aporta en un efecto de aplanar la curva de demanda del sistema.

Finalmente, se realizan recomendaciones a la normativa técnica actual y futura asociada a electromovilidad, elaborando también otras que permitirían escenarios más favorables de adopción de electromovilidad en el país. Entre estas últimas se destacan: incentivar la diversificación de los eventos de carga, permitir el acceso a tarifas diferenciadas y hacer un levantamiento de información sobre uso de este tipo de vehículos en el país.

Abstract

The number of electric vehicles in circulation in the country will be increasing, according to national and international projections. As a result, it is important to study the technical impacts and challenges that the adoption of electric mobility could bring. Particularly in electrical distribution networks there are potential impacts in terms of current voltage levels and harmonic distortion. Therefore, it is necessary to quantify these impacts and evaluate alternatives to mitigate them.

Voltage regulation problems, equipment overloading, and non-compliance with standards regarding stationary harmonic injection could be observed in the network due to the recharge of these vehicles. Therefore, this work involves a stochastic study through the development of a Markov Chain Monte Carlo methodology. This considers the possibility of charging at home, in workplaces, in commercial places and quick charging centers. It also considers two types of charging strategies in the different scenarios defined. The possibility of drivers to charge their vehicles every time they have the possibility to do so, corresponds to an uncontrolled strategy. In the off-peak strategy a low rate schedule starting at 10:00 p.m. is defined on the tariff system, which would encourage drivers to start charging their vehicles at this time. For every 10 minutes of a weekday, the state of each vehicle is determined, ending every instant of time by executing a power flow and saving results. The methodology is developed in Python, which uses OpenDSS software to execute power flows. This study is executed in a network model built with data from a real feeder of the east sector of Santiago.

The results obtained indicate that a favorable scenario for the adoption of electromobility would be to promote the geographic and temporal diversity of electric vehicle charging events. One way to do this is to promote charging in workplaces and commercial locations. The scenarios where this possibility was evaluated resulted in a considerable decrease in negative impacts on the electrical variables of interest to the study. By also analyzing those events that took place outside the feeder under study, it was possible to better appreciate the distribution of charging events at times other than the peak. Noting that the diversification of the load events contributes to a flattening out of the system demand curve.

Finally, recommendations are made to the current and future technical regulations associated to electromobility, also elaborating others that would allow more favorable scenarios for the adoption of electromobility in the country. Among the latter are: to encourage the diversification of loading events, to allow access to differentiated rates and to collect information on the use of this type of vehicle in the country.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) apoya al Gobierno de Chile en alcanzar sus metas en materia de protección climática [1]. En el marco de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) [2], Chile se compromete a alcanzar una meta de mitigación de emisiones, llegando a los $95MtCO_{2eq}$ para el 2030. Se plantea además un objetivo a largo plazo de alcanzar carbono neutralidad al 2050. Según [3] a nivel mundial el sector de transporte ha sido responsable de alrededor de un 24 % de las emisiones de CO_2 durante el 2019, siendo vehículos terrestres como autos, camiones, buses y motocicletas los que aportan cerca del 75 % de las emisiones del sector de transporte. Lo anterior indica que la adopción de la electromovilidad en el país podría ser una alternativa que ayude a cumplir metas internacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Utilizando esto como motivación, Chile se ha planteado el objetivo de que el 40 % de los vehículos particulares para el 2040 sean eléctricos y además que el 100 % de transporte público sea eléctrico para el 2050 [4]. Actualmente se proyecta una caída de las ventas en el mundo de vehículos este año, debido al contexto de pandemia por COVID-19, esperando una disminución del 18 % en el número de ventas de vehículos eléctricos (VE) a nivel mundial el 2020. Sin embargo, se estima que los modelos eléctricos abarcarán el 58 % de las ventas mundiales de automóviles nuevos en el año 2040, llegando a componer el 31 % de toda la flota automovilística [5]. En función de lo anteriormente expuesto, podría esperarse que nuestro país siga esta tendencia de adopción de electromovilidad durante los siguientes años.

Los cargadores de VE pueden ser considerados cargas de consumo importante, estando entre los 1.44 y 19.2 [kW] para cargadores monofásicos y entre 80 y 400 [kW] para estaciones de carga según el estándar SAE J1772 [6]. Según [7] existe la necesidad de adecuar la planificación de expansión de la generación eléctrica producto del aumento en la demanda debido a la carga de VE. Además, el nivel de penetración de VE es un factor considerado en las proyecciones del Ministerio de Energía para estimar el aumento de demanda energética [8]. Considerando que este aumento de demanda podría verse reflejado en los alimentadores de las redes de distribución, toma importancia analizar los múltiples impactos técnicos que esto pudiese significar. Se debe verificar que estas redes estén provistas de la infraestructura necesaria para garantizar condiciones adecuadas de operación ante un inminente aumento de cargadores de VE conectados a los sistemas de distribución del

país.

La literatura técnica ha analizado el impacto de variables eléctricas en estado estacionario en redes de distribución producto de la carga de este tipo de vehículos. Según [9] un importante rango de armónicos puede ser inyectado a la red de distribución durante la carga de vehículos, puesto que los cargadores utilizados corresponden a cargas no lineales. Por otro lado, en [10] se identifica degradación en la vida útil de transformadores, producto de los máximos niveles de demanda e incremento del contenido armónico inyectado a la red que pudiese ocasionar la carga de VE. Además, [11] identifica que altos niveles de penetración de VE pueden traducirse en el no cumplimiento de límites normados de niveles de tensión y posible desbalance trifásico.

Existen además estudios respecto al impacto técnico producto de la carga de VE enfocándose en el caso chileno. En [12] se analizan distintos escenarios de demanda en alimentadores representativos para estudiar la necesidad de reforzar o reconfigurar la infraestructura eléctrica a través del aumento de potencia demandada por los alimentadores. Por otro lado, en [13] se estudia el impacto en variables eléctricas en estado estacionario como tensiones, pérdidas y cargabilidad de líneas en redes de media tensión modelando el flujo de VE en redes de transportes. También, en [14] se desarrolla de un método de optimización de carga coordinada de VE, controlada de manera centralizada, enfocando el análisis en los cambios en los patrones de demanda y a las pérdidas asociadas. Se observa que es necesario realizar un estudio considerando la distribución de carga a través de los alimentadores de distribución, evaluando un mayor número de posibles estrategias de carga de VE. El análisis del nivel de inyección de armónicos producto de estos patrones de carga es también un factor que no ha sido considerado en estudios enfocados a la realidad nacional. Además, es necesario realizar un estudio considerando la posibilidad de carga domiciliaria, en oficinas o estaciones de carga, teniendo en cuenta de manera simultánea la presencia de un transporte público electrificado.

Debido a lo anterior y producto del encargo de GIZ, en este estudio se analizarán los impactos técnicos producto de la carga de VE en redes de distribución características del caso chileno. Este estudio busca caracterizar el comportamiento de variables eléctricas de cargadores de VE, obteniendo patrones de demanda representativos de distintas estrategias de carga. Estas estrategias serán implementadas en una red de distribución característica del caso chileno, analizando el impacto en los niveles de tensión, corriente y distorsión armónica. Lo anterior busca ser logrado mediante un software de simulación de redes de distribución que permita, además de resolver el flujo de potencia, estimar el nivel de contenido armónico inyectado a la red. Todo esto con la finalidad de elaborar recomendaciones a la existente y futura normativa técnica asociada a electromovilidad.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Identificar y analizar impactos técnicos producto de la carga de vehículos eléctricos en modelos de sistemas eléctricos de distribución representativos del caso chileno con el propósito de elaborar recomendaciones a las normas técnicas relevantes.

1.2.2. Objetivos específicos

- Revisar la experiencia internacional y la literatura técnica para identificar estrategias de carga de vehículos eléctricos con el fin de generar patrones de demanda representativos asociados a electromovilidad en distintos puntos de redes de distribución.
- Caracterizar el comportamiento de variables eléctricas de cargadores de vehículos eléctricos en estado estacionario considerando distintas estrategias de carga para generar un modelo eléctrico representativo.
- Analizar el comportamiento de niveles de tensión, corriente y distorsión armónica para patrones de demanda representativos de distintas estrategias de carga en redes de distribución representativas del caso chileno a través de un software de simulación.
- Elaborar recomendaciones a la normativa técnica asociada a electromovilidad de acuerdo a los análisis de estrategias de carga de vehículos eléctricos y su impacto en las variables eléctricas estudiadas.

1.3. Alcance

El presente estudio se centra en el estudio de impactos técnicos producto de vehículos particulares en el margen de tiempo de un día de semana. Particularmente se estudia la posibilidad de carga domiciliaria, en lugares de trabajo, en lugares comerciales y en centros de carga rápida. Dentro de los escenarios de estudio se evalúan dos estrategias de carga, considerando también dos niveles de penetración de electromovilidad distintos. Para esto se desarrolla una metodología estocástica para determinar la demanda agregada por vehículos eléctricos. Los resultados de tensiones y corrientes obtenidos en OpenDSS mediante la ejecución de este modelo son analizados y se verifica el cumplimiento de límites normativos y térmicos para estas variables. Este modelo se ejecuta sobre la topología de un alimentador de distribución de media tensión ubicado en la comuna de Las Condes.

La ejecución del estudio armónico se realizará de manera exógena a la metodología estocástica desarrollada, aplicando un método de aproximación desarrollado a partir de los resultados de la ejecución del modelo.

1.4. Estructura del documento

El presente estudio se divide en cinco capítulos que buscan la identificación y análisis que provocaría la adopción de electromovilidad en redes de distribución. A continuación se presenta el detalle del presente estudio:

El capítulo 2 corresponde a una revisión de la experiencia internacional y la literatura técnica asociada a electromovilidad. En este capítulo se identifican los principales impactos técnicos en redes de distribución y estrategias de carga documentadas en la literatura técnica. También se realiza una revisión de la normativa técnica relevante para el estudio y asociada a electromovilidad-

El capítulo 3 muestra la metodología desarrollada y utilizada para motivos de realizar el presente estudio. Este capítulo especifica la metodología Markov Chain Monte Car-

lo desarrollada, indicando los antecedentes necesarios respecto a la red en estudio y los escenarios de estudio definidos.

El capítulo 4 presenta los resultados obtenidos para impactos de las variables eléctricas del alimentador en estudio para los distintos escenarios de adopción de electromovilidad definidos. Además, se caracterizan la completitud de eventos de carga dentro y fuera del alimentador, para las distintas localizaciones de carga definidas.

Finalmente, el capítulo 5 muestra las conclusiones y recomendaciones normativas elaboradas a partir del análisis de los resultados del estudio.

Capítulo 2

Revisión de experiencia internacional y literatura técnica

2.1. Vehículos eléctricos

Actualmente, los vehículos eléctricos (VE) cuentan con ventajas importantes respecto a los vehículos de combustión interna (VCI) gracias a los diversos avances tecnológicos. La alta eficiencia de los motores eléctricos, el bajo costo de la energía eléctrica necesaria para impulsar estos motores y la nula emisión de gases de efecto invernadero (GEI) son algunas de estas ventajas. Sin embargo, los VE no presentan mayores beneficios actualmente para los usuarios, pues son caros, tienen poca autonomía y requieren grandes tiempos de carga. Las principales ventajas asociadas a este tipo de vehículos van dirigidos a la sociedad, ya que están relacionadas con la disminución de GEI y contaminantes [15].

Es importante destacar que la diferencia de precios entre los modelos eléctricos y los de combustión interna es cada vez menor. Se estima que se alcance la paridad de precios en la mayoría de mercados entre VE y VCI a mediados de la década actual [5]. Sin embargo, hasta que no se alcance este punto seguirán siendo necesarias políticas de incentivos por parte de los gobiernos que permitan una mayor adopción de electromovilidad en el mundo.

2.1.1. Adopción internacional de electromovilidad

Según [16] el año 2019 el 2,6 % de la venta mundial de vehículos y alrededor del 1 % del total de vehículos en circulación corresponden a VE. Tal como se aprecia en la Figura 2.1 el número de VE ha ido en aumento durante los últimos siete años. El despliegue de VE tuvo un incremento anual de 40 % el 2019, alcanzando un total de 7.2 millones de vehículos en circulación. China actualmente es la región con mayor adopción de este tipo de vehículos, alcanzando un 47 % de la flota mundial de VE, un aumento considerable con respecto al 8 % del año 2013.

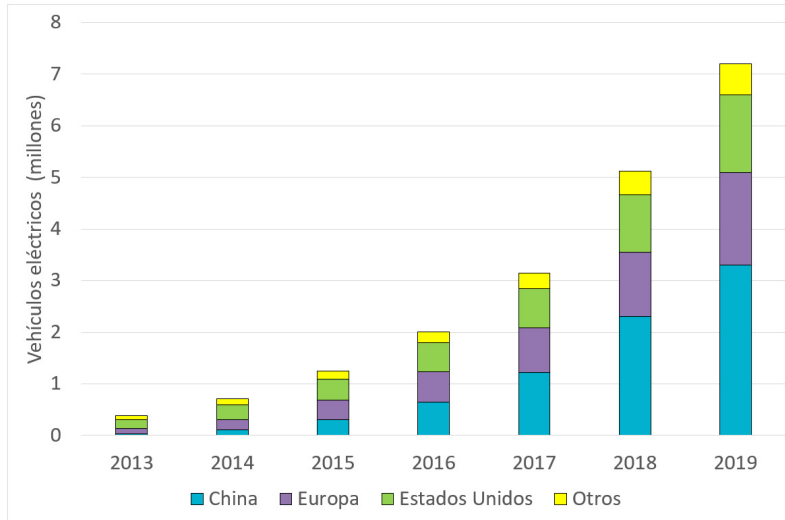
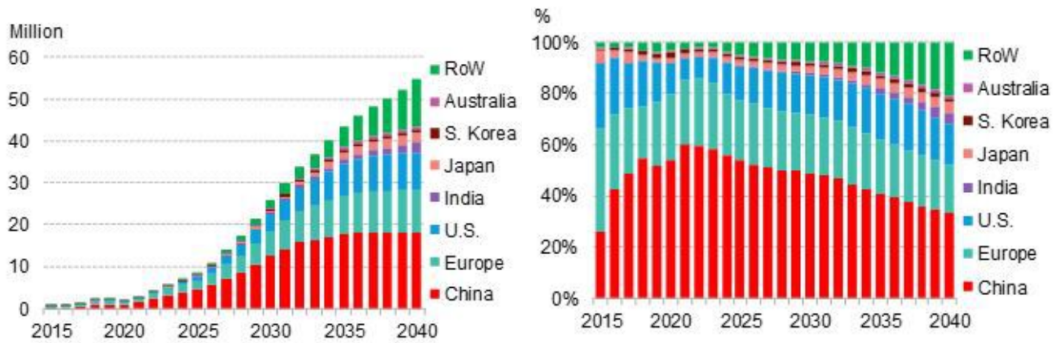


Figura 2.1. Número de VE en circulación por región (Fuente: IEA [16]).

De acuerdo a las proyecciones de [5] el número de ventas de vehículos eléctricos irán en aumento los próximos años, tal como se aprecia en la Figura 2.2. Para el año 2030 el 72 % de las ventas de VE ocurren entre China y Europa, impulsadas por diversas políticas y regulaciones aplicadas por estas regiones. Para este mismo año se espera que las ventas de VE alcancen el 28 % de la venta totales de vehículos a nivel mundial, llegando hasta el 58 % para el año 2040.



(a) Millones de VE vendidos por año.

(b) Proporción del número de ventas anuales de VE asociada a cada región.

Figura 2.2. Proyecciones de ventas anuales de VE por región (Fuente: BNEF [5]).

Por lo anterior, se espera que la adopción de la electromovilidad en el mundo sea un hecho inminente. A medida que sigan bajando los precios de este tipo de vehículos y exista mayor acceso a infraestructura de carga seguirá en aumento la penetración de VE. Debido a esto cada vez será más relevante el impacto de la carga de VE en el diseño y operación de redes de distribución.

2.1.2. Tipos de vehículos eléctricos

Los VE corresponden a vehículos que no dependen únicamente de motores de combustión interna como su único mecanismo impulsor. Este tipo de vehículos puede clasificarse en tres tipos [17–19].

- **Vehículos eléctricos híbridos (Hybrid Electric Vehicle HEV):** Estos combinan la aplicación de un motor de combustión interna y un motor eléctrico. Este último es alimentado por una batería eléctrica para impulsar al vehículo a bajas velocidades sin emitir GEI, mientras que el motor a combustión interna actuará a altas velocidades. Generalmente el motor eléctrico sirve como apoyo al de combustión interna para ahorrar combustible y/o mejorar la autonomía.
- **Vehículos eléctricos híbrido conectables (Plug-in Hybrid Electric Vehicle PHEV):** Estos suelen ser equipados con baterías de mayor capacidad que los HEV que permiten su recarga en cargadores domiciliarios o en estaciones de carga. Otra forma cargar la batería en los PHEV es la implementación de esquemas de freno regenerativo, permitiendo un uso más eficiente de la energía eléctrica. En la mayoría de los casos tanto el motor eléctrico como el térmico son capaces de impulsar el vehículo, pero algunos son capaces de utilizar solamente el motor eléctrico. En este último caso el motor de combustión interna puede ser utilizado para recargar la batería o para producir la electricidad necesaria para el motor eléctrico.
- **Vehículos eléctricos puros (Battery electric vehicle BEV):** Estos utilizan solo energía eléctrica ser impulsados, por lo que no cuentan con un motor de combustión interna incorporado. por lo anterior, este tipo de vehículos requieren de la disponibilidad de infraestructura de recarga para sus baterías. Al igual que en el caso de los PHEV, los BEV suelen poseer algún esquema de freno regenerativo implementado. Dado que no existe motor a combustión interna que emita gases contaminantes, los BEV suelen ser clasificados como vehículos de cero emisiones. Esta última cualidad podría no ser del todo correcta, pues la recarga de las baterías de BEV generará emisiones dependiendo de la matriz de generación del país.

Debido a la capacidad conectarse a la red de los PHEV y BEV estos pueden agruparse como vehículos eléctricos conectables (PEV), obteniéndose así la clasificación de la Figura 2.3. Solo aquellos vehículos que pueden ser conectados a la red son de importancia para el presente estudio, por lo que se referirá a los PEV como VE a lo largo de este documento.

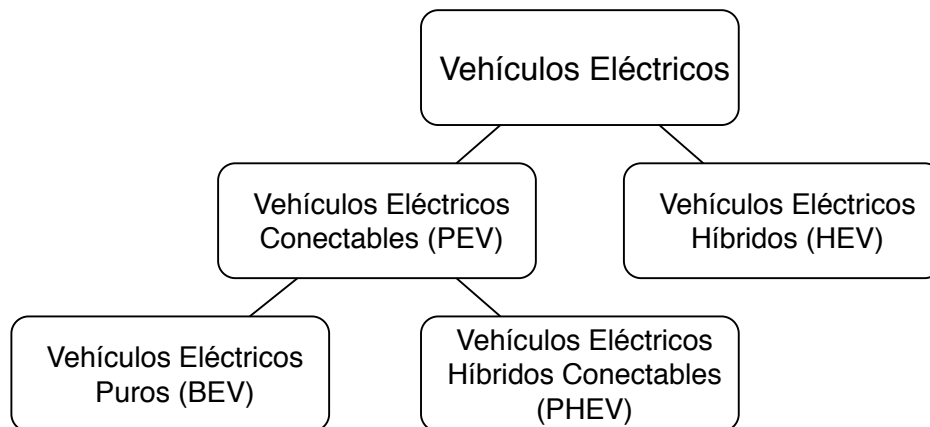


Figura 2.3. Clasificación de tipos de VE (Fuente: Adaptado de [17]).

2.1.3. Infraestructura de recarga de vehículos eléctricos (IRVE)

La IRVE corresponde a uno de los elementos necesarios más importantes para la adopción de electromovilidad. Según [18] el mayor desafío no será disminuir los costos de las baterías, sino desplegar suficiente infraestructura capaz de cargar vehículos eléctricos a lo largo de cada país.

Los cargadores de VE pueden ser ubicados al interior (*On-board*) o al exterior (*Off-board*) del vehículo. Debido a restricciones de tamaño y peso la carga *On-board* suele ver limitada su máximo nivel de potencia de carga, aunque ubicar el cargador al interior del VE abre la posibilidad de conectar este en cualquier enchufe tradicional. En cuanto a la carga *Off-board*, esta suele ser utilizada para carga rápida al no tener las restricciones asociadas a tener el cargador al interior del vehículo. La principal desventaja de la carga *Off-board* es precisamente la limitación de tener el cargador instalado en un lugar fijo con la infraestructura suficiente para ofrecer carga rápida [20].

Un sistema de alimentación específico del vehículo eléctrico (SAVE)¹ corresponde a la infraestructura utilizada para entregar energía eléctrica desde la red hacia un cargador de VE. Según [18] las principales funciones de un SAVE son las de regulación de tensión y la de proveer un conector físico al cual el VE pueda acoplarse eléctricamente para ser cargado. Restricciones a las especificaciones técnicas y diseño de un SAVE varía según el país de acuerdo a los estándares técnicos que imponga la normativa local. Estos estándares técnicos corresponden principalmente a las restricciones según norma de frecuencia y tensión eléctrica y a los requisitos para instalaciones eléctricas y sistemas de transmisión [20]. La figura 2.4 muestra las disposiciones típicas de un SAVE en conjunto a la red eléctrica y el VE.

¹En inglés se le suele mencionar como *electric vehicle supply equipment* (EVSE)

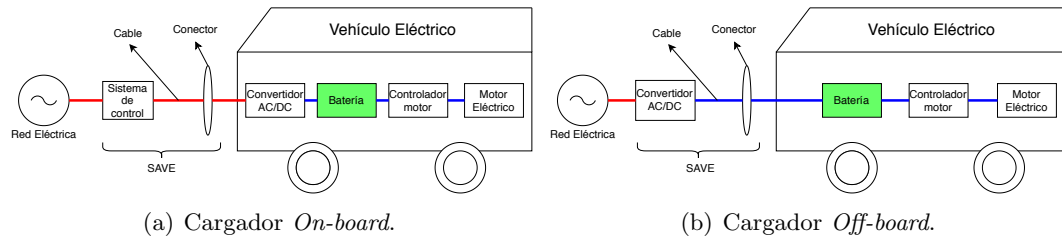


Figura 2.4. Disposiciones típicas de un SAVE (Fuente: Adaptado de [20]).

Existen dos métodos de acople que permiten al SAVE cargar la batería del VE, estos son acople conductivo y acople inductivo:

- Acople conductivo:** En este esquema de carga la potencia eléctrica fluye mediante una conexión galvánica directa desde el cargador hacia el VE. Este método es simple y altamente eficiente. Además, puede ser implementado tanto por los métodos On-board y Off-board [20].
- Acople inductivo:** Este esquema de carga también es conocido como carga inalámbrica, pues hace uso del acoplamiento magnético entre dos bobinas para transmitir energía eléctrica a baterías de VE. De esta manera, se ubica una bobina al interior del vehículo y otra en el cargador externo. Un beneficio de este tipo de acople es la seguridad eléctrica que puede proveer ante cualquier escenario climático. La principal desventaja de este esquema de carga es su baja eficiencia debido al nivel de pérdidas obtenido con la tecnología actual. La máxima eficiencia que se puede obtener con este acople es del 86 %, alcanzando un máximo nivel de carga de 6.6[kW] [18,20]

2.1.4. Protocolos y modos de carga

Los estándares relacionados a niveles de carga y cableado suelen ser clasificados en tres niveles para el caso de VE. Estos tres niveles no son universales, pues varían según la región donde sea aplicada. El estándar definido para Europa por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) es la norma IEC 61851, mientras que para la región norteamericana se define el estándar SAEJ1772. Además, se presenta al estándar japonés CHAdEMO. Un resumen comparativo de los tres estándares discutidos se presenta en la tabla 2.1

2.1.4.a. SAEJ1772

En el Nivel 1 y Nivel 2 constan de la utilización de un cargador *On-board*. El nivel más lento de carga corresponde al Nivel 1, el cual es recomendado para su uso en domicilios y lugares de trabajo. La principal ventaja de este nivel es la posibilidad de ser conectado en un enchufe no dedicado, por lo que no sería necesaria mayor inversión en infraestructura de carga en domicilios u oficinas. El Nivel 2 se recomienda principalmente para lugares de carga públicos y privados, debido a la necesidad de un SAVE para cargar los VE. Este nivel de carga es bastante recomendado debido a la mayor velocidad de carga y la utilización de conectores estandarizados para cargar el vehículo. El Nivel 3 se considera de carga rápida, el cual suministra directamente corriente continua al VE mediante un cargador *Off-board*. Debido a la alta velocidad de carga se suele recomendar para su uso en lugares de carga

públicos como electrolinerías y centros comerciales. Lo anterior aplica de igual manera para los niveles DC de carga de este estándar. [18,21].

Considerando que este estándar está dirigido a sistemas con niveles de tensión como el norteamericano, no es recomendado para los sistemas eléctricos chilenos. El siguiente estándar a discutir es mucho más adecuado para la realidad de las redes nacionales.

2.1.4.b. IEC 61851

Para los tres primeros niveles de este estándar se recurre a la utilización de cargador *On-board* el cual recibe la inyección de potencia activa como corriente alterna. El Nivel 1 es el modo de carga más lento, consta de una conexión directa del VE a un enchufe no dedicado. En este nivel el cable conector no posee posibilidades de transmitir comunicación alguna entre el VE y la red. El Nivel 2 se realiza a través de un cable con control de carga del vehículo, el cual se conecta en un enchufe no dedicado. Este tipo de conexión permite contar con sistemas de seguridad y comunicaciones, permitiendo controlar el nivel de carga del vehículo. En cuanto al Nivel 3, la conexión galvánica se realiza a través de un SAVE, el cual cuenta con control de carga y permite contar con sistemas de seguridad y comunicaciones. El nivel de carga rápida DC o también referido como Nivel 4 corresponde a la velocidad más alta de carga. En este nivel el SAVE entrega al VE potencia eléctrica en corriente continua [22, 23].

Actualmente muchos países europeos tienen prohibido el Nivel 1 de carga. Según [22] no es recomendable utilizar este nivel dado que los enchufes no dedicados que se encuentran en hogares a veces no cumplen con todos los estándares locales de seguridad. El Ministerio de Energía en [24] entrega también la recomendación de no utilizar el Modo 1. Por lo tanto, siguiendo las recomendaciones anteriores el nivel 2 sería el principal modo de carga por ser adoptado a nivel domiciliario en Chile.

2.1.4.c. CHAdeMO

Este corresponde a un reciente estándar de carga rápida DC proveniente de Japón, el cual ha sido ampliamente aceptado a nivel mundial [21]. Este estándar es diseñado con el objetivo de incrementar el despliegue de VE en el mundo y para hacer frente a los desafíos técnicos asociados a cargadores rápidos. Es desarrollado por la *CHAdeMO Association*, quién se encarga además de la certificación, velando por la compatibilidad entre el vehículo y los cargadores [25].

Niveles de carga	Localización de cargadores	Uso típico	Interfaz para obtener suministro eléctrico	Nivel de potencia (P: kW)
Estandar SAE: Carga AC y DC				
Nivel 1 ▪ Vac: 230V (EU) ▪ Vac: 120V (US)	Monofásico ▪ On-board	» Carga domiciliaria o en oficina	» Cualquier enchufe	▪ P: 1.4 (12A) ▪ P: 1.9 (20A)
Nivel 2 ▪ Vac: 400V (EU) ▪ Vac: 240V (US)	Monofásico/Trifásico ▪ On-board	» Carga básica en lugares públicos y privados	» EVSE	▪ P: 4 (17A) ▪ P: 8 (32A) ▪ P:19.2 (80A)
Nivel 3 Vac: 208-600V	Trifásico ▪ Off-board	» Electrolineras y Centros comerciales	» EVSE	▪ P: 50 ▪ P: 100
Nivel 1 DC Vdc: 200-450V	▪ Off-board	» Estaciones de carga dedicada	» EVSE	▪ P: 40 (80A)
Nivel 2 DC Vdc: 200-450V	▪ Off-board	» Estaciones de carga dedicada	» EVSE	▪ P: 90 (200A)
Nivel 3 DC Vdc: 200-600V	▪ Off-board	» Estaciones de carga dedicada	» EVSE	▪ P: 240 (400A)
Estandar IEC: Carga AC y DC				
Nivel 1 AC	Monofásico ▪ On-board	» Carga domiciliaria o en oficina	» Cualquier enchufe	▪ P: 4-7.5 (16A)
Nivel 2 AC	Monofásico/Trifásico ▪ On-board	» Carga básica en lugares públicos y privados	» EVSE	▪ P: 8-15 (32A)
Nivel 3 AC	Trifásico ▪ On-board	» Electrolineras y Centros comerciales	» EVSE	▪ P: 60-120 (250A)
Carga Rápida DC	▪ Off-board	» Estaciones de carga dedicada	» EVSE	▪ P: 1000-2000 (400A)
Estandar de Carga CHAdeMO				
Carga Rápida DC	▪ Off-board	» Estaciones de carga dedicada	» EVSE	▪ P: 62.5 (125A)

Tabla 2.1

COMPARACIÓN ESTÁNDARES DE CARGA DE VE (FUENTE: ADAPTADO DE [21])

2.2. Impactos de vehículos eléctricos

Debido al inminente aumento de VE en circulación se espera que sus impactos cada vez sean más notorios. Un excesivo número de vehículos cargándose podría llevar a aumentos considerables de demanda eléctrica en las redes eléctricas de distribución actuales. Por otro lado, un aumento en la penetración de este tipo de vehículos podría traer consigo ventajas económicas y ambientales [20,21].

2.2.1. Impactos económicos

Desde el punto de vista de los dueños de VE, estos tendrían menores costos de operación debido a la alta eficiencia de los motores eléctricos y el menor precio de la energía comparado a los combustibles fósiles [26]. Sin embargo, la inversión inicial en este tipo de vehículos sigue siendo mayor a la de un vehículo con motor de combustión interna. Una reducción de la inversión inicial podrían obtenerse mediante la producción en masa de

VE, nueva infraestructura y estrategias de carga, y políticas de incentivos por parte de los gobiernos del mundo [18,21].

Altos niveles de penetración de VE junto al aumento de cargabilidad en las líneas durante la carga de los aumentaría la pérdidas por efecto Joule en las líneas de distribución. El aumento de pérdidas se considera como un impacto económico pues afecta de manera significativa a los sistemas eléctricos de distribución [21]. Sin embargo, mediante la implementación de estrategias de carga las pérdidas producto de la carga de VE pueden ser disminuidas [14,27]. Además, las estrategias de carga pueden generar beneficios económicos tanto para la red como para dueños de VE [28–32]. En [28] se identifica que una estrategia de carga controlada puede lograr una reducción de hasta un 66 % en los costos de integración de VE a la red. Otro estudio [29] propone una metodología para estimar costos producto de carga controlada de VE. Los resultados muestran que el uso de estrategias de carga controlada permiten ahorrar anualmente hasta 227€ por cada vehículo. Se profundizará más sobre las estrategias de carga en la sección 2.3.1.

2.2.2. Impactos ambientales

Según la IEA [3] el sector de transporte aportó un 24 % de las emisiones de CO_2 el 2019, siendo vehículos terrestres como autos, camiones, buses y motocicletas los que aportan casi tres cuartas partes de las emisiones del sector de transporte. Considerando lo anterior, la electrificación del transporte se vuelve una atractiva alternativa para la disminución de las emisiones de GEI. Sin embargo, el aumento de demanda eléctrica producto de la carga de VE podría implicar indirectamente mayores emisiones de GEI. Lo anterior depende de la composición en cuanto a tecnologías de la matriz energética de cada país, en especial dependiendo de la proporción de generación térmica comparada a la de energías renovables [21]. En [33] se genera un modelo para estudiar el impacto en emisiones de GEI, considerando la composición de la matriz energética de la ciudad de Los Angeles. Se evalúan dos escenarios con una década de diferencia, en donde el escenario más futurista considera una disminución de la componente térmica de la matriz energética. Los resultados del primer escenario muestran un aumento de las emisiones incluso desplazando la carga a horarios *off-peak*. Mientras que el segundo escenario muestran disminuciones considerables en la emisiones de GEI producto de que la energía adicional demandada es abastecida por una matriz con poca presencia térmica. Otro estudio enfocado en la realidad de Estados Unidos [34] analiza el impacto ambiental de reemplazar un millón de vehículos de combustión interna por VE. Los resultados muestran que las emisiones de CO_2 se reducirían en un 10 %.

Mediante la implementación de estrategias de carga controlada, es posible traer mayores beneficios ambientales producto de la carga de VE. Al tomar control sobre la velocidad y hora de inicio de la carga de estos vehículos es posible minimizar las emisiones de tanto los VE como de generación distribuida térmica [32]. Se discutirá más respecto a las estrategias de carga en la sección 2.3.1.

2.2.3. Impactos técnicos en redes de distribución

Diversos impactos a nivel de redes de distribución se han identificado en la literatura técnica. Principalmente se identifican impactos en la demanda eléctrica, regulación de tensión, inyección de armónicos y el efecto de los anteriores en los equipos presentes en la

red como transformadores y líneas de distribución. El detalle de estos impactos se discute a continuación, haciendo énfasis en los casos de carga descontrolada de VE. Entendiéndose como carga descoordinada o descontrolada cuando no se ejerce ningún control o incentivo que cambien los hábitos de carga de los dueños de VE.

2.2.3.a. Impacto en la demanda eléctrica

Se han realizado diversos estudios analizando el impacto de la carga de VE en los perfiles de demanda a lo largo de la red de distribución. En [35] se realiza un estudio situado en el caso de Australia, considerando elevados niveles de adopción de electromovilidad. En caso de presentarse un nivel de penetración de 100 % de VE con carga descontrolada, la demanda supera el nivel máximo de potencia que soporta la red. Como resultado, se estima que hasta un 41 % de la energía demandada por VE en horario *peak* debería ser desplazada a horarios *off-peak*. En un estudio similar [36], se evalúa un escenario de carga descontrolada con 30 % de penetración de VE, obteniéndose un aumento del *peak* de demanda de hasta un 53.2 %. En [11] una penetración de 10 % de VE resultó en un aumento del 18 % del *peak* de demanda ante un escenario de carga descontrolada. Otro estudio situado en la realidad chilena [12], estimó un aumento de demanda marginal comparado al resto de la demanda del sistema al considerar una penetración del 30 % de VE. En definitiva, el nivel de impacto a nivel de los perfiles de demanda dependerá fuertemente de los niveles de penetración de VE existentes. Altos niveles de penetración podrían llevar a aumentar de manera considerable el *peak* de demanda, requiriendo acomodar parte de la energía demandada en horarios *off-peak*.

2.2.3.b. Impacto en la regulación de tensión

Realizar la carga de las baterías de un VE en poco tiempo implica mayores niveles de demanda eléctrica desde la red, implicando además un comportamiento no lineal del VE durante su carga. Tanto en los sistemas de distribución como en los puntos de conexión directa de los VE se producirán caídas de tensión debido a la carga de estos vehículos [21]. Estos valores de tensión deben mantenerse en torno a sus valores fijados por la normativa local. Para esto, usualmente los nodos de más interés suelen ser aquellos que se ubican al final de los alimentadores de distribución. Estos nodos son los que acumulan mayores caídas de tensión de las líneas de distribución, ya que estos alimentadores suelen ser radiales [37].

En [38] se estudia el impacto de la carga de VE en una red IEEE-34. Para modelar el comportamiento de los conductores de este tipo de vehículos se desarrolla una metodología estocástica, la cual utiliza datos reales de conductores de VE en Estados Unidos. Los resultados ante un escenario de carga descontrolada muestran violaciones de los rangos permitidos de tensión en distintos puntos de la red. Resultados similares obtiene otro estudio realizado en la misma red IEEE [27], evaluando hasta 30 % de penetración de VE. Los resultados indican violaciones a los requisitos de regulación de tensión según el estándar EN50160. Ante esto, los autores de [27] indican que los problemas con caídas de tensión pueden ser resueltos mediante el uso de bancos de condensadores o el uso de un transformador con cambiador de *taps*.

Por otro lado, en [11] junto a los problemas de regulación de tensión ya mencionados, se identifica que altos niveles de adopción de electromovilidad pueden llevar a problemas de desbalance trifásico de tensiones en la red. Además, en [39] se propone un modelo de

carga de VE para estudios de estabilidad dinámica de tensión. Los resultados muestran que la presencia de carga rápida de VE podría afectar negativamente a la estabilidad de tensión de la red de distribución. Sin embargo, por la naturaleza del estudio a realizar, impactos en cuanto a desbalance trifásico e impactos no estacionarios no serán estudiados a fondo en este documento.

2.2.3.c. Impacto en la inyección de armónicos

En cuanto al nivel de armónicos, la utilización de electrónica de potencia en la carga de VE podría generar problemas de inyección de armónicos en la red de distribución producto de la conmutación de los convertidores. Esta inyección de armónicos podría provocar problemas en los componentes presentes en las redes de distribución. [21].

La inyección de contenido armónico en redes de distribución suele evaluarse mediante el valor del parámetro *total harmonic distortion* (THD) de la tensión y corriente. En [40] se utiliza una simulación de Monte Carlo que considera características estocásticas asociadas a VE tales como la ubicación donde se realice la carga así como su duración y hora de inicio. Los resultados muestran inyecciones casi insignificantes de armónicos a la red. Por otro lado, en [41] se obtiene un THD de tensión de 11.4% debido a carga rápida y aleatoria de VE, el cual supera el límite de 8% fijado por el estándar *EN 50160* utilizado en el estudio. Este estudio además propone la utilización de inversores PV como filtros activos para reducir los problemas de inyección de armónicos. En [42] se observa valores de THD de corriente entre 12% y 24% debido a escenarios de carga rápida. Un valor alto de THD de corriente podría generar impactos significativos en el desempeño de las redes residenciales. Algunos estudios muestran mínimos impactos a nivel de armónicos producto de carga de VE, mientras que otros indican que en algunos escenarios podrían producirse inyecciones importantes de armónicos a la red. Según [21] las diferencias en resultados obtenidos en distintos estudios relacionados al impacto en armónicos se deben principalmente a los métodos aplicados en los estudios y a como se caracterice la carga de VE. Diversas soluciones para la inyección de armónicos, tales como la inclusión de filtros de distintos tipos, son presentadas en los estudios discutidos.

Según las mediciones realizadas en [43], el espectro armónico de los cargadores es variable a lo largo del ciclo de carga. Pocos son los estudios que consideran este comportamiento en el modelado eléctrico de los vehículos. Para motivos del presente estudio no se considerará esta característica variante para motivos de la caracterización armónico de VE. Por lo que sería relevante considerar esto para estudios futuros.

2.2.3.d. Impacto en elementos presentes en la red de distribución

En [44] se estudia la sobrecarga de las líneas a lo largo de un alimentador de distribución. Los resultados muestran que para escenarios de carga lenta y rápida los conductores son capaces de soportar hasta 25% y 15% de penetración respectivamente. Este estudio llega a la conclusión que los conductores que conforman los alimentadores no pueden soportar altos niveles de adopción de electromovilidad de manera sencilla. Mediante el uso del *aging factor* definido en la norma IEEE C57, en [45] se estudia el envejecimiento de transformadores de distribución producto de la presencia de carga lenta y rápida de VE. Los resultados muestran que en un escenario de carga rápida se obtiene un *aging factor* dos veces más grande que el obtenido con carga lenta, mostrando indicios de aceleración

de envejecimiento en ambos casos. Por otro lado, los resultados de [46] indican que los transformadores pueden soportar la carga lenta de VE sin mayores inconvenientes. Sin embargo, ante la presencia de carga rápida el transformador podría ver disminuida su vida útil debido a la temperaturas de operación. En [10] se identifica una relación entre el consumo de vida útil de los transformadores de distribución y el THD de corriente del cargador de VE. Los resultados indican que este valor de THD debería mantenerse debajo del 30 % para mantener una vida útil del transformador razonable.

Es así, como elementos presentes en las redes de distribución como líneas y transformadores podrían ver superada su máxima capacidad de transferencia de energía y disminuida su vida útil ante elevados niveles de adopción de electromovilidad. Por lo anterior, en el futuro serían necesarias medidas que permitan disminuir los aumentos en el *peak* de demanda, la sobrecarga de elementos de la red y las desviaciones de tensión en distintos puntos de la red.

2.3. Mitigación de impactos negativos producto de carga de VE

2.3.1. Estrategias de carga de vehículos eléctricos

La carga de VE en horarios *peak* de demanda pueden producir impactos no deseados en las redes de distribución, los cuales podrían traer la necesidad de la ampliación o reemplazo de elementos presentes en la red [19]. Debido a lo anterior, en la literatura técnica se proponen distintas estrategias de carga para distribuir la energía demandada por estos vehículos a horarios en donde los efectos negativos en la red sean disminuidos.

2.3.1.a. Carga en horarios off-peak

Esta estrategia se basa principalmente en retrasar algunas horas el inicio de carga de los VE, evitando que estos comiencen su carga de manera simultánea con el horario *peak* de demanda del sistema. Esta estrategia puede implementarse mediante el uso de un sistema de gestión de carga (SGC), actuando sobre el cargador de VE para retrasar su carga o mediante la aplicación de tarifas de *Time of Use* (TOU). En algunos casos puede convertirse en una necesidad la presencia de un medidor adicional para aplicar estas tarifas. En estas se aplican precios distintos según sea un horario *peak* u *off-peak*, siendo este último el de menor costo. Por lo tanto, con tarifas TOU se espera que los consumidores tengan incentivos suficientes para conectar sus vehículos durante horarios *off-peak* [19, 40].

En [38] se estudia el impacto de esta estrategia de carga en una red de distribución IEEE-34. Los resultados muestran claras disminuciones en el *peak* de demanda, evitando al mismo tiempo problemas de regulación de tensión presentes en el escenario de carga descontrolada. Los autores de [47] estudian en una red de Korea el efecto en la demanda eléctrica futura comparando casos de carga descontrolada y la aplicación de tarifas TOU. Los resultados muestran que la implementación de esta estrategia de minimizan correctamente el nivel del *peak* de demanda observado con carga descontrolada. Un estudio realizado en una red chilena [13] evaluó hasta un 70 % de penetración de VE, contrastando la carga en horario *peak* con la misma en horario *off-peak*. Los resultados muestran menores desviaciones de tensión en los distintos puntos de las redes junto a una menor

cargabilidad de líneas cuando la carga de los VE se realiza en horario *off-peak*. Por otro lado, los resultados de [48] muestran que la aplicación de tarifas TOU incentivan a la gran mayoría de dueños de VE a cargar en horarios *off-peak*. Sin embargo, este hecho provoca un segundo gran *peak* de demanda al comienzo del horario de menor precio de energía, lo cual podría generar diversos problemas a lo largo de la red de distribución. Debido a lo anterior, según [19] la implementación de este tipo estrategia de carga podría limitar el número admisible de VE en la red de distribución. Por lo tanto, la red podría ser utilizada de manera más eficiente si la velocidad y el inicio de carga de VE fuesen controlados con la meta de alcanzar algún objetivo óptimo en la red.

2.3.1.b. Carga controlada unidireccional

En este tipo de estrategias se requiere actuar mediante el SGC sobre el cargador del VE, generalmente tomando control del nivel de potencia y hora de inicio de la carga para lograr la optimización de alguna función objetivo propuesta. Sin embargo, este control solo está contemplado para la carga del VE, no considerándose la posibilidad de regenerar energía hacia la red. Estas estrategias requieren el acceso a información técnica de los VE que participen de esta, así como también acceso a otro tipos de datos dependiendo del tipo de estrategia que se desee implementar [18, 21].

Algunos autores proponen alternativas con el objetivo de maximizar los beneficios en la red. Por ejemplo, en [27] se propone un esquema de carga coordinada con el objetivo de minimizar pérdidas. Los autores proponen un algoritmo de programación dinámica para determinar los patrones de demanda óptimos asociados a VE en tanto las configuraciones deterministas y estocásticas evaluadas. Los resultados de este estudio logran disminuir las pérdidas significativamente respecto a los escenarios de carga descontrolada. En [49] se propone una estrategia de carga con el objetivo de minimizar el aumento en el *peak* de demanda eléctrica. Las estrategias de control locales y globales presentadas por este último estudio utilizan programación cuadrática para resolver la función objetivo y así controlar la carga de VE. Un estudio realizado en una red de distribución chilena [14] propone un esquema de carga para disminuir pérdidas, utilizando *particle swarm* para la optimización. Se comparan resultados con respecto a una estrategia *off-peak*, demostrando un mejor desempeño de la estrategia controlada para lograr este objetivo. Además, pueden implementarse estrategias que produzcan beneficios económicos. En [30] se propone que un agente agregador de demanda sea el responsable control de la velocidad y tiempo de carga de los vehículos. De esta manera mediante una estrategia de carga es posible maximizar las ganancias del agregador de demanda y minimizar los costos de energía de los dueños de los VE. Los resultados muestran que mediante la estrategia de carga propuesta los dueños de estos vehículos obtienen menores costos por consumo de energía eléctrica comparado a una estrategia descontrolada.

2.3.1.c. Vehicle to Grid (V2G)

El concepto de V2G hace alusión al flujo bidireccional de potencia eléctrica entre el VE y la red, bajo esta estrategia de carga el vehículo se comporta como un sistema de almacenamiento distribuido. Este concepto es bastante compatible con las redes inteligentes o *Smart Grid*(SG), las cuales consisten en redes con flujos de potencia y comunicaciones bidireccionales [18]. Para que exista una transferencia de potencia entre el vehículo y la

SG se requiere de un eficiente intercambio de información. Esta suele incluir información técnica como el estado de carga de las baterías de VE, información económica como el precio de la energía eléctrica e información estadística sobre la disponibilidad de esta última [50]. Este tipo de estrategias requiere además de la utilización de algún SGC para actuar sobre los niveles de potencia destinada a la recarga del VE.

Según [51] la utilización de VE con flujo bidireccional de potencia permite una adecuada integración de las fuentes de energía renovable al SG. En condiciones normales de operación la SG enviará potencia activa hacia los VE durante periodos de alta generación por energías renovables. Gracias a que los VE con tecnología V2G actúan como medios de almacenamiento distribuidos, estos ayudan a reducir los efectos de la intermitencia de las fuentes de energía renovables. Además, una eficiente operación técnica-económica de los VE es posible mediante la utilización de esquemas para la óptima carga y descarga de estos vehículos. En [52] se muestra que una estrategia de carga V2G obtiene mejores resultados disminuyendo el *peak* de demanda comparado a una carga controlada unidireccional. Un estudio [31] enfocado en la red alemana para el año 2030 analiza el impacto en el perfil de demanda producto de estrategias de carga bidireccionales de VE. Este estudio indica que pueden obtener beneficios económicos junto a una disminución del 16% en el *peak* de demanda si los VE son utilizados como sistemas de almacenamiento de estabilización. En [32] se propone una estrategia multi-objetivo la cual busca disminuir los costos operacionales junto a las emisiones de GEI en presencia de generación distribuida térmica. Los resultados muestran que la estrategia propuesta logra disminuir tanto costos como las emisiones con respecto a un escenario sin V2G.

Diversos son los beneficios técnicos, económicos y ambientales producto de estrategias V2G con respecto a otras estrategias de carga. Sin embargo, también existen muchos desafíos que dificultan su correcta implementación. Según [18] los requisitos en cuanto a seguridad y confiabilidad del flujo de información entre VE y la SG deben ser resueltos para la implementación en tiempo real de esta tecnología. Además, los elevados costos y la tecnología actual de baterías de VE no permiten cambiar de manera frecuente entre estados de carga y descarga de estos vehículos. Por otro lado, según [53] los sistemas de protección en redes de distribución podrían verse afectados en presencia de elevada carga bidireccional de VE. Los equipos de protección típicamente utilizados son fusibles y relés de sobrecorriente. Estos suelen ser configurados considerando que la red cuenta con una configuración radial, con una única fuente de energía al principio del alimentador. La red de distribución dejaría de ser radial en presencia de generación distribuida y/o VE con carga bidireccional, lo cual podría provocar que se pierda la coordinación de los sistemas de protección. Los aspectos mencionados anteriormente deben ser resueltos en el futuro, para así acceder a todos los beneficios que las estrategias de carga bidireccionales pueden proveer.

2.3.2. Diversificación de la carga de VE

A diferencia de la estrategia de carga *offpeak*, el uso del resto de estrategias de carga requeriría no solo del despliegue de suficiente IRVE, sino también requeriría de que estos cuenten con SGC. Todo esto con el objetivo de evitar que los eventos de carga de VE coincidan en horarios punta de la red. Una alternativa a esto es la diversificación temporal y espacial de los eventos de carga fomentando el tipo y número de IRVE al cual tienen acceso los conductores de VE. Un ejemplo de esto sería fomentar no solo la propiedad de

cargadores domiciliarios, sino también la presencia de cargadores en lugares de trabajo, lugares comerciales e incluso en centros carga rápida (CCR).

En [54] se realiza una revisión de la literatura técnica en cuanto a preferencias de consumidores al interactuar con IRVE. Como resultado se identifican los principales tipos de localizaciones donde podrían ocurrir eventos de carga de VE. El principal de estos es en domicilios o lugares cercanos a este, en donde alrededor del 50-80 % de los eventos de carga ocurren en estos lugares. La siguiente IRVE más frecuentada es la situada en lugares de trabajo, en donde entre un 15-25 % de los eventos de carga ocurre. A esto le sigue la carga en lugares con estacionamiento donde se puede acceder de manera pública (como centros comerciales o supermercados) con alrededor de un 5 % de los eventos de carga. En cuanto a las CCR, estas suelen ser utilizadas principalmente en viajes de larga distancia. Sin embargo, es importante destacar que aquellos dueños de VE que no cuenten con cargador en su domicilio podrían utilizar esta IRVE de manera más regular. El estudio realizado en [55] indica que en Estados Unidos alrededor del 50 % de la población podría acceder a cargadores en su domicilio. Bajo el supuesto de que este comportamiento sea similar en Chile esto podría brindar aún más importancia a la carga en localizaciones distintas al hogar. Debido a lo anterior, en el presente estudio se busca evaluar no solo la posibilidad de carga domiciliaria, sino también la posibilidad de eventos de carga en zonas laborales, comerciales y en CCR.

2.4. Marco normativo técnico

2.4.1. Norma Técnica de Calidad de Servicio Para Sistemas de Distribución (NTCSDx)

La NTCSDx [56] establece las exigencias y estándares de calidad de servicio para sistemas de distribución de energía eléctrica que deben cumplir las empresas distribuidoras. Particularmente se definen exigencias respecto a:

- La calidad de producto.
- La calidad de suministro.
- La calidad comercial.

Esta norma hace alusión directa a la infraestructura de recarga de VE solo en las exigencias de calidad comercial, más precisamente en al artículo de procedimiento para la conexión o ampliación de servicios. Este aspecto no es relevante para este tipo de estudio, por lo que se dará énfasis a las exigencias en cuanto a calidad de producto. Estas últimas son relevantes ya que se definen las exigencias respecto a variables eléctricas de la red. Este estudio busca analizar el impacto de variables eléctricas en estado estacionario, por lo que se evaluará el cumplimiento exigencias de la norma que se explican a continuación.

2.4.1.a. Regulación de tensión

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

$$\Delta V_k = \frac{|V_k - V_n|}{V_n} \cdot V_n \quad (2.1)$$

Donde:

- ΔV_k : Regulación de Tensión en el punto k, en [%].
- V_k : Tensión de suministro en el punto k, determinada como el promedio de las medidas en un intervalo de 15 minutos, en [kV].
- V_n : Tensión Nominal en el punto k, en [kV].

Para motivos del presente estudio los niveles de tensión eficaces de la tensión deberán ser tales que la regulación de tensión se mantenga dentro de los siguientes límites expuestos en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2
LÍMITES PARA REGULACIÓN DE TENSIÓN (FUENTE: CNE [56]).

Tensión de la red	Densidad de la red	
	Alta y media	Baja y muy baja
Baja tensión (BT)	±7.5 %	±10.0 %
Media tensión (MT)	±6.0 %	±8.0 %

2.4.1.b. Distorsión armónica de tensión

Para evaluar esta en un punto de la red de distribución deben utilizarse los siguientes indicadores:

- Distorsión armónica individual de la tensión (D_{V_j}):

$$D_{V_j} = \frac{V_j}{V_1} \cdot 100 \quad (2.2)$$

Donde:

- D_{V_j} : Distorsión armónica individual de tensión, para la j-ésima armónica, en [%].
- V_j : Tensión de la j-ésima armónica de la tensión de suministro, en [kV].
- V_1 : Tensión de la componente fundamental de la tensión de suministro, en [kV].
- Distorsión armónica total de la tensión (THD_V):

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{j=2}^{50} V_j^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (2.3)$$

Donde:

- THD_V : Distorsión armónica total de tensión, en [%].
- V_j : Tensión de la j-ésima armónica de la tensión de suministro, en [kV].
- V_1 : Tensión de la componente fundamental de la tensión de suministro, en [kV].

Los límites en cuanto a D_{V_j} se encuentran en la Tabla 2.3, por otra parte el THD_V nunca deberá superar el 8% tanto en baja tensión (BT) como en media tensión (MT).

Tabla 2.3

LÍMITES PARA ÍNDICES DE DISTORSIÓN ARMÓNICA INDIVIDUAL EXPRESADOS EN PORCENTAJES DE LA TENSIÓN FUNDAMENTAL (FUENTE: CNE [56]).

Armónicas impares no múltiplos de 3		Armónicas impares múltiplos de 3		Armónicas Pares	
Orden	Armónica tensión [%]	Orden	Armónica tensión [%]	Orden	Armónica tensión [%]
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1.5	4	1
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3	21	0.2	8	0.5
17	2	>21	0.2	10	0.5
19	1.5			12	0.2
23	1.5			>12	0.2
>25	1.5				

2.4.1.c. Distorsión armónica de corriente

Para evaluar esta en un punto de la red de distribución deben utilizarse los siguientes indicadores:

- Distorsión armónica individual de corriente (D_{I_j}):

$$D_{I_j} = \frac{V_j}{V_1} \cdot 100 \quad (2.4)$$

Donde:

- D_{I_j} : Distorsión armónica individual de corriente, para la j-ésima armónica, en [%].
 - I_j : Corriente de la j-ésima armónica de la corriente, en [A].
 - I_1 : Corriente de la componente fundamental de la corriente de suministro, en [A].
- Distorsión armónica total de corriente (THD_I):

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{j=2}^{50} I_j^2}}{I_1} \cdot 100 \quad (2.5)$$

Donde:

- THD_I : Distorsión armónica total de corriente, en [%].
- I_j : Corriente de la j-ésima armónica de la tensión de suministro, en [A].
- I_1 : Corriente de la componente fundamental de la tensión de suministro, en [A].

Los límites normativos en cuanto a distorsión armónica de corriente se muestran en la Tabla 2.4. Cabe destacar que estas exigencias deben cumplirse para cada usuario de la red de distribución en el punto de conexión a esta. La tarifa BT1 es la correspondiente a clientes domiciliarios, por lo que podría darse el caso de que esta sea aplicada a IRVE de carácter domiciliario, entre otros casos más en BT. No obstante, para motivos del presente estudio se verificará el cumplimiento de los estándares respecto a usuarios de tarifas BT distinta a BT1. Esto es considerando que los cargadores de VE podrían acceder a una tarifa distinta a la domiciliaria incluso dentro de domicilios.

Tabla 2.4

LÍMITES DE DISTORSIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE EN EL PUNTO DE CONEXIÓN PARA USUARIOS DE BAJA TENSIÓN (FUENTE: CNE [56]).

Orden de la armónica (n)	Usuarios de tarifa BT1	Usuarios de tarifas BT, excepto BT1
	Corriente armónica máxima [A]	Corriente armónica máxima [%]
Armónicos impares no múltiplos de 3		
5	2.28	12
7	1.54	8.5
11	0.66	4.3
13	0.42	3.0
17	0.26	2.7
19	0.24	1.9
23	0.20	1.6
25	0.18	1.6
>25	4.5/n	0.2+0.8*25/n
Armónicos impares múltiplos de 3		
3	4.6	16.6
9	0.8	2.2
15	0.3	0.6
21	0.21	0.4
>21	4.5/n	0.3
Armónicos pares		
2	2.16	10
4	0.86	2.5
6	0.60	1.0
8	0.46	0.8
10	0.37	0.8
12	0.31	0.4
>12	3.68/n	0.3
THD_I	No aplica	20

2.4.2. Pliego técnico normativo RIC N^o15

Este pliego técnico normativo [57] establece los requisitos de seguridad que deben cumplir las instalaciones de consumo de energía eléctrica destinadas a la recarga de VE, ubicadas en lugares público y privados del país.

Un aspecto relevante de esta normativa, del cual la metodología de este estudio puede entregar recomendaciones, es en cuanto al dimensionamiento de alimentadores para IRVE.

Tabla 2.5

FACTORES DE DEMANDA PARA DIMENSIONAMIENTO DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN (FUENTE: SEC [57]).

Tipo de instalación	Potencia de recarga para VE sobre la que aplica factor de demanda		Rango FD
	Tramo	kW	
Instalaciones individuales y edificios o conjuntos habitacionales	Hasta	10	1
	Entre	10 a 120	0.5-1.0
	Desde	120	0.3-1
Autoservicio con acceso a público y electrolinerías	Hasta	20	1
	Entre	20 a 150	0.6-1.0
	Desde	150	0.5-1.0
Electroterminales o centros de carga para transporte público	Hasta	20	1
	Entre	20 a 150	1
	Desde	150	0.5-1.0

Esta norma propone aplicar un factor de demanda igual a 1 sobre la potencia instalada para estimar la carga total en ausencia de un SGC. Mientras que en caso de utilizar un SGC se pueden aplicar como mínimo los factores de demanda mostrados en la tabla 2.5 de acuerdo al tipo de instalación.

Capítulo 3

Metodología

La propuesta metodológica consta de cinco secciones. La primera describe la metodología desarrollada para simular el movimiento de VE. En la segunda sección se entregan los parámetros de simulación que caracterizan eléctricamente la recarga de estos vehículos. En cuanto a la tercera sección, se indica las consideraciones que se realizan en la simulación para así unir lo descrito en la primera y segunda sección. En la cuarta sección se describe la red de distribución que será analizada en el presente estudio. Finalmente, en la quinta sección se detallan los escenarios de estudio para los cuales se ejecuta la metodología desarrollada.

3.1. Metodología para simular el movimiento de vehículos eléctricos

3.1.1. Base de datos utilizada: Time of use survey (TUS)

La encuesta *UK 2000 time of use survey* (TUS) [58] toma registro de actividades domésticas tales como el uso de vehículos particulares para tanto días de semana como fines de semana. Cada entrada de esta encuesta toma registro de actividades cada 10 minutos en un lapso de 24 horas, empezando a las 4:00 am y finalizando a las 3:50 am del día siguiente. La información de la encuesta TUS es filtrada para tomar en cuenta solamente aquellas entradas en donde los encuestados usaron vehículos de su propiedad para movilizarse a distintas localizaciones. Estas localizaciones son agrupadas en cuatro principales estados: “*en movimiento*”, “*estacionado en hogar*”, “*estacionado en trabajo*” y “*estacionado en lugar comercial*”. De esta manera es posible determinar los horarios de salida y llegada de los vehículos entre los distintos estados definidos. El número de entradas de la encuesta TUS que quedan luego de la etapa de filtrado son 2056 y 1350 para día de semana y fin de semana respectivamente.

La distribución de los estados de los vehículos en días de semana y de fin de semana de acuerdo a la información filtrada de la encuesta TUS puede apreciarse en la Figura 3.1. Según la Figura 3.1(a) las mayores probabilidades de encontrarse en el hogar ocurren durante la noche, fuera de horarios de jornada laboral. Del mismo modo, durante días de semana una proporción considerable de vehículos se encuentra en lugares de trabajo durante horarios de jornadas laborales típicas. Al mismo tiempo, se ven aumentos en el

número de vehículos en movimiento durante horarios de entrada y salida de la jornada laboral. Por otra parte, en la Figura 3.1(b) se observa una menor proporción de vehículos estando en lugares de trabajo a lo largo del día en comparación a un día de semana. Existe también un aumento de las proporciones de vehículos estacionados en hogares y lugares comerciales durante horarios con luz solar durante fines de semana. Junto con lo anterior, el número de vehículos en movimiento se mantiene en una proporción relativamente constante en horarios con luz solar, no observándose los aumentos característicos mencionados en el día de semana.

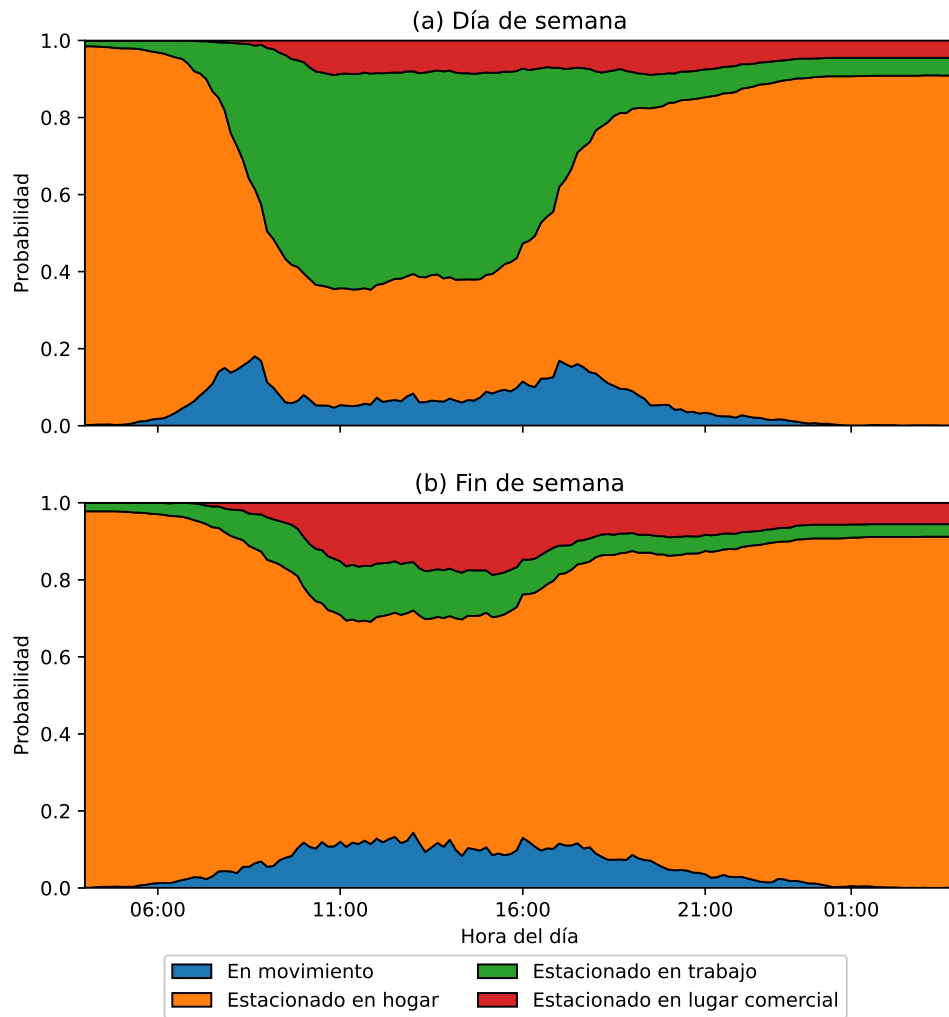


Figura 3.1. Proporción de estados de vehículos de acuerdo a encuesta TUS (Fuente: Elaborado con datos de [58]).

En función de lo anteriormente expuesto, es evidente que los datos filtrados de la encuesta TUS demuestran ser característicos de días de semana y fines de esta. También queda en evidencia la importancia de considerar la posibilidad de carga de VE en zonas domiciliarias y de trabajo durante estudios de este tipo, puesto que estas localizaciones son de alta concurrencia durante ambos días típicos analizados. Para motivos de este estudio,

solo se utilizarán los datos correspondiente a días de semana.

Se utilizan estos datos para la ejecución del modelo debido a la falta de antecedentes similares y de acceso público en Chile. Por lo anterior, en este estudio se asume que los conductores del país tendrían un comportamiento similar al representado por los conductores de esta encuesta de Reino Unido. Sin embargo, esta información y la posterior ejecución del modelo podría actualizarse con bases de datos nacionales si estas estuviesen disponibles.

3.1.2. Markov Chain Monte Carlo (MCMC) para simular el movimiento de VE

Se desarrolla una metodología basada en las metodologías planteadas en [59] y [60], para simular el movimiento de VE en días característicos y así obtener perfiles de demanda característicos de la carga de estos. Se utiliza una Cadena de Markov (*Markov Chain*) no homogénea de tiempo discreto para simular el estado de los VE cada diez minutos. Se asume que, para cada discretización de tiempo, solo un evento de una serie finita de eventos puede ocurrir para cada VE. Cuatro eventos son considerados: E_M , E_H , E_T , E_C , los cuales corresponden a los estados posibles en los cuales los vehículos simulados pueden estar. Estos cuatro estados son respectivamente “*en movimiento*”, “*estacionado en hogar*”, “*estacionado en trabajo*” y “*estacionado en lugar comercial*”. Cuando el vehículo se encuentra en el estado E_k ($k = M, H, T, C$) en el instante de tiempo t , esto se representa con E_k^t . En este caso E_k^0 indica que el estado inicial de un VE es E_k .

La probabilidad condicional asociada a estar en el estado E_k en el instante de tiempo t dado que el vehículo estaba en el estado E_j ($k = M, H, T, C$) en el instante $t - 1$ se denota como:

$$P_{j \rightarrow k}^t = P(E_k^t | E_j^{t-1}) \quad (3.1)$$

Todas las probabilidades $P_{j \rightarrow k}^t$ solo dependen del estado anterior [60], por lo que pueden definirse matrices de transición para uno de los instantes de tiempo t , las cuales toman la siguiente forma:

$$M_t = \begin{bmatrix} P_{M \rightarrow M}^t & P_{M \rightarrow H}^t & P_{M \rightarrow T}^t & P_{M \rightarrow C}^t \\ P_{H \rightarrow M}^t & P_{H \rightarrow H}^t & P_{H \rightarrow T}^t & P_{H \rightarrow C}^t \\ P_{T \rightarrow M}^t & P_{T \rightarrow H}^t & P_{T \rightarrow T}^t & P_{T \rightarrow C}^t \\ P_{C \rightarrow M}^t & P_{C \rightarrow H}^t & P_{C \rightarrow T}^t & P_{C \rightarrow C}^t \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Los datos de la encuesta (TUS) [58] corresponden principalmente a un seguimiento del estado y ubicación de los encuestados cada diez minutos. Se puede filtrar esta información para así hacer un seguimiento de los conductores de vehículos particulares, estimando así la ubicación y estado de los vehículos de estos conductores. Así, se obtiene el número de vehículos en cada estado junto al número de transiciones para cada instante de tiempo, estimándose así las distintas probabilidades de la matriz de transición.

La transición hacia distintos lugares de estacionamiento requiera pasar primero por un estado de “*en movimiento*”, provocando que algunas probabilidades de transición de la

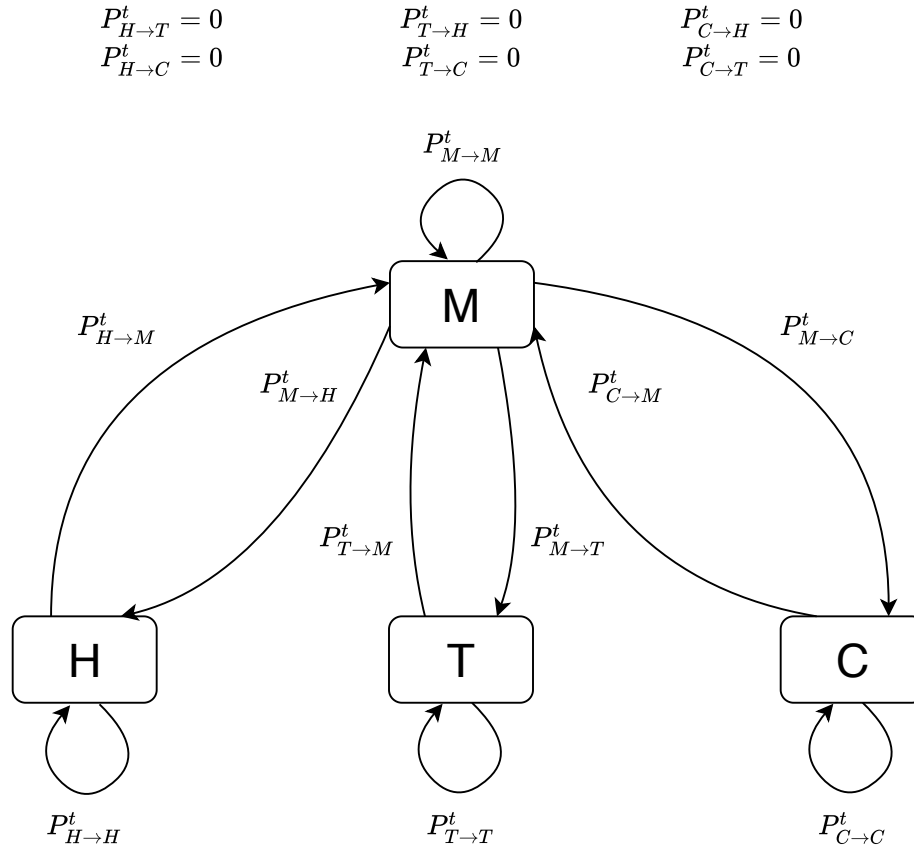


Figura 3.2. Diagrama Markov Chain de posibles transiciones de estado de VE para un instante t . (Fuente: Elaboración propia).

matriz en 3.2 se hagan cero, situación que se ilustra en la figura 3.2. Estas probabilidades serán distintas según el instante de tiempo t , mostrando así la característica variante en el tiempo de un *Markov Chain* no homogéneo [60]. El periodo de simulación utilizada en el presente trabajo es de 24 horas e incluye 144 instantes de tiempo, ante lo cual existirán 143 matrices de transición distintas. Las filas de estas matrices corresponden a la distribución discreta de probabilidad asociada a los posibles siguientes estados E_k^t al estar inicialmente en el estado asociado a la fila que se evalúe, esto implica que los valores de todas las filas suman 1.

$$M_{23} = \begin{bmatrix} 0,73611 & 0,02431 & 0,22917 & 0,01041 \\ 0,06430 & 0,93570 & 0 & 0 \\ 0,00339 & 0 & 0,99661 & 0 \\ 0,2 & 0 & 0 & 0,8 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Un ejemplo de la matriz de transición a las 7:40am ($t = 23$) se puede observar en la ecuación 3.3, representando las probabilidades de transición de un día de semana. Se puede observar que las probabilidades de cambiar a otros estados es bastante baja por los altos valores que se presentan en la diagonal de esta matriz. La probabilidad más baja de mantenerse en el mismo estado ocurre al estar “en movimiento” en el instante de

tiempo anterior, alcanzando una probabilidad casi un 74 %. Bajo el mismo estado inicial analizado anteriormente, el estado al cual es más probable que un vehículo se dirija es el de “*estacionado en trabajo*”, lo cual es razonable considerando los horarios típicos de entrada a jornada laboral.

3.1.3. Verificación de la simulación MCMC

Los datos de movimiento de vehículos de la simulación implementada son contrastados con los datos de la encuesta TUS para así verificar el desempeño del algoritmo implementado. El tiempo promedio en el estado “*en movimiento*” durante un día de semana es de 80,6517 minutos, en la Figura 3.3 se aprecia la convergencia de este valor a lo largo de 13000 iteraciones. Para este número de iteraciones se observa que esta característica de los datos de la encuesta TUS logra ser caracterizada de manera satisfactoria por el modelo implementado. En cuanto a la proporción de los estados, en la Figura 3.4 se aprecia que la simulación de igual manera logra caracterizar de manera adecuada las probabilidades de todos los estados a lo largo del día.

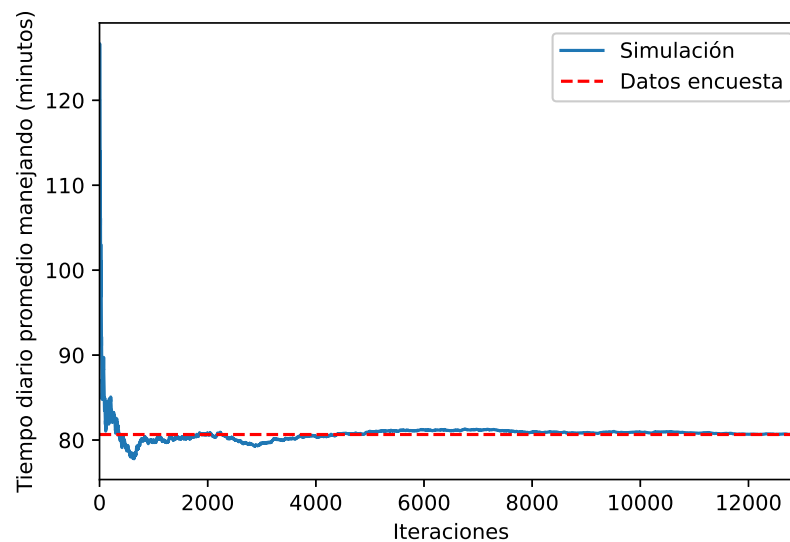


Figura 3.3. Convergencia de tiempo promedio en estado en movimiento de la simulación. (Fuente: Elaboración propia.)

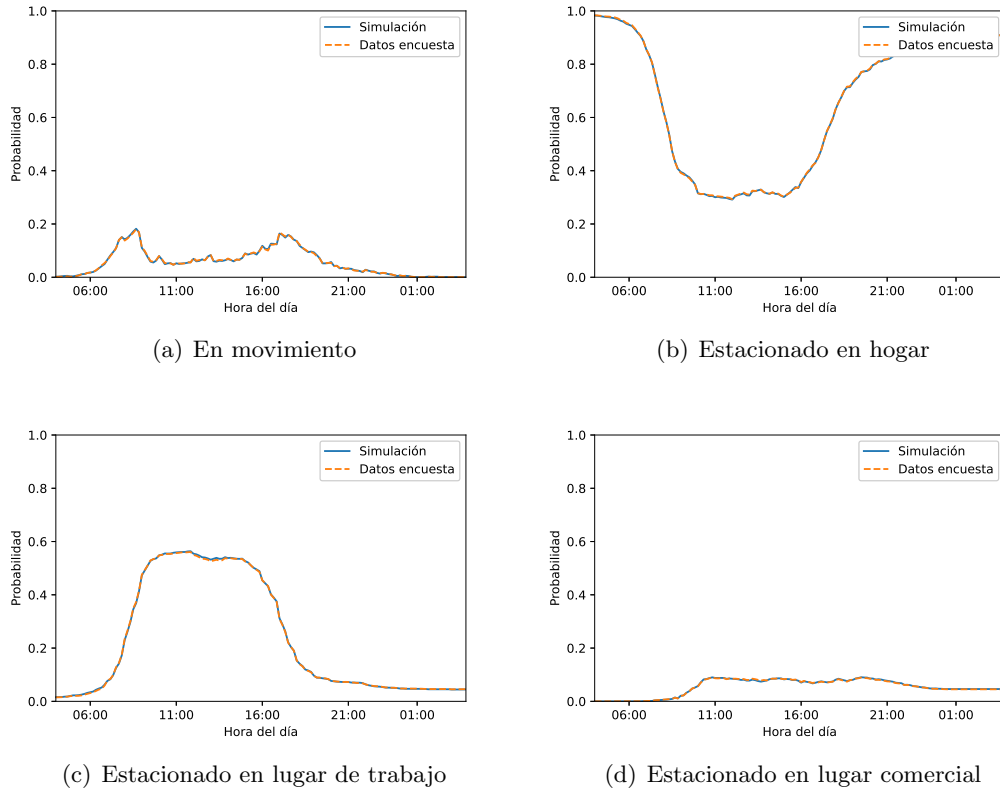


Figura 3.4. Comparación de distribuciones de probabilidad de vehículos en día de semana (Fuente: Elaboración propia.)

3.2. Caracterización eléctrica de la carga de VE

Para simplificar el análisis se decide modelar la carga de VE en la red de distribución como cargas de potencia constante, las cuales siguen demandando energía desde la red hasta que su batería este completamente cargada. Se implementa una aproximación lineal para estimar el estado de carga (*State of Charge* o SOC) de la batería de cada VE, la cual se muestra a continuación:

$$SOC_{carga}^t(i) = SOC^{t-1}(i) + \frac{1}{6} \cdot P_{carga} \cdot \eta \cdot \frac{100}{BC} \quad (3.4)$$

$$SOC_{descarga}^t(i) = SOC^{t-1}(i) - \frac{1}{6} \cdot v \cdot C \cdot \frac{100}{BC} \quad (3.5)$$

Donde $SOC_{carga}^t(i)$ y $SOC_{descarga}^t(i)$ corresponden al estado de carga de las baterías (en %) del i^{th} VE en el instante de tiempo t ante eventos de carga y descarga de la batería del VE respectivamente. En la ecuación 3.4 P_{carga} corresponde a la potencia (en kW) bajo la cual se realice la carga del VE, este valor depende de la localización de carga. En cuanto a η , corresponde a la eficiencia de carga, lo cual permite tomar en cuenta la presencia de pérdidas en el proceso de carga. En la ecuación 3.5 v (en km/h) hace alusión a la velocidad promedio de los VE, la cual se asume constante. En cuanto a C , este valor

corresponde al consumo promedio (en kWh/km) del VE. Ambas expresiones tienen en común el parámetro BC , el cual corresponde al total de capacidad de la batería (en kWh) del VE. Los valores de los parámetros utilizados para caracterizar al carga y descarga de los VE se encuentran resumidos en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1

PARÁMETROS UTILIZADOS EN SIMULACIÓN DE VE. (FUENTE: ELABORADO CON DATOS DE [61, 62])

Parámetros	
Consumo promedio (C)	13.1 kWh/100 km
Velocidad de conducción promedio (v)	19.84 km/h
Capacidad de batería (BC)	33 kWh
Potencia de carga monofásica (P_{carga})	2.4 kW
Potencia de carga trifásica (P_{carga})	50 kW
Eficiencia de carga (η)	0.9
Factor de potencia	1

Cuando un VE se encuentre en los estados “*estacionado en hogar*”, “*estacionado en trabajo*” o “*estacionado en lugar comercial*” tendrá la posibilidad de realizar una carga monofásica. En localizaciones comerciales se considera que la potencia de carga será del doble de la potencia de carga monofásica. Por otra parte, cuando el vehículo se encuentre en un CCR se cargará con una potencia igual a 50kW tal como se aprecia en la Tabla 3.1.

Para la caracterización de los VE en el estudio armónico, se modelarán como cargas con el espectro armónico definido en la Tabla A.2. Este estudio se ejecuta a partir de un flujo de potencia a frecuencia fundamental inicial, a partir del cual OpenDSS genera una carga equivalente para las demás frecuencias en estudio. Con esto, se ajustan los parámetros de este modelo para que la carga presente el espectro armónico presentado en sus niveles de corriente inyectados. De esta manera el espectro armónico de esta variable siempre estará impuesto para todas las cargas, pero el espectro armónico de tensión tendrá variaciones en función del impacto en la red.

Tabla 3.2

ESPECTRO ARMÓNICO PARA CARACTERIZAR CARGADORES DE NIVEL I/II (FUENTE: ELABORADO CON DATOS DE [43]).

Orden de armónica	Magnitud [%]	Ángulo [°]
1	100	0
3	3.40	19.8
5	3.14	-88.1
7	0.22	59.4
9	0.85	-19.4

3.3. Metodología para obtener patrones de demanda característicos de estrategias de carga de VE

Al comienzo de cada iteración se define el SOC de toda la flota de VE por simular dependiendo de si el conductor de este vehículo cuenta o no con cargador en su domicilio. Se asume un SOC del 100 % en caso de poseer un cargador domiciliario, caso contrario se

estima el SOC a partir de una distribución normal truncada, esto se encuentra resumido en la Tabla A.3. Para cada instante de tiempo de la simulación (cada 10 minutos) se determina el estado de todos los VE simulados mediante la metodología MCMC de acuerdo a lo expuesto en la sección 3.1. En caso de que el SOC de algún VE baje del 15 %, este hará un breve desvío hacia una CCR, en donde estará cargándose durante dos instantes de tiempo (20 minutos). Una vez definida la localización y estado de cada vehículo se ejecuta un flujo de potencia, guardando resultados de tensiones, corrientes y potencia eléctrica para su posterior análisis. Este procedimiento se repite para los 144 instantes de tiempo del día característico en análisis y se repite a su vez N veces, donde N corresponde al número de iteraciones.

Tabla 3.3

VALORES DE SOC UTILIZADOS AL COMIENZO DE CADA ITERACIÓN DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Propiedad de cargador domiciliario	Método evaluación	SOC inicial [%]			
		Si posee	Evaluación directa	100	
No posee	Distribución normal truncada	Promedio	Desviación estándar	Máximo valor permitido	Mínimo valor permitido
		75	25	95	25

Se estudian dos estrategias de carga aplicables a carga domiciliaria en este estudio: carga descontrolada y carga controlada off-peak. En la primera estrategia de carga, se hace el supuesto que los vehículos se cargarán siempre que tengan la posibilidad de hacerlo. Por otra parte, en la estrategia off-peak se supone existe un horario de tarifa baja a partir de las 22:00, por lo que los conductores preferirán cargar sus vehículos a partir de ese horario. Para la implementación de esta estrategia se utiliza una distribución uniforme entre las 22:00 y 01:00am, mediante la cual se define los horarios de preferencia de inicio de carga de cada conductor. Al principio de toda iteración cada VE obtiene un instante de tiempo desde la distribución uniforme, a partir desde este instante hasta las 01:00am el vehículo tendrá la posibilidad de iniciar carga siempre y cuando se encuentre en el estado “*estacionado en hogar*”. La carga en lugares de trabajo y lugares comerciales se realizará cada vez que los VE tengan la posibilidad de hacerlo, independiente de la estrategia de carga aplicada en lugares domiciliarios.

Este procedimiento se desarrolla e implementa en Python, utilizando el software OpenDSS [63] para la ejecución de los flujos de potencia y obtención de los resultados de las variables eléctricas de interés. OpenDSS corresponde a un software del tipo *open source* el cual es ampliamente utilizado en la literatura técnica en estudios en redes de distribución. Este software se selecciona por sus capacidades de poder comunicarse con otros lenguajes de programación mediante su ambiente COM.

Considerando la naturaleza estocástica del estudio es necesario presentar los resultados de manera que sea posible cuantificar la distribución de estos a lo largo de las iteraciones. Para hacer esto se decide presentar resultados mediante su valor promedio e intervalo de confianza del 99 % (IC99 %), tal como se propone en [60]. Una diferencia por destacar entre la metodología citada y la del presente estudio es el cálculo de este IC99 %, el cual se realiza mediante el cálculo de cuantiles. Para cada instante de tiempo se estiman el cuantil del 0.005 % y del 0.995 % para utilizarse como límites inferior y superior del

IC99 % respectivamente. El criterio para determinar el cumplimiento de límites térmicos y especificaciones normativas es verificar que ambos límites del IC99 % cumplan estas exigencias.

3.4. Red en estudio

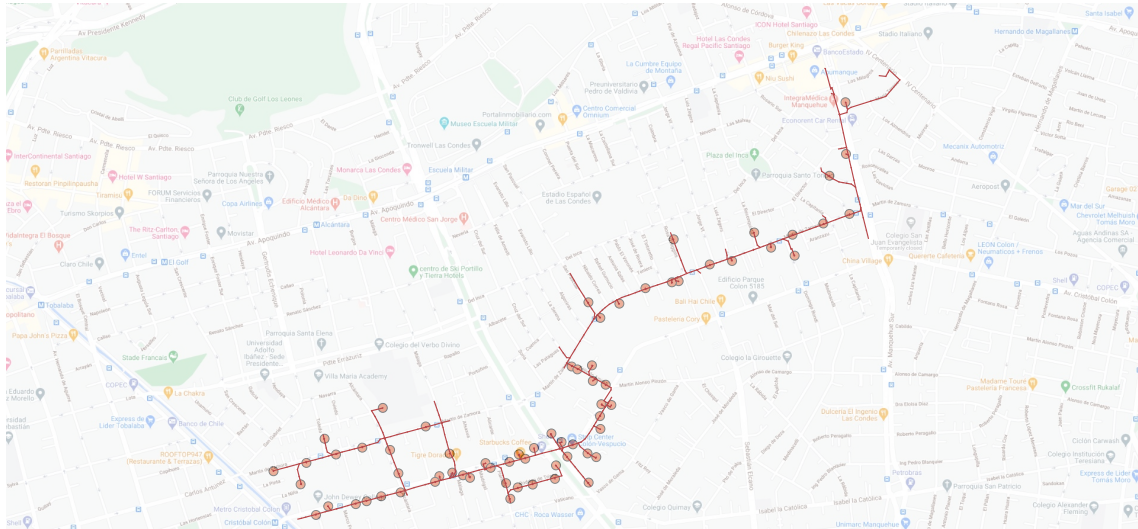
La red en estudio corresponde al alimentador radial Cristóbal Colon 12kV, cuya topología se observa en la Figura 3.5(a). Este alimentador de distribución nace desde la SE Apoquindo, ubicada en la comuna de Las Condes de la Región Metropolitana, considerándose una red de alta densidad. Un modelo en el software OpenDSS es generado a partir de datos de sistemas de información geográfica (GIS²) provistos por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Los datos de topología eléctrica provista por la SEC contemplan códigos de conductores y longitudes en el caso de las líneas e información respecto a la ubicación y potencia aparente de los transformadores de distribución de MT/BT para el caso de las cargas. Todas las cargas base del sistema son modeladas como cargas de potencia constante con FP de 0.9, cuya potencia instalada se estima aplicando un factor de utilización de 0.305 sobre la potencia informada del transformador de distribución. En cuanto a los consumos de origen laboral y comercial, estos se modelan como consumos de potencia instalada de 200kVA y FP 0.9. Respecto al CCR, se asume despreciable su consumo base, siendo modelado solo el consumo producto de los cargadores rápidos instalados en el mismo. Las proporciones de potencia base instalada en el modelo del alimentador se pueden apreciar en la Figura 3.6.

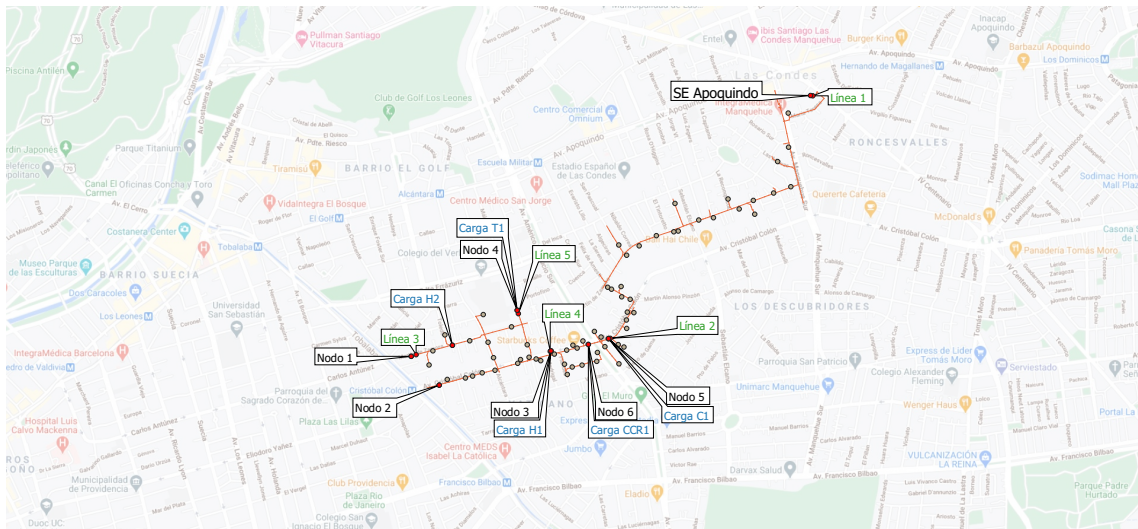
Se busca realizar un estudio sistémico del tipo diario que considere la carga de VE de origen domiciliario, laboral, comercial y en CCR. Una característica relevante de la red en estudio es el hecho de ser un alimentador principalmente residencial, contando con pocos consumos que se podrían clasificar como laboral o comercial. Debido a lo anterior, se utiliza el patrón de demanda de la Figura 3.7 para agregar variabilidad a las cargas de carácter domiciliario presentes en la red. De esta manera, cada carga base del alimentador verá multiplicada su potencia instalada por este patrón de demanda para cada instante, agregando así variabilidad a lo largo del mismo. Este perfil de demanda se genera a partir de datos provistos por la SEC, las cuales corresponden a mediciones de potencia en cabecera del alimentador. Se obtiene un promedio de los perfiles diarios del mes de Julio 2019, el cual es un mes característico de invierno y es donde se observan mayores niveles de demanda durante el año. El perfil de demanda domiciliario será dominante al principio del alimentador debido al gran número de consumos domiciliarios, notando se un máximo de demanda a las 21:00. En el caso de cargas del tipo trabajo y lugares comerciales se utilizan los perfiles de demanda de las Figuras 3.8 y 3.9 respectivamente. Estos patrones de demanda presentan horarios de máxima demanda durante horas de la mañana, diferenciándose en esta característica de los perfiles domiciliarios.

En cuanto a los cargadores de VE, los domiciliarios se distribuyen entre los distintos nodos de manera proporcional a la potencia activa instalada de consumos domiciliarios en cada uno de estos. Adicionalmente, se instalan cargadores del estado “*estacionado en lugar de trabajo*” y “*estacionado en lugar comercial*” en las cargas T1 y C1 respectivamente, ubicados según lo expuesto en la Figura 3.5(b). En ambas ubicaciones se sitúan 1 cargador

²De sus siglas en inglés: *Geographical Information System*.



(a) Disposición de líneas y transformadores MT/BT.



(b) Ubicación de elementos monitoreados durante simulación.

Figura 3.5. Topología del alimentador *Cristóbal Colon* (Fuente: Elaborado con datos GIS de SEC).

por cada 1% de penetración de VE simulada, limitando el número de VE que realizarán su carga dentro del alimentador. No obstante, en aquellos escenarios donde sea posible la carga laboral y comercial todos los vehículos tendrán acceso a carga de este tipo, existiendo así eventos de carga fuera del alimentador en estudio. Por otro lado, los cargadores asociados al CCR se encuentran ubicados en la carga CCR1, no definiéndose la cantidad de cargadores instalados en esta zona. Esto último implica que la carga en esta localización es posible para todos los VE simulados, no considerándose CCR eventos de cara de este tipo fuera del alimentador.

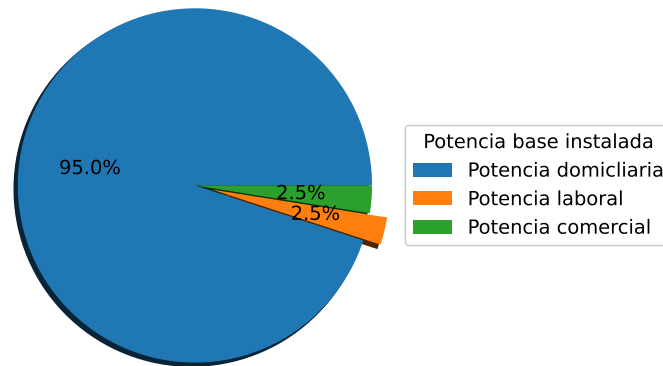


Figura 3.6. Comparación de las proporciones de potencia base instalada en el modelo del alimentador Cristobal Colon (Fuente: Elaboración propia).

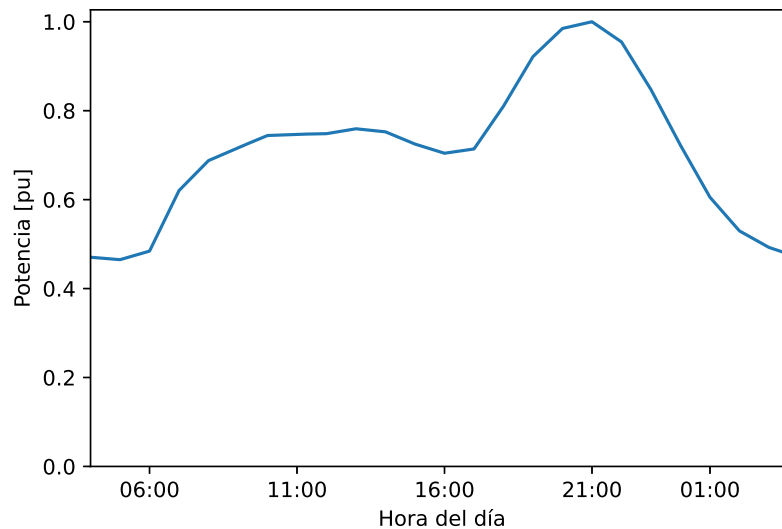


Figura 3.7. Perfil diario de demanda aplicado a todas las cargas de carácter domiciliario en el alimentador (Fuente: Elaborado con datos de SEC).

3.5. Escenarios de estudio

Para llevar a cabo el estudio de los impactos técnicos en redes de distribución producto de distintos escenarios de carga se definen doce escenarios de estudio. Mediante estos se busca comparar impactos en variables eléctricas de interés para ambas estrategias de carga en estudio bajo distintos escenarios de adopción de electromovilidad. A partir del análisis de los resultados de estos escenarios se espera entregar recomendaciones normativas. Los escenarios de estudios definidos son los que se muestran en la Tabla 3.4. Los escenarios impares consideran estrategia de carga descontrolada, mientras que los pares consideran la estrategia *offpeak*.

Considerando que la red en estudio corresponde a un alimentador MT y de alta densidad, se aprecia en la Tabla 2.2 que la regulación de tensión debe mantenerse en torno

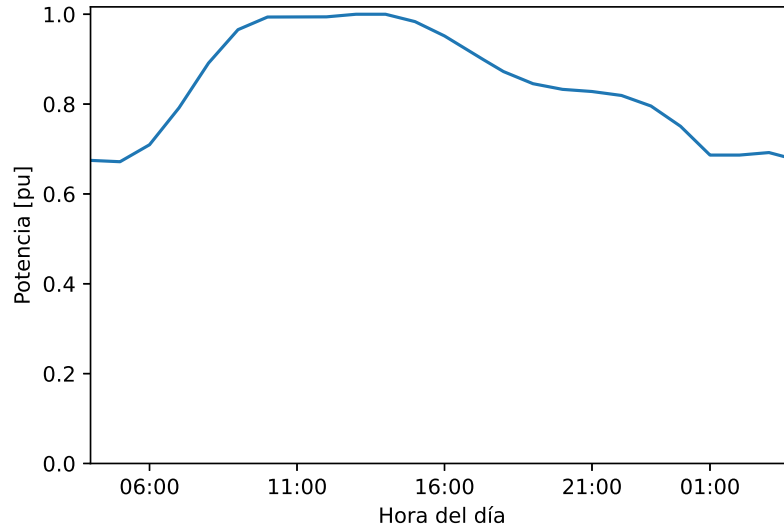


Figura 3.8. Perfil diario de demanda aplicado a todas las cargas de carácter laboral en el alimentador. (Fuente EPRI [64])

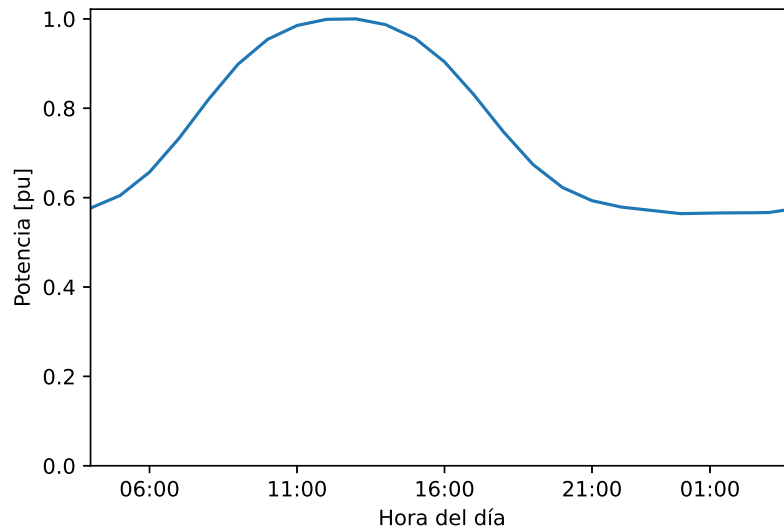


Figura 3.9. Perfil diario de demanda aplicado a todas las cargas de carácter comercial en el alimentador. (Fuente EPRI [64])

a $\pm 6\%$ de la tensión nominal [56]. En cuanto a las corrientes, se verificará que estas no superen su máxima capacidad de transferencia, lo cual se traduce en que la cargabilidad de líneas nunca supere el 100%.

Los escenarios de penetración de VE evaluados corresponden a distintas metas y escenarios propuestos por el Ministerio de Energía de Chile. El 17% de penetración corresponde al escenario menos optimista planteada en [65], mientras que la del 58% corresponde al

Tabla 3.4
 ESCENARIOS DE ESTUDIOS DEFINIDOS PARA EVALUAR DISTINTOS ESCENARIOS DE ADOPCIÓN DE ELECTROMOVILIDAD (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Esce- nario	Penetración de VE	Propiedad de cargador domiciliario	¿Carga laboral y comercial?	Estrategia de carga
1	58 %	100 %	No	Descontrolada
2	58 %	100 %	No	Off-peak
3	58 %	100 %	Si	Descontrolada
4	58 %	100 %	Si	Off-peak
5	58 %	50 %	No	Descontrolada
6	58 %	50 %	No	Off-peak
7	58 %	50 %	Si	Descontrolada
8	58 %	50 %	Si	Off-peak
9	17 %	100 %	No	Descontrolada
10	17 %	100 %	No	Off-peak
11	17 %	100 %	Si	Descontrolada
12	17 %	100 %	Si	Off-peak

escenario de carbono neutralidad de [66]. Por otro lado, los escenarios en donde solo el 50 % de los dueños de VE cuentan con cargador en su domicilio se basan en el estudio realizado en [55].

Mediante una aproximación desarrollada a partir de los resultados obtenidos de la simulación se ejecuta en caso de estudio armónico simple en OpenDSS. Los escenarios para evaluar impactos en cuanto a inyección de distorsión armónica son los definidos en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5
 ESCENARIOS DE ESTUDIO DEFINIDOS PARA EVALUAR EL IMPACTO DE INYECCIÓN DE ARMÓNICOS EN LA RED (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Esce- nario	Porcentaje de penetración de VE	Propiedad de cargador domiciliario	¿Carga laboral y comercial?	Estrategia de carga	Hora del estudio
1A	58 %	100 %	No	Descontro- lada	21:00
2A	58 %	100 %	Si	Descontro- lada	21:00
3A	58 %	100 %	No	Off-peak	1:00
4A	58 %	100 %	Si	Off-peak	1:00

Capítulo 4

Resultados

Este Capítulo consta de tres secciones. En primer lugar se presentan y analizan los resultados de las variables eléctricas del alimentador en estudio al ejecutar los escenarios de estudio no armónicos. En la segunda sección se analiza los resultados de los mismos escenarios de la sección anterior, pero tomando en cuenta aquellos eventos que ocurren fuera del alimentador. Finalmente, la tercera sección propone una aproximación para ejecutar estudios de integración de VE en redes de distribución y a partir de la misma se ejecuta un estudio simple armónico.

4.1. Impacto variables eléctricas de la red

4.1.1. Comparación de distintos niveles de adopción de electromovilidad

Con el objetivo de evaluar los impactos en las variables eléctricas de interés se comparan los escenarios 1, 2, 3, 4, 9, 10, 11 y 12. En los primeros cuatro escenarios se evalúan tanto distintas estrategias de carga como la posibilidad o imposibilidad de carga en lugares de trabajo y zonas comerciales para una penetración de VE del 58%. Los últimos cuatro escenarios comparan los mismos grados de libertad explicados anteriormente, pero para un nivel de penetración del 17%. Es importante destacar que en estos escenarios se realizan bajo el supuesto de que todos los conductores tienen acceso a cargadores domiciliarios.

4.1.1.a. Impacto en demanda eléctrica

Se aprecia en la Figura 4.1(a) que ante la imposibilidad de cargarse en lugares de trabajo existe un aumento considerable de la demanda eléctrica al inicio del alimentador en el escenario de máxima penetración de VE. Es notorio que bajo una estrategia *off-peak* se obtiene un mayor aumento del *peak* de demanda con respecto a la otra estrategia de carga. Por otra parte, en la Figura 4.1(b) se observa que con un menor nivel de penetración la estrategia descontrolada en cambio es la que presenta un mayor aumento del máximo de potencia en el alimentador. Estos resultados indican que si bien la estrategia *offpeak* muestra ventajas a bajos niveles de penetración, se producen efectos negativos a nivel demanda a mayores números de VE en circulación. Este fenómeno ha sido documentado también por la literatura técnica, tal como se discute en la sección 2.3.1.a.

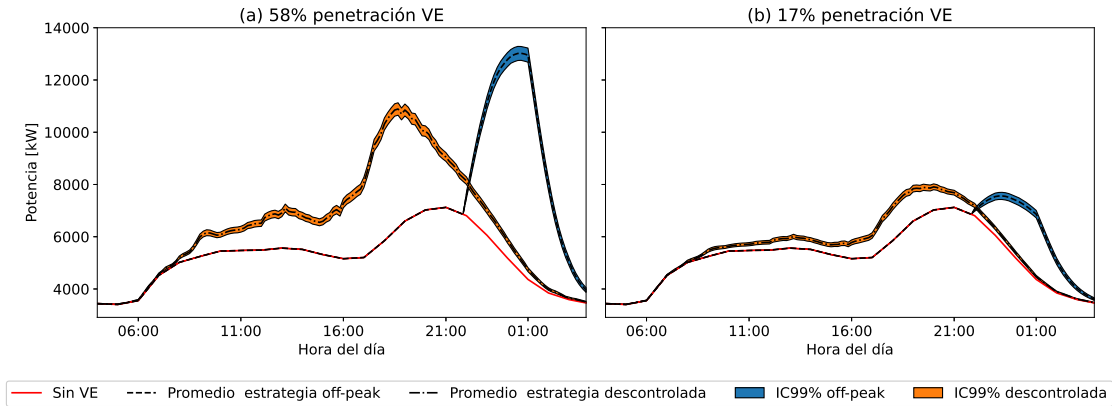


Figura 4.1. Comparación de la demanda eléctrica al principio del alimentador cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

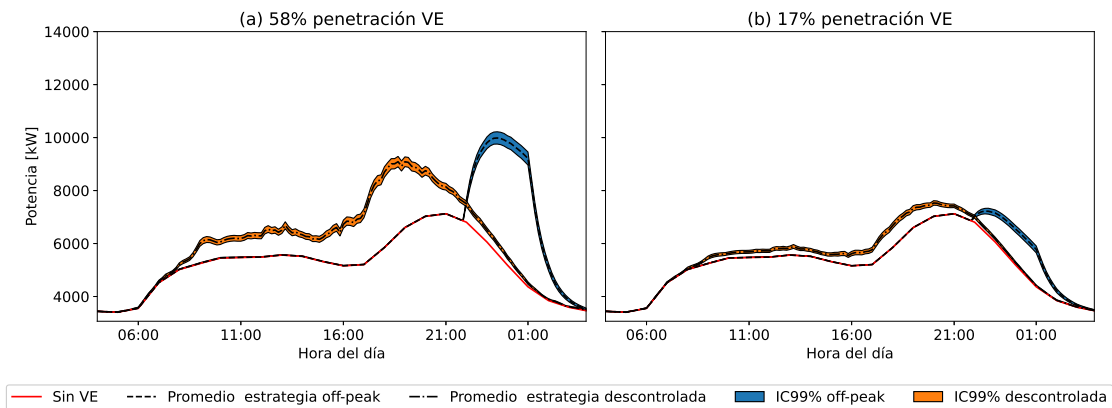


Figura 4.2. Comparación de la demanda eléctrica al principio del alimentador cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

En la Figura 4.2 se observa que al momento de dar acceso a carga en lugares de trabajo y en lugares comerciales disminuyen considerablemente los niveles de potencia demandados en el alimentador. Para una penetración del 58 % el límite superior del IC99 % disminuye de 13.29[MW] a 10.22[MW] en el caso estrategia *offpeak* y de 11.13[MW] al 9.29[MW] con carga descontrolada. En cambio, para un 17 % de penetración este límite pasa de 7.70[MW] a 7.33[MW] con estrategia *offpeak* y de 8.02[MW] a 7.62[MW] con estrategia descontrolada. Esto demuestra parte de las ventajas de fomentar la carga laboral y comercial, ya que para mismos niveles de penetración y estrategias de carga se logran mitigar los impactos a nivel de máxima demanda eléctrica. Sin embargo, es importante destacar que el presente alimentador al ser principalmente residencial no cuenta con un número importante de VE cargándose en lugares de trabajo o lugares comerciales. Lo anterior implica que muchos de los eventos de carga de estas características estarían ocurriendo fuera del alimentador, no observándose sus impactos de manera tan directa en la demanda eléctrica. En un alimentador más diverso en cargas o en un análisis del aporte de varios alimentadores se vería un aumento de demanda en aquellos horarios distintos al horario peak, producto de

los horarios de visita al trabajo y a centros comerciales. Esto es un efecto interesante a nivel de demanda eléctrica del sistema, ya que permite distribuir los eventos de carga a horarios de menor carga sin la utilización de SGC y estrategias de carga controlada.

4.1.1.b. Impacto en regulación de tensión

A nivel de tensión eléctrica, se aprecia en las Figuras 4.3 y 4.4 que la regulación de tensión nunca sobrepasa los límites impuestos por la normativa bajo ninguno de los escenarios en estudio de esta sección para el nodo 1. Tal como se aprecia en la Figura 3.5(b) este nodo corresponde a uno al final del alimentador, siendo este el de peor regulación de tensión en todos los escenarios. Por lo tanto, que este nodo cumpla con los límites permitidos de regulación de tensión implicaría que el resto de nodos menos críticos también cumplan con esta. El comportamiento de la tensión para el resto de nodos monitoreados puede encontrarse en el anexo B.1.1.a. Es relevante destacar que este alimentador presenta en general una buena regulación de tensión, la cual es incluso mejorada con el regulador de tensión implementado en OpenDSS. Por esto, a lo largo de las iteraciones no se aprecian mayores variaciones de tensión para un mismo instante de tiempo. Por ejemplo, para el escenario 1 a las 21:00 el promedio de tensión es de 0.9878pu, mientras que los límites inferior y superior del IC99 % son 0.9875pu y 0.9880pu respectivamente. Debido a lo acotado del IC99 %, y para evitar problemas apreciando resultados en gráficos de tensión, estos solo se presentan mediante su valor promedio.

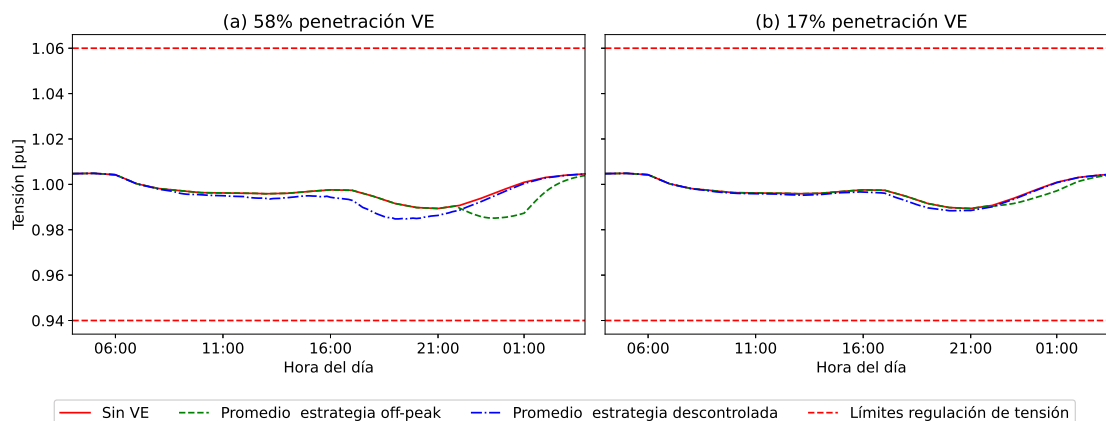


Figura 4.3. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

Un aspecto importante que destacar de los resultados en la tensión del nodo 1 es que hay mayores caídas de tensión en aquellos horarios de mayor demanda eléctrica. La distribución de las caídas de tensión a lo largo del día sigue por tanto lo discutido en la sección 2.2.3.b. En el caso de la estrategia descontrolada se aprecia una distribución de las mayores caídas de tensión en horarios con menores niveles de tensión base. Por otro lado, para la estrategia *offpeak* se observa que las caídas de tensión se producen a partir del horario de tarifa baja. En la Figura 4.4 es notorio que se producen menores caídas de tensión durante el día con respecto a la Figura 4.3. Esto coincide con lo esperado pues al permitir la carga en lugares de trabajo y lugares comerciales muchos eventos de carga dejan de ocurrir en horarios punta del día. Al desplazar estos eventos a horarios de menor estrés de la red, se demuestran ventajas en los resultados con respecto

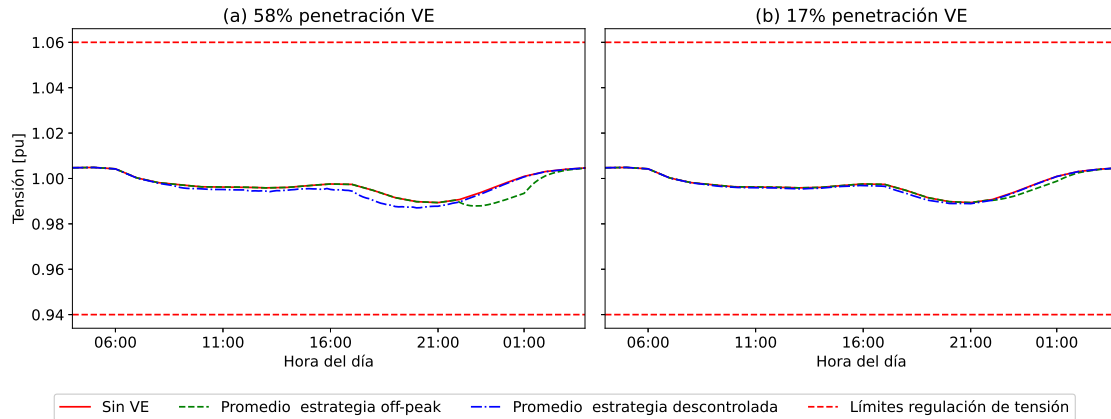


Figura 4.4. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

a escenarios que no permiten este tipo de carga. De todos modos, estas ventajas podrían no ser necesarias a nivel de tensión ya que en todos los escenarios se cumplen con los límites de regulación de tensión. En una red de peor regulación de tensión se podrían apreciar mayores ventajas en cuanto a la estrategia *offpeak*, ya que la caída máxima de tensión podría verse reducida. Para este alimentador en particular se aprecia que ambas estrategias cumplen satisfactoriamente con los requisitos normativos, sin presentar ninguna de estas alguna ventaja notoria sobre la otra.

4.1.1.c. Impacto en niveles de corriente eléctrica

En cuanto a los niveles de corriente se puede apreciar el nivel de cargabilidad de la línea en la cabecera del alimentador para los distintos escenarios en comparación en las Figuras 4.5 y 4.6. Se puede observar en estas figuras que el comportamiento de estas variables tienden a ser muy similares a las de los niveles de potencia vistos en la sección 4.1.1.a. Esto es un comportamiento esperable debido a la buena regulación de tensión que se observó en estos escenarios. Ya que la tensión no varía de manera considerable para distintos niveles de potencia activa, la corriente es la que debe variar en estos casos. Aquí se presentan los resultados para la línea 1, sin embargo, los resultados de todas las líneas monitoreadas se encuentran en el anexo B.1.1.b.

En la Figura 4.5(a) se observa que en esta línea para un nivel de penetración del 58 % se supera la capacidad de transferencia de esta línea para ambas estrategias de carga. Esto no ocurre para la misma penetración pero diversificando los eventos de carga, tal como se ve en la Figura 4.6(a). En estos últimos escenarios se observa que al dar acceso a carga laboral y comercial a los VE se reduce el nivel de utilización de líneas de la misma manera que se disminuye el nivel potencia demandada en el alimentador. Por otra parte, para este nivel de adopción de electromovilidad se presentan efectos negativos producto de la estrategia *offpeak*. Esta última estrategia de carga incrementa el uso de la línea 1 con respecto a la otra en evaluación, ya sea los conductores de VE tengan acceso o no a carga laboral y comercial. Esto ocurre debido a lo discutido en la sección 4.1.1.a respecto al aumento de la demanda producto de esta estrategia. En el caso de las Figuras 4.5(b) y 4.6(b) se observa que para menores niveles de adopción no se superaría el límite de transferencia

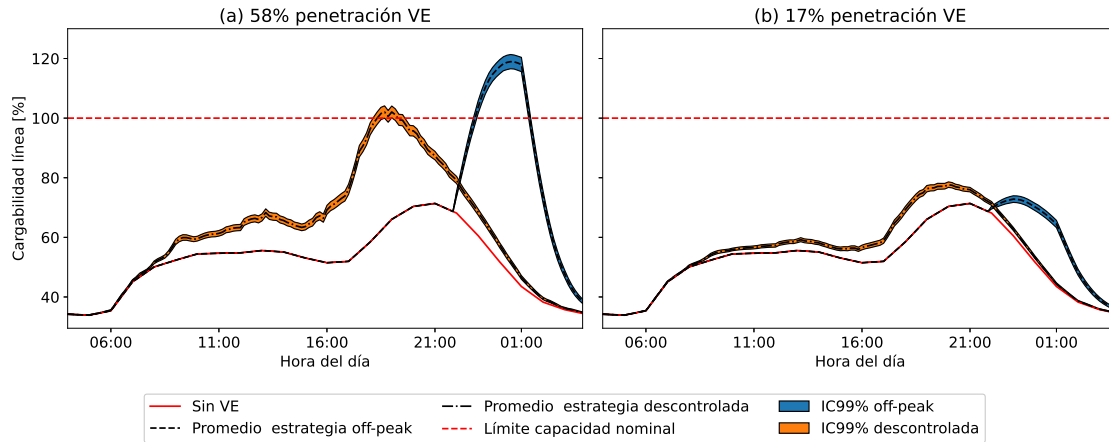


Figura 4.5. Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

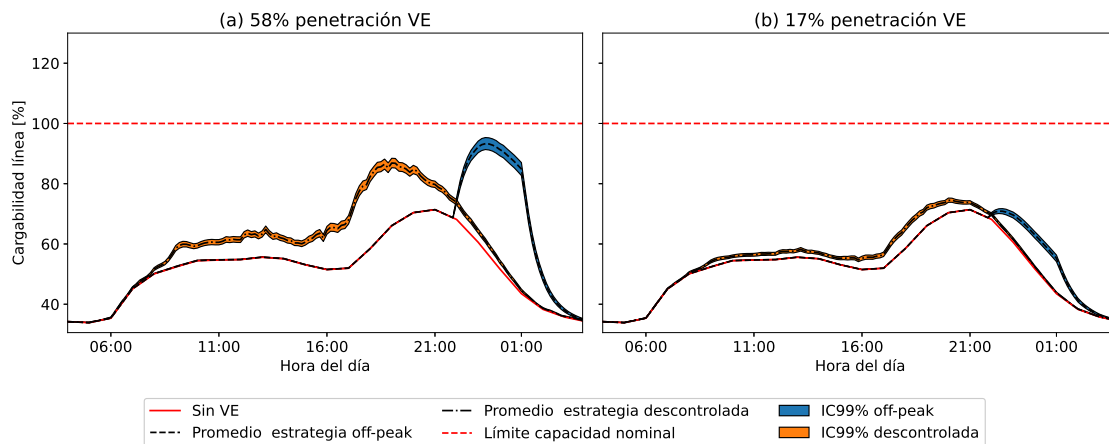


Figura 4.6. Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

de esta línea. Es notorio que a bajos niveles de penetración la estrategia *offpeak* presenta la ventaja de disminuir niveles de corriente con respecto a la otra estrategia de carga. Nuevamente estos resultados nos indican que una estrategia de carga *offpeak* podría ser perjudicial para elevados niveles de penetración. Sin embargo, diversificar la carga de VE fomentando la presencia de IRVE en lugares de trabajo y lugares comerciales traería ventajas disminuyendo los niveles de sobrecarga en la red.

4.1.2. Comparación de distintos niveles de propiedad de cargadores domiciliarios

Para evaluar el impacto en las variables de interés para el estudio ante distinta proporción de conductores de VE que cuenten con cargadores en su domicilio se comparan nuevamente ocho escenarios. Nuevamente se comparan los escenarios 1,2,3 y 4, pero esta vez son contrastados con los escenarios 5,6,7 y 8. Los primeros cuatro escenarios contemplan que la totalidad de los conductores simulados en el alimentador cuentan con cargador

en su domicilio. Por otra parte, los últimos cuatro escenarios contemplan que el 50 % de los conductores simulados cuentan con cargador domiciliario. Un factor en común entre todos estos escenarios es contar con una penetración de VE del 58 %. Otros aspectos que serán contrastados entre escenarios será la posibilidad de acceder a carga laboral y comercial, y también el tipo de estrategia de carga aplicada.

4.1.2.a. Impacto en demanda eléctrica

En la Figura 4.7(b) se observan menores niveles de demanda para ambas estrategias de carga con respecto a la Figura 4.7(a). Esto es razonable considerando que al limitar la propiedad de cargador domiciliario también se está disminuyendo el número de cargadores domiciliarios instalados para una misma penetración de VE. Sin embargo, para el escenario de estrategia *offpeak* y 50 % de propiedad de cargador domiciliario aparece un comportamiento no registrado hasta el momento. En ausencia de la posibilidad de cargarse en su domicilio, trabajo o en algún lugar comercial, aparecerá una proporción de conductores de VE cuya única posibilidad de carga es en CCR. Producto de esto en la Figura 4.7(b) aparece una demanda agregada durante horas distintas al horario de tarifa baja correspondiente a carga rápida en CCR. Si bien este fenómeno también ocurre para el mismo caso pero con estrategia descontrolada, por la naturaleza de la estrategia *off-peak* este efecto en su demanda es más visible. Otro motivo adicional por el cual la carga en CCR se hace relevante en este caso es el hecho de no considerar un SOC inicial del 100 % para aquellos conductores sin cargador en su domicilio. Al hacer esto aparecerán conductores con un SOC inicial que podría ser considerablemente menor, lo cual convierte al evento de carga en CCR en uno bastante más probable.

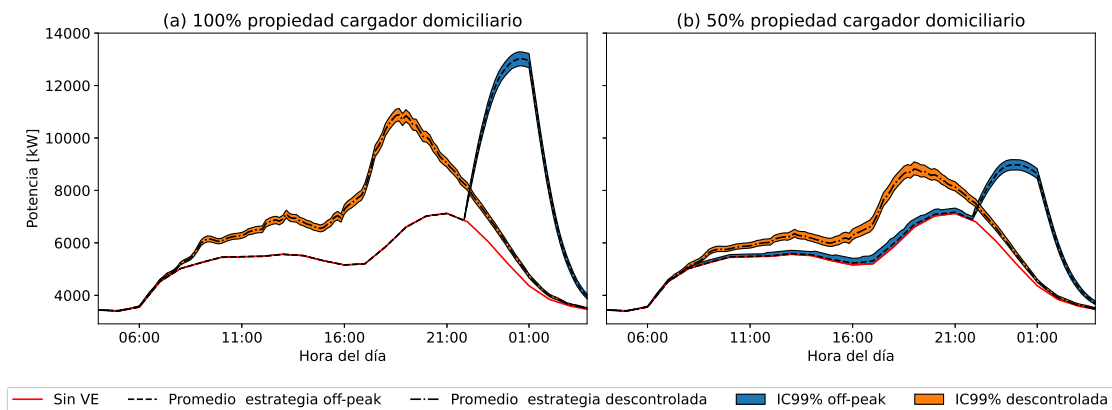


Figura 4.7. Comparación de la demanda eléctrica en cabecera del alimentador con un 58 % de penetración, considerando que los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

Una vez que se permite la carga laboral y comercial los resultados obtenidos en la Figura 4.8 muestran una disminución en los niveles de demanda para todos los casos en análisis. Este efecto es esperado y fue discutido también en la sección 4.1.1.a, ya que se debe la diversificación de los eventos de carga y a la naturaleza del alimentador. Un comportamiento que destacar en la Figura 4.8(b) con respecto a la Figura 4.7(b) es la disminución de la demanda agregada por CCR. Este efecto se aprecia en mayor medida para la estrategia *offpeak*, dado que esa potencia adicional en los horarios distintos al de

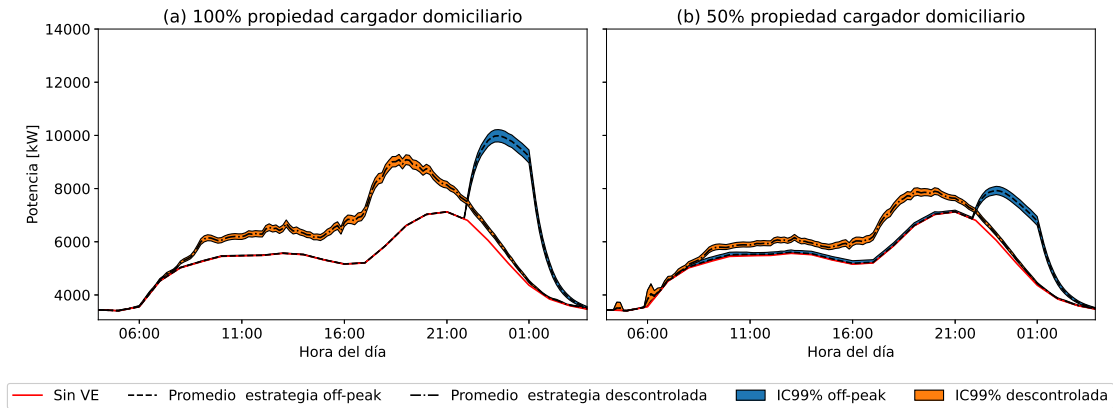


Figura 4.8. Comparación de la demanda eléctrica en cabecera del alimentador con un 58 % de penetración, considerando que los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

tarifa baja se ve disminuida notablemente. Se observa además que los niveles de demanda durante las horas de luz de día se ven disminuidos en el escenario 3 con respecto al escenario 7. Esto es notorio por estar bajo una estrategia de carga descontrolada, pues una buena parte de los eventos de carga domiciliario se ven reducidos producto de la menor presencia de cargadores de este tipo. Lo anterior se suma al hecho de que aumenta el número de eventos de carga laborales y comerciales, de los cuales una buena parte ocurren fuera del alimentador.

4.1.2.b. Impacto en la regulación de tensión

En las Figuras 4.9 y 4.10 se pueden apreciar los resultados para el nodo 1, el cual corresponde al nodo con peor regulación de tensión del alimentador. En aquellos escenarios donde es menor la propiedad de cargadores domiciliarios se ven menores caídas de tensión. Lo anterior va de la mano con los menores retiros de potencia producto del menor número de cargadores en el alimentador. Tal como se ha documentado en la sección 4.1.1.b al permitir la carga laboral y comercial se ven disminuidas las caídas de tensión a lo largo del día para ambas estrategias de carga. En estos escenarios nuevamente se observa el cumplimiento de los límites normativos para todos los nodos monitoreados, el detalle del resto de estos puede observarse en el anexo B.1.2.a.

De estos resultados se puede inferir cuales serían los escenarios con menores impactos en la regulación de tensión alimentadores de este tipo. Aquellos escenarios en donde hay mayor diversidad de carga se obtuvieron mejores resultados, en particular los del escenario 7 y 8. Si bien este alimentador en particular no muestra ventajas destacables en la regulación de tensión para ambas estrategias de carga, es importante comprender que esto podría depender de la topología de cada alimentador. Aquellos alimentadores que cuenten de un centro de consumo muy alejado de la cabecera del alimentador podrían ver ventajas más notorias de la estrategia *offpeak* respecto a la descontrolada.

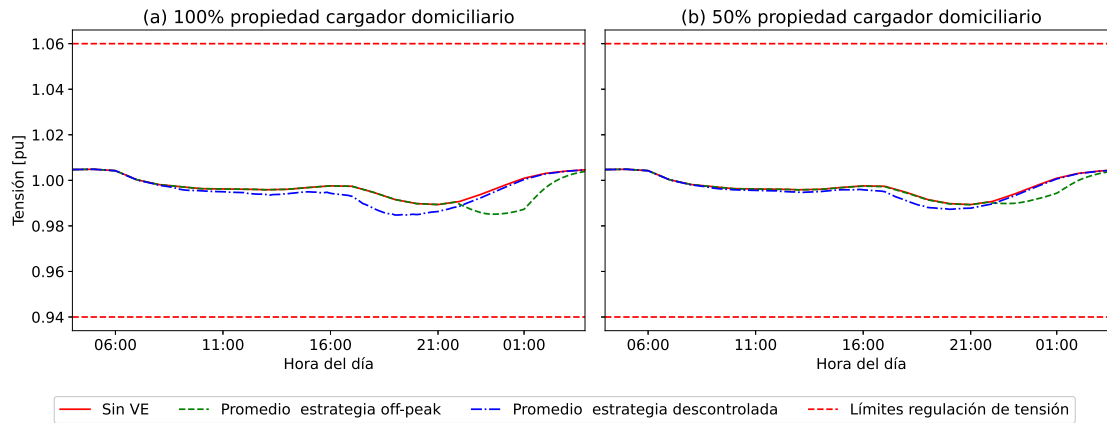


Figura 4.9. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 para un 58% de penetración cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

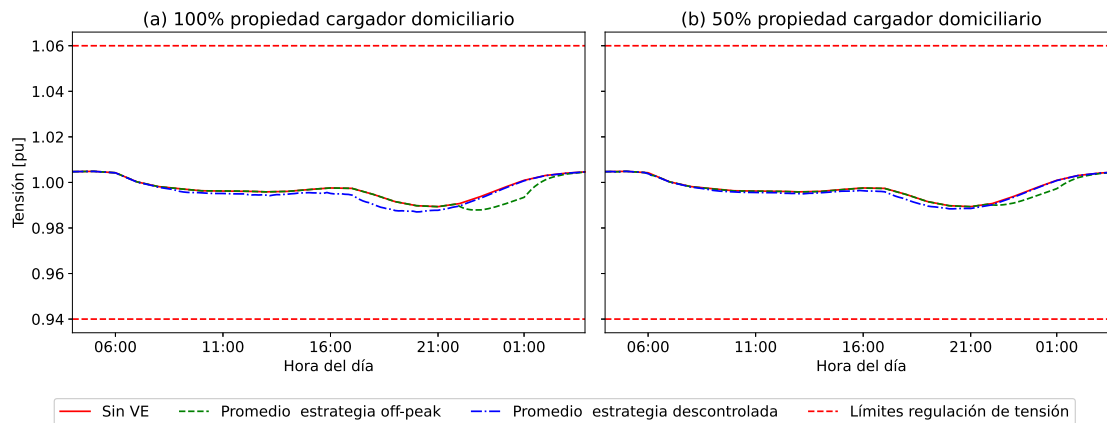


Figura 4.10. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 para un 58% de penetración cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

4.1.2.c. Impacto en niveles de corriente

En la Figura 4.11 se observa que se disminuye el uso de la línea 1 al disminuir a la mitad la propiedad de cargador domiciliarios. Como ya se ha mencionado, esto se debe a la disminución del número de cargadores instalados a lo largo del alimentador. De la Figura 4.12 es evidente que disminuir la propiedad de cargadores en conjunto con permitir la carga en otras localizaciones disminuye el nivel de carga del alimentador. Producto de esto la Figura 4.12(b) es la que presenta la menor utilización de la línea más cercana al comienzo del alimentador. La totalidad de resultados de todas las líneas monitoreadas se encuentran en el anexo B.1.2.b. Se puede apreciar que disminuir la propiedad de cargadores domiciliarios en conjunto con diversificar los eventos de carga aporta en disminuir el nivel de sobrecarga de todas las líneas monitoreadas del alimentador.

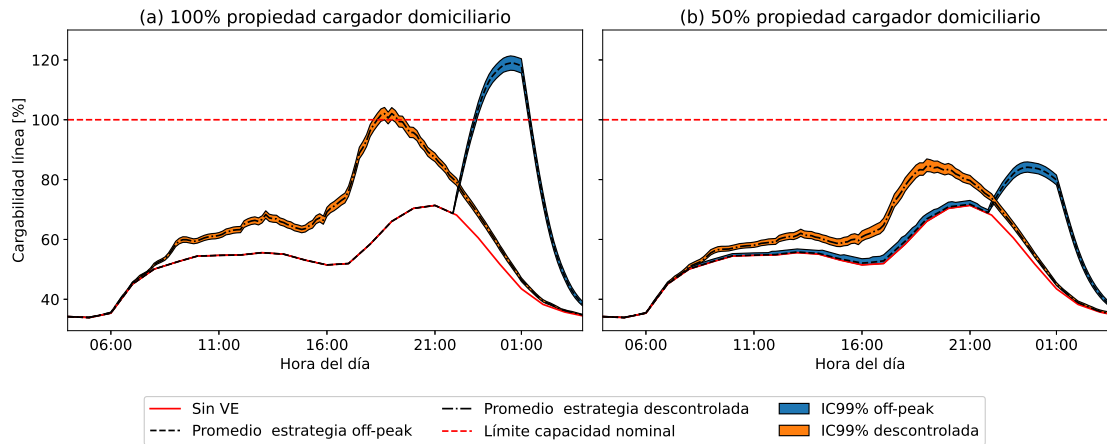


Figura 4.11. Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

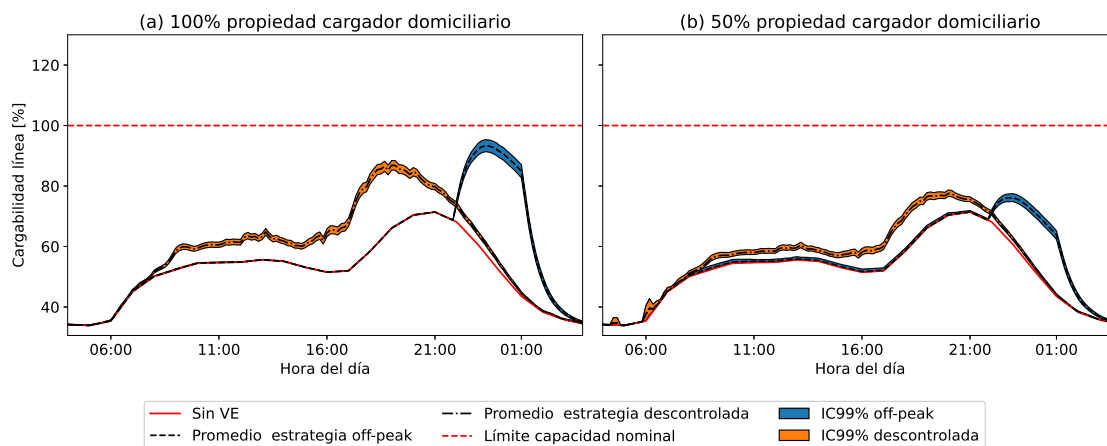


Figura 4.12. Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

4.1.3. Cargas no domiciliarias del alimentador

En cuanto a la carga laboral y comercial se puede observar en las Figuras 4.13 y 4.14 como es agregada la demanda producto de este tipo de cargas a la carga base de estos consumos. Al comparar distintas estrategias de carga y niveles de penetración para un 100 % de propiedad de cargador domiciliario. Mientras que la carga en lugares de trabajo tiende a tener un *peak* a comienzos de horario de inicio de jornada laboral, la carga comercial tiene un perfil más plano a lo largo del día. Este comportamiento propio de un día de semana y proviene de las distribuciones de probabilidad con las cuales se obtienen las probabilidades de transición para esta metodología.

Por otra parte, la carga en CCR en la red no se ha hecho muy presente en los escenarios analizados hasta el momento a pesar de que todos los VE simulados tienen la posibilidad de cargarse en este lugar. Esto tiene relación respecto a como se implementa este evento de carga en la metodología desarrollada. Los resultados indican que implementar este evento fuera de la metodología Markov Chain Monte Carlo estaría limitando el análisis de esta

localización de carga. Se discute más respecto a este fenómeno en la sección 4.2.2

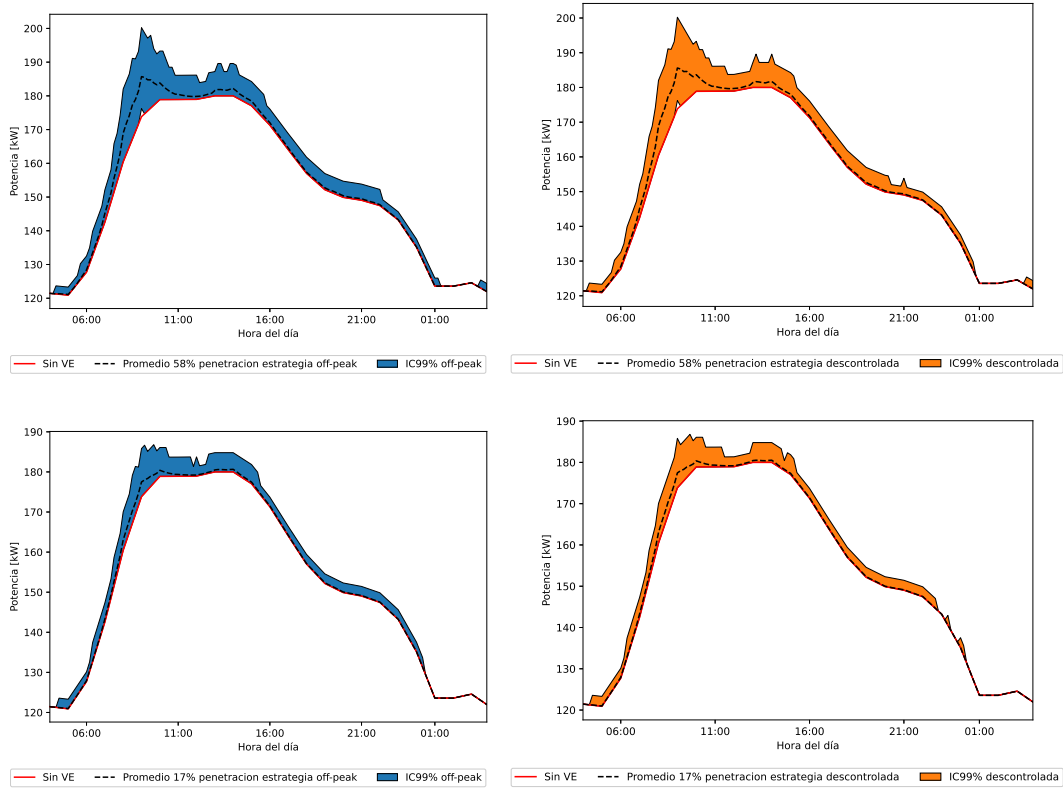


Figura 4.13. Comparación de la demanda eléctrica del lugar de trabajo ante distintos escenarios con 100% de propiedad de cargador domiciliario. (Fuente: Elaboración propia).

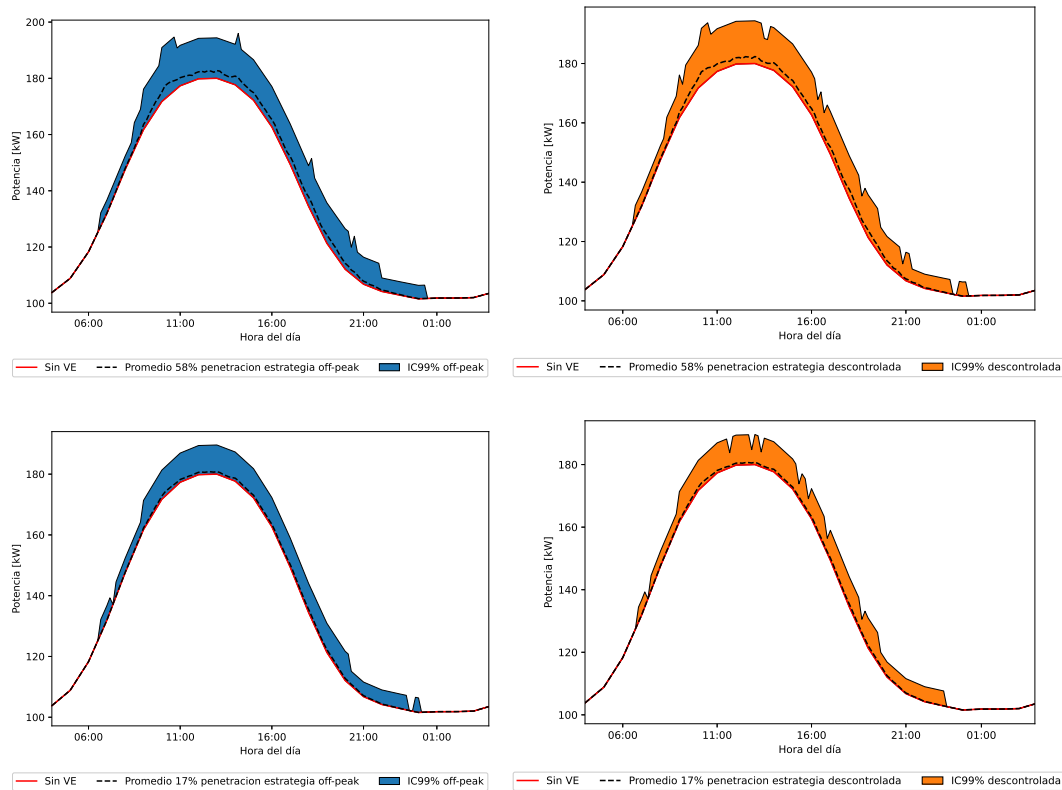


Figura 4.14. Comparación de la demanda eléctrica del lugar comercial ante distintos escenarios con 100% de propiedad de cargador domiciliario. (Fuente: Elaboración propia).

Tanto para la carga laboral como la comercial la demanda agregada es considerablemente menor a la demanda base de sus respectivas cargas y a su vez menor a la potencia agregada total en el alimentador. Debido a esto se discute más a fondo respecto a estos eventos de carga en la sección 4.2.2.

4.2. Impacto producto de todos los eventos de carga

Tal como se discute en la sección anterior, por la naturaleza del alimentador muchos de los eventos de carga no ocurren dentro del mismo, como es el caso de la mayoría de recargas en lugares laborales y comerciales. Lo anterior provocaría que el análisis limitado al alimentador pierda información relevante producto de estos eventos que no impactarían en variables eléctricas de la red. Debido a esto, en esta sección se analizan impactos asociados a la demanda eléctrica agregada por todos los eventos de carga de VE. Este análisis se realiza a partir del registro de los niveles de potencia de carga domiciliaria, laboral, comercial y en CCR de todos los eventos de carga. Siendo estos resultados extraídos desde las simulaciones de los escenarios 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8 según la Tabla 3.4.

4.2.1. Análisis de los niveles de energía

Con el objetivo de comparar los niveles de energía cuando el análisis se limita o no al alimentador se presentan las Figuras 4.15 y 4.16. En la primera figura se observa que los niveles de energía tienden a ser menores en aquellos escenarios en los cuales se identificaron menores impactos en la red. Esto es esperable puesto que parte de los motivos por los cuales se mitigaban impactos negativos del alimentador era por la diversificación de la carga, empujando eventos de carga fuera del análisis. Tal es el caso de los escenarios 3, 4, 7 y 8, los cuales son los escenarios que contemplan carga laboral y comercial.

De la Figura 4.15 también se aprecia que, para un alimentador de características similares al analizado, la estrategia *offpeak* disminuiría la energía demandada en el alimentador con respecto a la otra estrategia de carga. Esta reducción no es tan considerable ya que la energía utilizada de las baterías de VE debiese ser de ordenes similares para todos los escenarios estudiados. La disminución de esta energía puede deberse a las menores oportunidades de carga que produce la estrategia *offpeak* con respecto a la otra estrategia de carga en estudio.

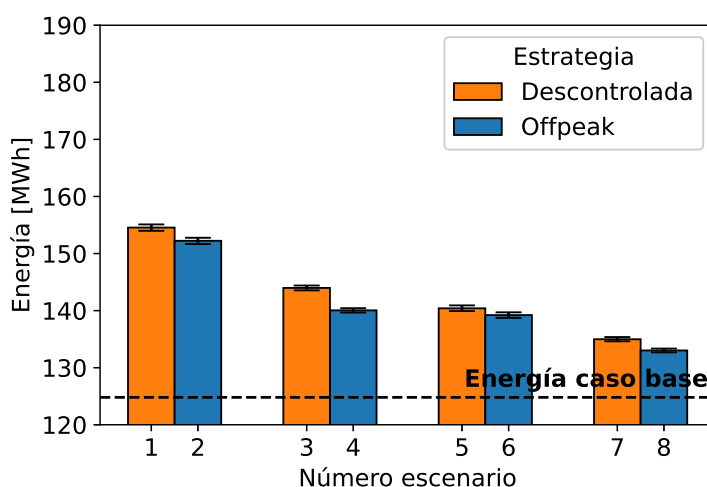


Figura 4.15. Comparación de la energía demandada diariamente producto de solo los eventos de carga en el alimentador para una penetración de VE del 58 % (Fuente: Elaboración propia).

Al analizar los escenarios que contemplan carga laboral y comercial en la Figura 4.16 se puede apreciar que los niveles de energía demandados por la flota de VE son mayores a la observada solo en el alimentador. Los resultados de los escenarios 1, 2, 5 y 6 son los mismos a los del análisis en el alimentador puesto que estos escenarios no contemplan carga en lugares de trabajo y lugares comerciales. Es razonable que aquellos escenarios que contemplan mayor diversidad de carga y menor propiedad de cargadores domiciliarios muestren un aumento tan considerable de la energía demandada. Esto se refleja en los escenarios 7 y 8, donde hay un 50 % de propiedad de cargadores domiciliarios y posibilidad de carga en todos los estados. Esto se debe a que aumentan los órdenes de magnitud de la energía diaria necesaria por las baterías de la flota de VE, ya que aparecen vehículos que tienen un SOC inicial menor al 100 %.

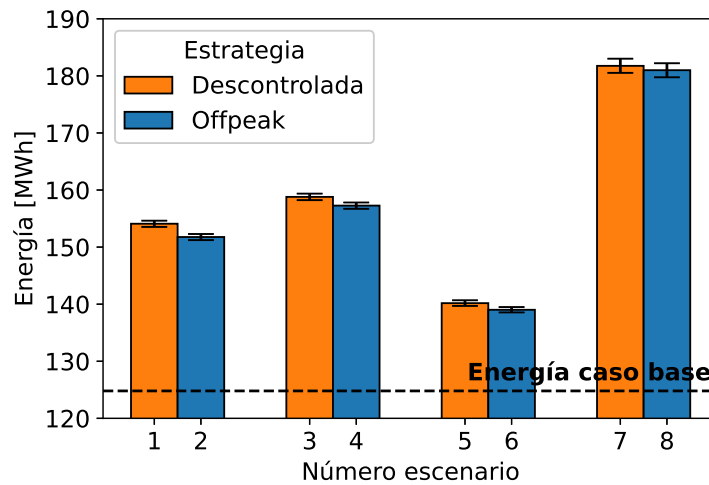


Figura 4.16. Comparación de la energía demandada diariamente producto de todos los eventos de carga para una penetración de VE del 58 % (Fuente: Elaboración propia).

4.2.2. Análisis de la demanda eléctrica

En cuanto a la demanda diaria total agregada por la flota de VE simulada, se presentan los perfiles de demanda diarios todos los escenarios que contemplan una penetración del 58 % en las Figuras 4.17 y 4.18. Estas figuras se generan estimando y sumando el promedio de la demanda agregada de las localizaciones posibles para cargar VE para cada escenario e instante de tiempo. Se agrega como consumo base de red a toda la potencia instalada de carácter domiciliario, laboral y comercial que fue considerado en el estudio del alimentador. En ese sentido estos resultados se asemejarían a un estudio considerando que todos los eventos de carga ocurriesen dentro del mismo alimentador. El detalle de los resultados de este tipo para todos los escenarios mostrando los IC99 % se pueden encontrar en el anexo B.2.1.

Es importante destacar que aquellos escenarios que no contemplan carga laboral y comercial no presentan diferencias considerables con respecto a los resultados presentados en la sección 4.1. Esto debido a la naturaleza del alimentador estudiado, y por las consideraciones realizadas, todos los eventos de carga ocurrían dentro del mismo alimentador para los escenarios 1, 2, 5 y 6. Respecto a estos escenarios, solo en las Figuras 4.17(c) 4.18(c) se observa una proporción distinguible de carga en CCR. Esto debido a la aparición de conductores que dependían exclusivamente de esta IRVE para abastecer sus vehículos. El detalle de la demanda agregada por CCR por estos escenarios se encuentra en la Figura 4.19. En ambos escenarios se observa que hay un *peak* en el horario de salida del trabajo, para los cuales se produce el mayor número de eventos de viajes con menores niveles de SOC. Un aspecto interesante que destacar de estos resultados es el hecho de que la carga en CCR no muestra ser afectada de manera considerable por la estrategia de carga implementada. Si bien la demanda agregada por CCR es considerablemente menor a los otros orígenes de carga, estos niveles podrían ser mayores en la práctica. Esto se debe al como se modelan estos eventos en la metodología desarrollada, ya que solo se contemplan los eventos en CCR cuando el SOC de un VE baja del 15 %. Por lo tanto, solo se modelan eventos de CCR que ocurran por necesidad de abastecimiento, cuando en la práctica

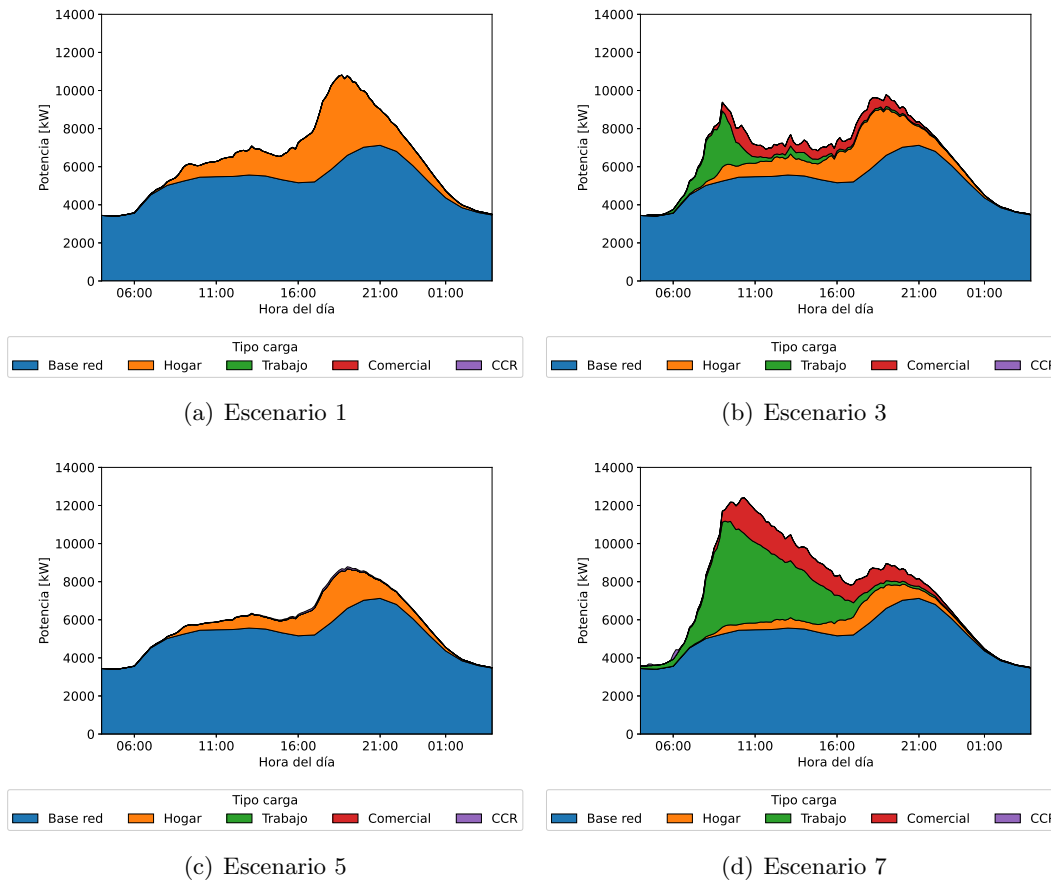


Figura 4.17. Comparación de escenarios 1, 3, 5 y 7 de la demanda eléctrica promedio de todos los eventos de carga bajo una estrategia descontrolada. (Fuente: Elaboración propia).

podrían existir viajes rutinarios por parte de algunos conductores a estas localizaciones. Los niveles bajos de demanda agregada por CCR pueden interpretarse como un indicador de que la capacidad de la batería de VE simulada sería suficiente en muchos casos para los viajes diarios que realizan los conductores. A medida que pasa el tiempo cada vez aparecen modelos de VE con batería de mayor capacidad, mejorando cada vez más la autonomía de estos modelos. Debido a esto, la carga en CCR por necesidad de abastecimiento podría verse disminuida en el futuro y no ser un evento de carga tan grande, tal como se observa en estos resultados.

Los resultados de los escenarios que consideran la carga laboral y comercial demuestran cómo se distribuyen estos eventos de carga a lo largo del día. En las Figuras 4.17(b) y 4.18(b) se observa un efecto de aplanamiento de la curva para estos escenarios de adopción de electromovilidad. Estos corresponderían a escenarios deseables para este nivel de penetración, ya que la diversidad de los eventos de carga logra distribuir la demanda agregada a lo largo del día. A pesar de esto, en ambos escenarios aparecen máximos locales de demanda eléctrica en horas de la mañana producto de la llegada de parte de los conductores a los lugares de trabajo. Este fenómeno no puede evitarse en ausencia de SGC y estrategias de carga controlada, ya que es un efecto natural de la carga descontrolada en lugares de trabajo. Este efecto vuelve a aparecer en las Figuras 4.17(d) y 4.18(d), se puede apreciar

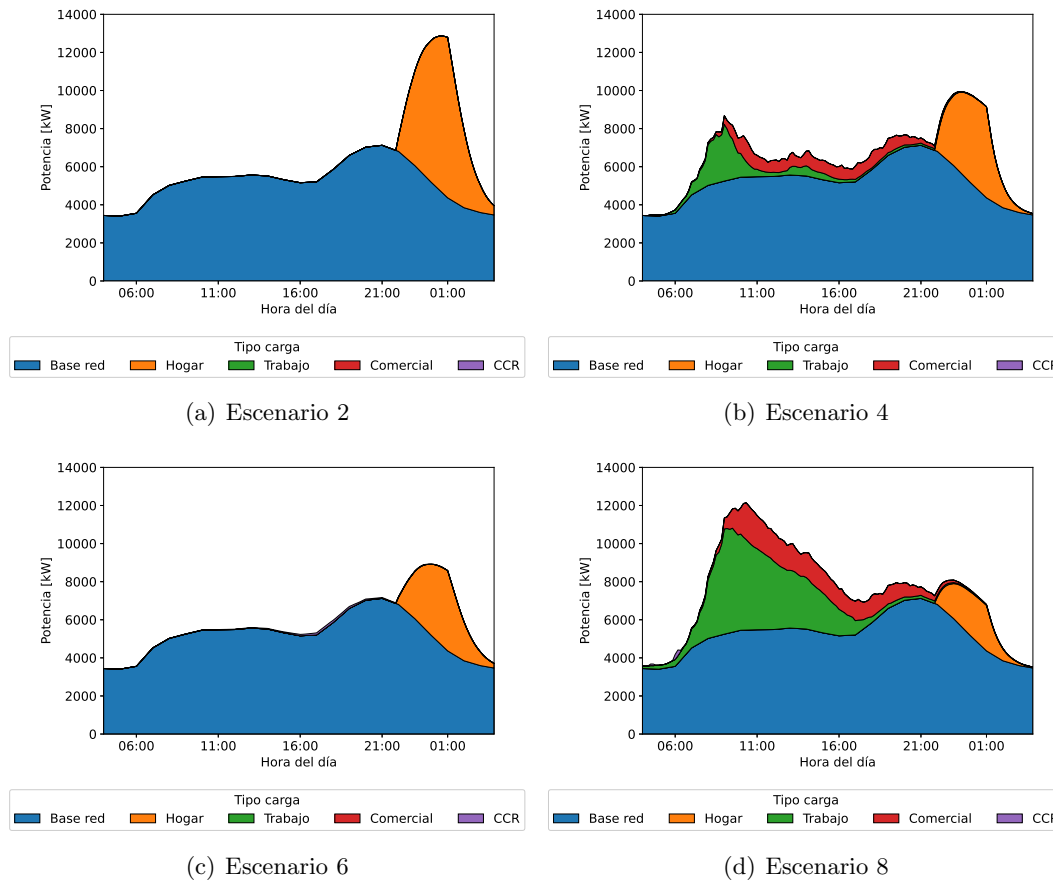


Figura 4.18. Comparación de escenarios 2, 4, 6 y 8 de la demanda eléctrica promedio de todos los eventos de carga bajo una estrategia offpeak. (Fuente: Elaboración propia).

que producto de la diversidad en los eventos de carga aparece un nuevo *peak* de demanda en horas de la mañana. La principal diferencia de los escenarios 7 y 8 con los escenarios 3 y 4 respectivamente es el hecho de que los primeros consideran una propiedad del 50% de cargadores domiciliarios. Esto provoca que la carga domiciliaria y comercial sea el principal método de abastecimiento para una proporción importante de la flota simulada. Estos escenarios serían poco deseables ya que finalmente se vuelven a concentrar los eventos de carga alrededor de un horario específico, llegando a un *peak* de ordenes similares al caso sin diversidad de carga. De estos resultados se deduce que la carga laboral y comercial es beneficiosa siempre y cuando existan las condiciones e incentivos para que la carga sea diversa temporal y geográficamente. Para lograr esto podrían implementarse incentivos tarifarios o forzar esta diversidad pasando a una estrategia de carga controlada mediante SGC que contemple la carga en todas estas localizaciones.

4.2.3. Caracterización horaria de los cargadores de VE

A continuación se presenta una comparación de los patrones de demanda normalizados en función de la potencia instalada en cargadores domiciliarios para la carga H1 y para todo el alimentador. Por ejemplo, en el contexto del escenario de estudio 1, la carga H1

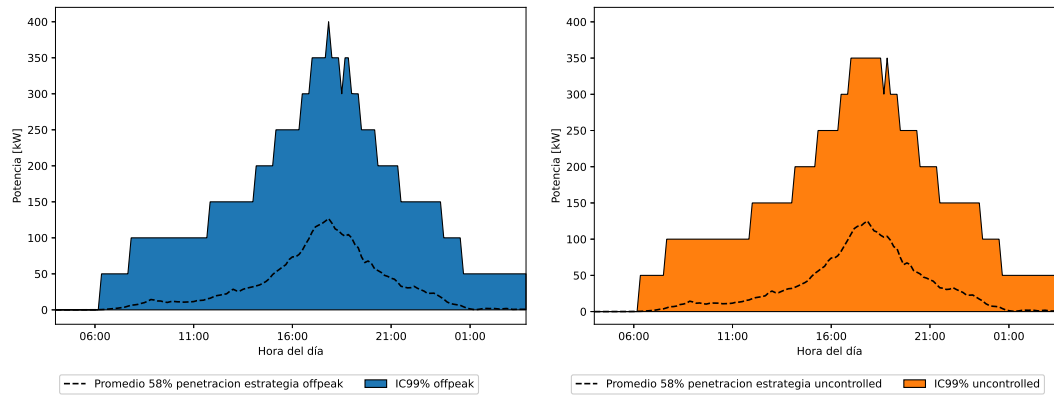
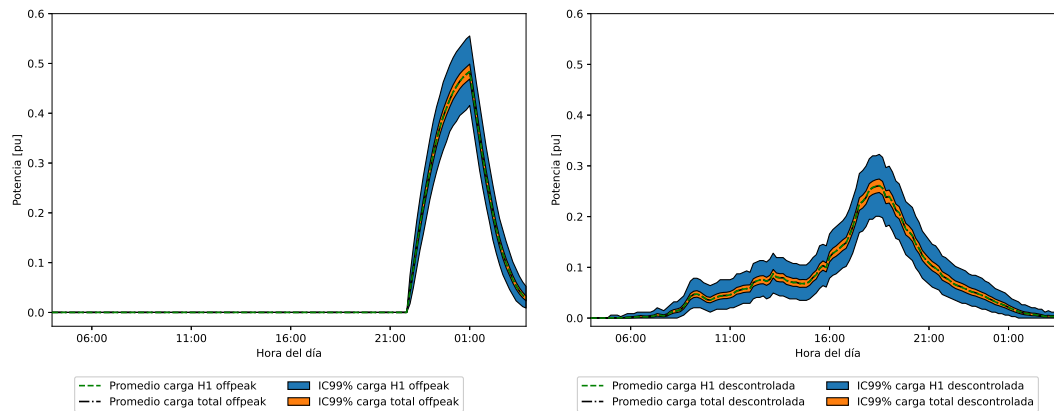


Figura 4.19. Patrones de carga de VE en CCR para una penetración del 58%, correspondiente a los escenarios 5 y 6. (Fuente: Elaboración propia).

considera un total de 344 cargadores mientras que el total de cargadores instalados en el alimentador es de 7260. Este número de cargadores es multiplicado por los 2.4[kW] de potencia de carga considerada para este estudio, obteniéndose así la potencia instalada para cada caso. Por lo anterior, el máximo de estos gráficos corresponderá al Factor de demanda (FD) asociado al escenario de adopción de electromovilidad en estudio.



(a) Estrategia offpeak

(b) Estrategia descontrolada

Figura 4.20. Comparación de patrones de carga domiciliarios de VE normalizados en función de la potencia instalada para una penetración del 58% (Fuente: Elaboración propia).

En la figura 4.20 se aprecia que el FD de una estrategia *offpeak* es mayor al de una estrategia descontrolada. Esto es razonable al observar que en el segundo caso los eventos de carga de VE se distribuyen en mayor medida a lo largo del día, mientras que la estrategia *offpeak* tiende a concentrar estos eventos dentro de un rango de horas. Se aprecia además que el promedio es sumamente similar a lo largo del día para el caso de una misma estrategia de carga pero distinta cantidad de cargadores instalados. Esto permite inferir que el promedio de este tipo de curva podría ser extrapolable de manera independiente al número exacto de cargadores instalados. Sin embargo, el número de cargadores instalados debe ser el suficiente para que esta comparación sea razonable en términos de la dispersión en

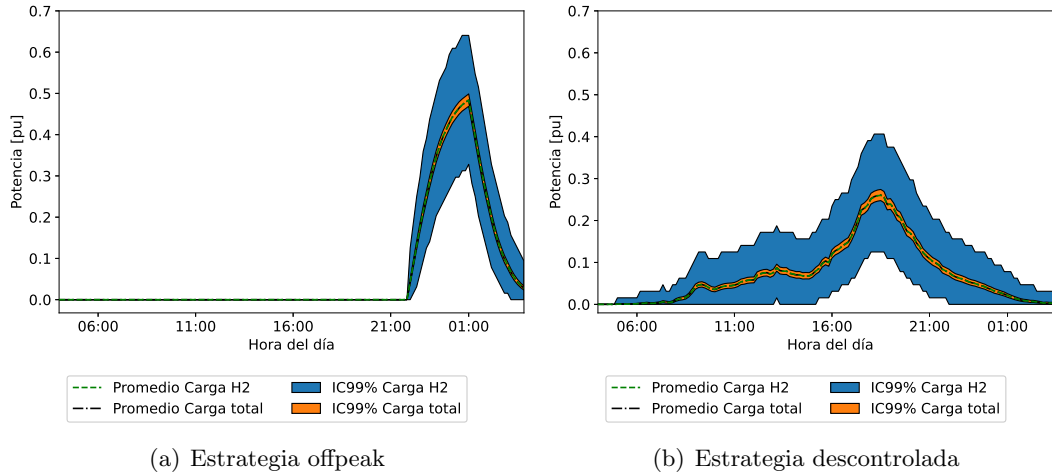


Figura 4.21. Comparación de patrones de carga domiciliarios de VE normalizados en función de la potencia instalada para una penetración del 17% en la carga H2 y el total del alimentador para una penetración del 58% (Fuente: Elaboración propia).

torno al valor promedio. Tal como se aprecia en las Figuras 4.20(a) y 4.20(b), los límites superiores e inferiores del intervalo de confianza se alejan más del valor promedio a medida que el número de cargadores simulados disminuye. Esto también se puede apreciar en las Figuras 4.21(a) y 4.21(b), donde se comparan 32 cargadores instalados en la carga H2 con respecto a los 7260 totales de un 58% de penetración. Se aprecia que el promedio de la demanda normalizada sigue siendo constante a pesar de la considerable diferencia en cuanto a potencia instalada de las cargas comparadas. Sin embargo, en ambas figuras se obtienen intervalos de confianza mas grande en torno al valor promedio con respecto al observado en la Figura 4.20. Este fenómeno se debe al grado de dispersión agregado producto de la magnitud de la potencia de carga simulada y al número de cargadores instalados. Debido a lo anterior, para el dimensionamiento de alimentadores sería recomendable utilizar el FD impuesto por los límites superiores del IC99%. Este último tendería a 1 a medida que disminuya el número de cargadores instalados, puesto que se haría mas grande el efecto de la coincidencia de eventos de carga. Ya que el aporte en la curva de cada cargador crecería al tener cada vez una proporción más grande de la potencia total instalada. Considerando que el ancho de este intervalo de confianza depende de la potencia instalada, estos FD deben definirse de manera decreciente por tramos a medida que sean mayores los niveles de potencia instalada. Por esto, en ausencia de SGC y estrategias de carga que tomen control del nivel de potencia, se vuelve una necesidad aplicar un FD unitario para el dimensionamiento de alimentadores de un número bajo de cargadores.

Es importante destacar que bajo el análisis de un número importante de cargadores el valor promedio del FD tiende a un valor de 0.48 en la Figura 4.20(a), mientras que tiende a un valor promedio de 0.26 para el caso de la Figura 4.20(b). El detalle de los valores promedio y límites de IC99% para estos escenarios pueden observarse en las Tablas 4.1 y 4.2 respectivamente. En estas tablas se compara además estos parámetros para distinto nivel de propiedad de cargador domiciliario, mostrando que el promedio se mantiene de orden similar para ambos casos. Esto es un resultado esperable considerando la normalización que se está ejerciendo para estimar estos FD. El detalle de otros escenarios más se encuentran en el anexo B.3, los cuales comparan el efecto de la carga laboral y

Tabla 4.1

COMPARACIÓN DE FACTORES DE DEMANDA OBTENIDOS PARA ESCENARIOS CON 58 % DE PENETRACIÓN, CON ESTRATEGIA DE CARGA OFFPEAK Y CON CARGA POSIBLE SOLO EN DOMICILIO Y EN CCR (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Escenario	100 % propiedad cargador domiciliario		50 % propiedad cargador domiciliario	
	H1	Total alimentador	H1	Total alimentador
límite superior IC99 %	0.5552	0.4988	0.5803	0.5047
Promedio	0.4836	0.4836	0.4840	0.4836
límite inferior IC99 %	0.4157	0.4687	0.3886	0.4836

Tabla 4.2

COMPARACIÓN DE FACTORES DE DEMANDA OBTENIDOS PARA ESCENARIOS CON 58 % DE PENETRACIÓN, CON ESTRATEGIA DE CARGA DESCONTROLADA Y CON CARGA POSIBLE SOLO EN DOMICILIO Y EN CCR (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Escenario	100 % propiedad cargador domiciliario		50 % propiedad cargador domiciliario	
	H1	Total alimentador	H1	Total alimentador
límite superior IC99 %	0.3226	0.2741	0.3420	0.2796
Promedio	0.2612	0.2608	0.2602	0.2608
límite inferior IC99 %	0.2006	0.2475	0.1813	0.2421

comercial en el FD domiciliario. Estos resultados muestran un FD promedio de 0.27 y 0.16 para estrategia *offpeak* y descontrolada respectivamente. Queda en evidencia que el FD promedio es invariable a la variación del número de VE para el tamaño de la flota simulada. También se obtiene una métrica adicional indicando cuales escenarios de adopción de electromovilidad reducen en mayor medida el impacto por carga domiciliaria. Tal como se identifica en la sección 4.1, aquellos escenarios que consideran la posibilidad de carga laboral y comercial reducen de manera considerable los niveles demandados por carga domiciliaria. Respecto a los FD obtenidos, el mayor valor de este índice para la estrategia *offpeak* en la mayoría de escenarios es un indicador de la concentración de los eventos de carga dentro de un horario específico. Si bien esto podría implicar la necesidad de sobredimensionar la infraestructura de alimentadores, es algo que podría mitigarse proponiendo estructuras tarifarias distintas. Proponer por ejemplo dos bloques horarios distintos de tarifa baja para una misma cantidad de usuarios disminuir la concentración de estos consumos en un solo horario.

4.3. Aproximación para estudios sistémicos de distribución

4.3.1. Aproximación por patrón de carga normalizado

En función de la caracterización de la carga domiciliaria se obtienen curvas de carga horaria normalizadas en función de la potencia instalada. Considerando que los valores promedio de estas curvas suelen ser invariantes para escenarios similares siempre y cuando se instale una cantidad considerable de cargadores, se propone utilizar estos como método de aproximación. Esta sería más precisa en un alimentador donde predomine un tipo de

carga en específico, como es el caso de la carga domiciliaria en el alimentador Cristóbal Colon. Al poseer número de cargadores instalados de un mismo tipo la aproximación llegará a resultados similares a los entregados por la simulación estocástica desarrollada.

Tabla 4.3

COMPARACIÓN DE RESULTADOS PARA EL PEAK DE DEMANDA DE LA METODOLOGÍA ESTOCÁSTICA CON RESPECTO A LA APROXIMACIÓN PROPUESTA A LAS 21:00 DE LA SIMULACIÓN (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Método simulación	Potencia [kW]		
Aproximación FD	9047.42		
MCMC	Límite inferior IC99 %	Promedio	Límite superior IC99 %
	8884.53	9048.18	9219.59

Tabla 4.4

COMPARACIÓN DE RESULTADOS PARA LA TENSIÓN DEL NODO 1 DE LA METODOLOGÍA ESTOCÁSTICA CON RESPECTO A LA APROXIMACIÓN PROPUESTA A LAS 21:00 DE LA SIMULACIÓN (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Método simulación	Tensión [pu]		
Aproximación FD	0.9863		
MCMC	Límite inferior IC99 %	Promedio	Límite superior IC99 %
	0.9860	0.9863	0.9866

Tabla 4.5

COMPARACIÓN DE RESULTADOS PARA LA SOBRECARGA DE LA LÍNEA 1 DE LA METODOLOGÍA ESTOCÁSTICA CON RESPECTO A LA APROXIMACIÓN PROPUESTA A LAS 21:00 DE LA SIMULACIÓN (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Método simulación	Cargabilidad línea [%]		
Aproximación FD	87.3962		
MCMC	Límite inferior IC99 %	Promedio	Límite superior IC99 %
	86.0219	87.4038	88.8557

En las Tablas 4.3, 4.4 y 4.5 se puede observar la comparación de algunos resultados obtenidos por la aproximación propuesta con respecto a la metodología MCMC desarrollada. Es evidente al analizar estos resultados que la aproximación obtiene resultados considerablemente cercanos al valor promedio que entrega la simulación estocástica. Todos los resultados están dentro del rango del intervalo de confianza de las respectivas variables analizadas. Resultados similares se obtienen para otros escenarios. Los tabla de factores de aproximación por patrón de carga junto con una explicación de cómo aplicar el método se encuentra en el anexo C.

Esta aproximación permitiría ahorrar tiempo de simulación al momento de ejecutar estudios que impliquen simular una flota considerable de VE pero que no contemplen el análisis del grado de incertidumbre. El ahorro de tiempo sería probable ya que solo se ejecutaría un flujo de potencia bajo este tipo de estudios, a diferencia de las 13000 iteraciones en las cuales cada una de estas se ejecutaron 144 flujos de potencia del estudio MCMC. Si bien los estudios ejecutados con esta aproximación perderían parte la información que entrega una simulación estocástica, estos permitirían hacer una estimación rápida de los impactos en las variables eléctricas de interés.

4.3.2. Caso de estudio armónico simple

Para poner en práctica la aproximación planteada en la sección 4.3.1 se realiza un caso de estudio armónico. Este se ejecuta en OpenDSS, simulando los escenarios 1A, 2A, 3A y 4A en el alimentador Cristóbal Colón considerando solo el aporte de cargas domiciliaria de VE. El motivo detrás de solo considerar estos eventos es los horarios para los cuales se ejecutan estos escenarios, ya que son horarios en donde el resto de los eventos de carga de VE en el alimentador no son relevantes. Los primeros dos escenarios se ejecutan simulando las 21:00 mientras que los últimos dos lo hacen simulando las 01:00. La ubicación y cantidad de cargadores de VE son los mismos utilizados en los escenarios del estudio estocástico. Si bien se considera el aporte de todos los cargadores domiciliarios, para motivos de presentar resultados y contrastar con armónicos se presenta el resultado en el punto de conexión de la carga H1. Esto debido a que es en el punto de conexión de cada VE en el cual podrían apreciarse mayores impactos en cuanto a distorsión armónica, puesto que las líneas de distribución suelen actuar filtrando los armónicos inyectados.

Tabla 4.6

RESULTADOS DE LAS DISTORSIONES ARMÓNICAS INDIVIDUALES Y TOTALES DE TENSIÓN Y CORRIENTE ELÉCTRICA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN DE LA CARGA H1 PARA LOS ESCENARIOS DE ESTUDIO ARMÓNICO (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Variable	Limites normativos		Número escenario							
			1A		2A		3A		4A	
	V	I	V	I	V	I	V	I	V	I
D_3 [%]	5	16.6	0.370	3.140	0.200	3.140	1.504	3.140	0.945	3.140
D_5 [%]	6	12	0.162	3.400	0.086	3.400	0.712	3.400	0.407	3.400
D_7 [%]	5	8.5	0.080	1.220	0.043	1.220	0.347	1.220	0.202	1.220
D_9 [%]	1.5	2.2	0.218	0.850	0.124	0.850	0.653	0.850	0.493	0.850
THD [%]	8	20	0.466	4.861	0.254	4.861	1.821	4.861	1.159	4.861

En la Tabla 4.3.2 se pueden observar los resultados obtenidos por el estudio armónico. Se observa que la distorsión armónica individual de corriente en todos los escenarios es igual para todos los escenarios en el punto de conexión de la carga H1. Esto es esperable ya que corresponde la forma en la cual se modelan las cargas durante los estudios armónicos en OpenDSS, forzando un espectro armónico de corriente específico. Lo anterior también explica el porque en el punto de conexión el THD de corriente es el mismo para todos los escenarios. Por lo anterior, se observa que todos los escenarios cumplen con lo exigido por la normativa en cuanto a inyección armónica de corriente, tanto para la distorsión individual como la total. Por otro lado, al analizar el contenido armónico de la tensión se pueden comenzar a apreciar diferencias entre los distintos escenarios. Los escenarios que simulan la estrategia descontrolada a las 21:00 son los que menores inyecciones de armónicos de tensión producen, puesto que estos son los escenarios que demandan menor potencia. Debido a al método por el cual OpenDSS simula armónicamente las cargas, estas inyectaran mayor contenido armónico mientras mayor sea el flujo de potencia a frecuencia fundamental del cual da inicio la simulación. Por este mismo motivo, los escenarios 3A y 4A son los que presentan mayores niveles de distorsión armónica de tensión. Estos corresponden a los escenarios de estrategia *offpeak* a las 01:00, los cuales presentaron los mayores niveles de demanda en el alimentador con la simulación MCMC. A pesar de lo anterior, se puede apreciar que en todos estos escenarios se cumplen con los límites normativos en cuanto a distorsión armónica individual y total de tensión.

Capítulo 5

Conclusiones

5.1. Conclusiones y recomendaciones normativas

El impacto en las variables eléctricas de interés producto de la carga domiciliaria de vehículos eléctricos se estima del análisis del alimentador Cristóbal Colón. Con un 58 % de penetración, cuando todos los conductores de estos vehículos solo tienen acceso a infraestructura de carga instalada en sus domicilios se evaluaron las estrategias de carga descontrolada y offpeak. Considerando que los conductores carguen sus vehículos cada vez que tengan la oportunidad, el aumento de demanda tiende a coincidir con el horario de mayor demanda base del sistema. Bajo estas mismas condiciones, se obtuvieron incluso mayores niveles de demanda al aplicar un horario de tarifa baja a partir de las 22:00, siendo estos efectos negativos más notorios mientras mayor fuese el tamaño de la flota de vehículos eléctricos. La causa de esto se identifica como el hecho de concentrar los eventos de carga en torno a un mismo horario, provocando que sea más probable la coincidencia de varios vehículos en estado de carga. Aún siendo estos los escenarios de mayor impacto dentro del alimentador, la regulación de tensión de la red siempre se encuentra dentro de los valores exigidos por la normativa. En cuanto a los niveles de corriente, la sobrecarga de las líneas aumenta conforme aumenta la demanda del alimentador. Lo anterior empujó algunas líneas a superar su máxima capacidad de transferencia bajo estas condiciones y ambas estrategias de carga. Sin embargo, la necesidad de reemplazar o reforzar este tipo de infraestructura depende de la topología y planificación de cada red, por lo que no todos los alimentadores de este tipo se verían con certeza en esta necesidad.

Todos los impactos en el alimentador se ven considerablemente disminuidos ante una penetración del 17 % de los modelos eléctricos en la flota total de vehículos de la zona. Bajo estas condiciones la demanda eléctrica presenta aumentos menores del peak de esta, siendo en este caso la estrategia offpeak la que produce menores aumentos de la misma. En cuanto a niveles de tensión y corrientes, se obtienen menores impactos en estas variables, no llegando a superar la capacidad de transferencia de las líneas de la red bajo estas condiciones. Un aspecto a destacar de la comparación de distintas penetraciones es que la estrategia offpeak por sí sola podría llegar a limitar el número de vehículos eléctricos admisibles para una determinada red. Para evitar esto deberían existir incentivos para que la carga de flota de vehículos no coincida en torno a un mismo horario. Horas de inicio de tarifa baja diferidas o la posibilidad de más de un bloque de tarifa baja podrían ser algunas alternativas por estudiar a futuro.

Una mitigación de los impactos negativos en las variables eléctricas del alimentador se logra al diversificar temporal y geográficamente los eventos de carga de vehículos eléctricos. Esto permitiendo que toda la flota de VE tenga acceso a carga en lugares de trabajo y lugares comerciales. Se evalúa esta posibilidad en alimentador en estudio para una penetración del 58 %, teniendo solo una pequeña proporción los eventos de carga laborales y comerciales ocurriendo dentro del alimentador por la naturaleza domiciliaria del mismo. Resultados positivos se obtienen para el patrón de demanda de la red, observándose disminuciones considerables del peak de demanda. Esta muestra una disminución de 11.3[MW] a 9.29[MW] en el caso de estrategia de carga descontrolada y de 13.29[MW] a 10.22[MW] en estrategia offpeak. En cuanto a los niveles de tensión, estos nuevamente cumplen con las exigencias impuestas por la normativa local. Por otra parte, los niveles de sobrecarga de las líneas monitoreadas se ven considerablemente disminuidas, evitando superar la capacidad de transferencia de las mismas en estos escenarios. Por lo tanto, incentivar diversificación temporal y geográfica de los eventos de carga es una medida que permitiría mitigar los impactos en alimentadores de distribución de este tipo.

En cuanto a la carga laboral y comercial de vehículos eléctricos, la primera fue la más presente a lo largo de los escenarios simulados. Esto debido en parte al hecho de estar analizando un día de semana para todos los casos de estudio. Por la naturaleza domiciliaria del alimentador Cristóbal Colón este tipo de carga no presentó impactos importantes en el mismo de manera directa. Un impacto indirecto fue la disminución de la carga domiciliaria al diversificar los eventos de carga de los vehículos como ya fue mencionado. Sin embargo, al considerar los eventos de carga fuera del alimentador se observó que una fuerte dependencia de la carga laboral y comercial podría ser negativo para el sistema eléctrico. Generando incluso un segundo peak de demanda en horas de la mañana en el caso más extremo. Sin embargo, en un escenario en donde los conductores tienen acceso a tanto carga de este tipo como a cargadores en su domicilio se obtienen resultados positivos mitigando los impactos negativos en la demanda. Estos resultados incluso muestran un efecto de aplanamiento de la curva de demanda a lo largo del día. Por lo anterior, promover el acceso a carga en lugares de trabajo y de otros tipos como estacionamientos públicos o centros comerciales podría ser una alternativa atractiva para mitigar impactos por la carga de estos vehículos. Sin embargo, es importante evitar que los conductores terminen dependiendo de únicamente de una localización de carga.

Respecto a la carga en centros de carga rápida solo se vuelven relevantes en escenarios donde aparezcan vehículos que no tienen acceso a ningún otro tipo de carga. De todos modos, el impacto en los patrones de demanda del alimentador no es de una magnitud considerable. Esto es un indicador de que no sería considerable el impacto de aquella carga en centros de carga rápida que provenga de la necesidad que conlleva tener un estado de carga muy bajo en la batería durante los trayectos del día. Por la forma en que se implementa esta posibilidad de carga en la metodología desarrollada solo se está evaluando esta motivación para visitar este tipo de lugares. Por lo anterior, la demanda agregada debido a centros de carga rápida podría ser mayor a la obtenida y podría requerir un estudio más enfocado en esta.

En función del estudio realizado, se hacen las siguientes recomendaciones al pliego técnico normativo RIC N^o 15 y a la futura normativa técnica asociada a electromovilidad:

- Mantener aplicación de factor de demanda unitario para el dimensionamiento de conductores y equipos infraestructura de recarga de vehículos eléctricos que no cuenten

con un sistema de gestión de carga. Esto considerando la instalación de un número reducido de cargadores de vehículos.

- No es necesario exigir en el corto plazo la obligación de que la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos cuente con un sistema de gestión de carga. Esto ya que incentivar la carga laboral y comercial permitiría mitigar impactos de manera similar a las estrategias de carga controladas para las proyecciones de penetración de electromovilidad actuales.
- Para el dimensionamiento de conductores y equipos en redes de distribución puede utilizarse la aproximación por patrón de carga normalizado descrita en el anexo C. Estos valores son recomendados para simular los escenarios explicitados en este anexo y los resultados deben interpretarse como aproximaciones del impacto real que podría provocar la carga de estos vehículos.

Otras recomendaciones que podrían no ir al caso de normativa técnica pero que permitirían escenarios más favorables de adopción de electromovilidad:

- Promover la presencia de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos en lugares de trabajo, lugares comerciales y cualquier otro tipo de estacionamiento de carácter público o privado.
- Permitir la posibilidad de acceso a tarifas distintas para la recarga de vehículos eléctricos, incentivando así la carga en horarios distintos al punta.
- Hacer un levantamiento de información sobre uso de vehículos eléctricos en Chile. Esto ya que estos antecedentes permitirían la realización de estudios más representativos de la realidad nacional.

5.2. Trabajo futuro

- Desarrollar una metodología Markov Chain Monte Carlo que contemple la carga en centros de carga rápida como un estado extra de las matrices de transición. De esta manera poder simular esta posibilidad de carga de forma más representativa del uso real que se le da a esta infraestructura.
- Complementar el modelo desarrollado con el estudio de estrategias de carga controladas unidireccionales en convivencia con esquemas de tarifas diferenciados para vehículos eléctricos. Esto con el objetivo de comparar más escenarios factibles de adopción de electromovilidad.
- Ejecutar la metodología Markov Chain Monte Carlo desarrollada en conjunto con otras metodologías para estimar el crecimiento de otros consumos. Esto abriría la posibilidad de utilizar la metodología desarrollada en estudios de planificación de corto a largo plazo.
- Estudiar los niveles de distorsión armónica de tensión y corriente al implementar flujos de potencia armónico dentro de la simulación Markov Chain Monte Carlo. Se recomendaría considerar para estos casos la variación del espectro armónico para cada etapa del proceso de carga del vehículo.

Apéndice A

Resumen Ejecutivo

Actualmente, los vehículos eléctricos (VE) cuentan con ventajas importantes respecto a los vehículos de combustión interna (VCI) gracias a los diversos avances tecnológicos. La alta eficiencia de los motores eléctricos, el bajo costo de la energía eléctrica necesaria para impulsar estos motores y la nula emisión de gases de efecto invernadero (GEI) son algunas de estas ventajas. Considerando esto, y que todas las proyecciones indican que habría un inminente aumento de VE en circulación en nuestro país, toma importancia cuantificar los impactos en redes de distribución nacionales producto de la recarga de estos vehículos.

A.1. Metodología

A.1.1. Markov Chain Monte Carlo (MCMC) para simular el movimiento de VE

Se desarrolla una metodología basada en las metodologías planteadas en [59] y [60], para simular el movimiento de VE en días característicos y así obtener perfiles de demanda característicos de la carga de estos. Se utiliza una Cadena de Markov (*Markov Chain*) no homogénea de tiempo discreto para simular el estado de los VE cada diez minutos. Se asume que, para cada discretización de tiempo, solo un evento de una serie finita de eventos puede ocurrir para cada VE. Cuatro eventos son considerados: E_M , E_H , E_T , E_C , los cuales corresponden a los estados posibles en los cuales los vehículos simulados pueden estar. Estos cuatro estados son respectivamente “*en movimiento*”, “*estacionado en hogar*”, “*estacionado en trabajo*” y “*estacionado en lugar comercial*”. Cuando el vehículo se encuentra en el estado E_k ($k = M, H, T, C$) en el instante de tiempo t , esto se representa con E_k^t . En este caso E_k^0 indica que el estado inicial de un VE es E_k .

La probabilidad condicional asociada a estar en el estado E_k en el instante de tiempo t dado que el vehículo estaba en el estado E_j ($k = M, H, T, C$) en el instante $t - 1$ se denota como:

$$P_{j \rightarrow k}^t = P(E_k^t | E_j^{t-1}) \quad (\text{A.1})$$

Todas las probabilidades $P_{j \rightarrow k}^t$ solo dependen del estado anterior [60], por lo que pueden definirse matrices de transición para uno de los instantes de tiempo t , las cuales toman la

siguiente forma:

$$M_t = \begin{bmatrix} P_{M \rightarrow M}^t & P_{M \rightarrow H}^t & P_{M \rightarrow T}^t & P_{M \rightarrow C}^t \\ P_{H \rightarrow M}^t & P_{H \rightarrow H}^t & P_{H \rightarrow T}^t & P_{H \rightarrow C}^t \\ P_{T \rightarrow M}^t & P_{T \rightarrow H}^t & P_{T \rightarrow T}^t & P_{T \rightarrow C}^t \\ P_{C \rightarrow M}^t & P_{C \rightarrow H}^t & P_{C \rightarrow T}^t & P_{C \rightarrow C}^t \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

Los datos de la encuesta (TUS) [58] corresponden principalmente a un seguimiento del estado y ubicación de los encuestados cada diez minutos. Se puede filtrar esta información para así hacer un seguimiento de los conductores de vehículos particulares, estimando así la ubicación y estado de los vehículos de estos conductores. Así, se obtiene el número de vehículos en cada estado junto al número de transiciones para cada instante de tiempo, estimándose así las distintas probabilidades de la matriz de transición.

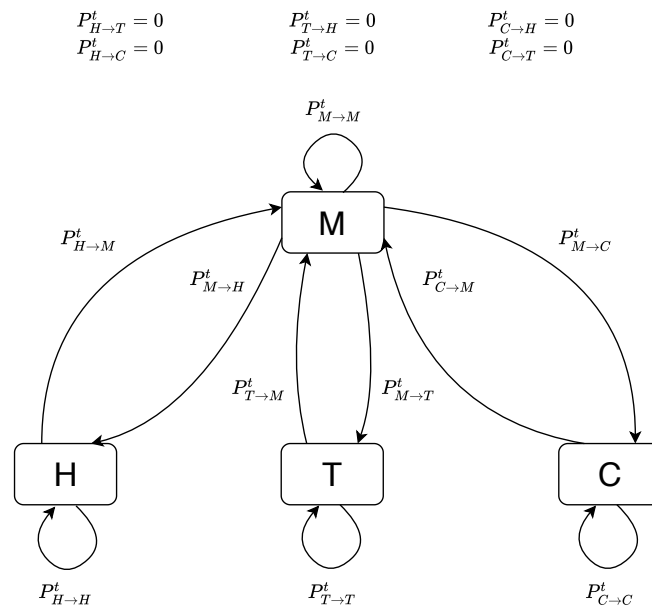


Figura A.1. Diagrama Markov Chain de posibles transiciones de estado de VE para un instante t . (Fuente: Elaboración propia).

El periodo de simulación utilizada en el presente trabajo es de 24 horas e incluye 144 instantes de tiempo, ante lo cual existirán 143 matrices de transición distintas. Las filas de estas matrices corresponden a la distribución discreta de probabilidad asociada a los posibles siguientes estados E_k^t al estar inicialmente en el estado asociado a la fila que se evalúe, esto implica que los valores de todas las filas suman 1.

A.2. Caracterización eléctrica de la carga de VE

Para simplificar el análisis se decide modelar la carga de VE en la red de distribución como cargas de potencia constante, las cuales siguen demandando energía desde la red hasta que su batería este completamente cargada. Se implementa una aproximación lineal para estimar el estado de carga (*State of Charge* o SOC) de la batería de cada VE ante

eventos de carga y descarga. Los valores de los parámetros utilizados para caracterizar al carga y descarga de los VE se encuentran resumidos en la Tabla A.1.

Tabla A.1

PARÁMETROS UTILIZADOS EN SIMULACIÓN DE VE. (FUENTE: ELABORADO CON DATOS DE [61, 62])

Parámetros	
Consumo promedio (C)	13.1 kWh/100 km
Velocidad de conducción promedio (v)	19.84 km/h
Capacidad de batería (BC)	33 kWh
Potencia de carga monofásica (P_{carga})	2.4 kW
Potencia de carga trifásica (P_{carga})	50 kW
Eficiencia de carga (η)	0.9
Factor de potencia	1

Cuando un VE se encuentre en los estados “*estacionado en hogar*”, “*estacionado en trabajo*” o “*estacionado en lugar comercial*” tendrá la posibilidad de realizar una carga monofásica. En localizaciones comerciales se considera que la potencia de carga será del doble de la potencia de carga monofásica. Por otra parte, cuando el vehículo se encuentre en un CCR se cargará con una potencia igual a 50kW tal como se aprecia en la Tabla 3.1.

Para la caracterización de los VE en el estudio armónico, se modelarán como cargas con el espectro armónico definido en la Tabla A.2. Este estudio se ejecuta a partir de un flujo de potencia a frecuencia fundamental inicial, a partir del cual OpenDSS genera una carga equivalente para las demás frecuencias en estudio. Con esto, se ajustan los parámetros de este modelo para que la carga presente el espectro armónico presentado en sus niveles de corriente inyectados. De esta manera el espectro armónico de esta variable siempre estará impuesto para todas las cargas, pero el espectro armónico de tensión tendrá variaciones en función del impacto en la red.

Tabla A.2

ESPECTRO ARMÓNICO PARA CARACTERIZAR CARGADORES DE NIVEL I/II (FUENTE: ELABORADO CON DATOS DE [43]).

Orden de armónica	Magnitud [%]	Ángulo [°]
1	100	0
3	3.40	19.8
5	3.14	-88.1
7	0.22	59.4
9	0.85	-19.4

A.3. Metodología para obtener patrones de demanda característicos de estrategias de carga de VE

Al comienzo de cada iteración se define el SOC de toda la flota de VE por simular dependiendo de si el conductor de este vehículo cuenta o no con cargador en su domicilio. Se asume un SOC del 100 % en caso de poseer un cargador domiciliario, caso contrario se estima el SOC a partir de una distribución normal truncada, esto se encuentra resumido en la Tabla A.3. Para cada instante de tiempo de la simulación (cada 10 minutos) se

determina el estado de todos los VE simulados mediante la metodología MCMC de acuerdo a lo expuesto en la sección A.1.1. En caso de que el SOC de algún VE baje del 15 %, este hará un breve desvío hacia una CCR, en donde estará cargándose durante dos instantes de tiempo (20 minutos). Una vez definida la localización y estado de cada vehículo se ejecuta un flujo de potencia mediante OpenDSS [63], guardando resultados de tensiones, corrientes y potencia eléctrica para su posterior análisis. Este procedimiento se repite para los 144 instantes de tiempo del día característico en análisis y se repite a su vez N veces, donde N corresponde al número de iteraciones.

Tabla A.3

VALORES DE SOC UTILIZADOS AL COMIENZO DE CADA ITERACIÓN DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Propiedad de cargador domiciliario	Método evaluación	SOC inicial [%]			
		Si posee	Evaluación directa	100	
No posee	Distribución normal truncada	Promedio	Desviación estándar	Máximo valor permitido	Mínimo valor permitido
		75	25	95	25

Se estudian dos estrategias de carga aplicables a carga domiciliaria en este estudio: carga descontrolada y carga controlada off-peak. En la primera estrategia de carga, se hace el supuesto que los vehículos se cargarán siempre que tengan la posibilidad de hacerlo. Por otra parte, en la estrategia off-peak se supone existe un horario de tarifa baja a partir de las 22:00, por lo que los conductores preferirán cargar sus vehículos a partir de ese horario. Para la implementación de esta estrategia se utiliza una distribución uniforme entre las 22:00 y 01:00am, mediante la cual se define los horarios de preferencia de inicio de carga de cada conductor. La carga en lugares de trabajo y lugares comerciales se realizará cada vez que los VE tengan la posibilidad de hacerlo, independiente de la estrategia de carga aplicada en lugares domiciliarios.

Considerando la naturaleza estocástica del estudio es necesario presentar los resultados de manera que sea posible cuantificar la distribución de estos a lo largo de las iteraciones. Para hacer esto se decide presentar resultados mediante su valor promedio e intervalo de confianza del 99 % (IC99 %), tal como se propone en [60]. El criterio para determinar el cumplimiento de límites térmicos y especificaciones normativas es verificar que ambos límites del IC99 % cumplan estas exigencias.

A.3.1. Escenarios y red en estudio

La red en estudio corresponde al alimentador radial Cristóbal Colon 12kV, cuya topología se observa en la Figura 3.5(a). Este alimentador de distribución nace desde la SE Apoquindo, ubicada en la comuna de Las Condes de la Región Metropolitana, considerándose una red de alta densidad. Un modelo en el software OpenDSS es generado a partir de datos de sistemas de información geográfica (GIS³) provistos por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Los datos de topología eléctrica provista por la SEC contemplan códigos de conductores

³De sus siglas en inglés: *Geographical Information System*.

y longitudes en el caso de las líneas e información respecto a la ubicación y potencia aparente de los transformadores de distribución de MT/BT para el caso de las cargas. Todas las cargas base del sistema son modeladas como cargas de potencia constante con FP de 0.9, cuya potencia instalada se estima aplicando un factor de utilización de 0.305 sobre la potencia informada del transformador de distribución. En cuanto a los consumos de origen laboral y comercial, estos se modelan como consumos de potencia instalada de 200kVA y FP 0.9. Respecto al CCR, se asume despreciable su consumo base, siendo modelado solo el consumo producto de los cargadores rápidos instalados en el mismo.

Los escenarios de estudios definidos son los que se muestran en la Tabla A.4. Los escenarios impares consideran estrategia de carga descontrolada, mientras que los pares consideran la estrategia *offpeak*.

Tabla A.4

ESCENARIOS DE ESTUDIOS DEFINIDOS PARA EVALUAR DISTINTOS ESCENARIOS DE ADOPCIÓN DE ELECTROMOVILIDAD (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Escenario	Penetración de VE	Propiedad de cargador domiciliario	¿Carga laboral y comercial?	Estrategia de carga
1	58 %	100 %	No	Descontrolada
2	58 %	100 %	No	Off-peak
3	58 %	100 %	Si	Descontrolada
4	58 %	100 %	Si	Off-peak
5	58 %	50 %	No	Descontrolada
6	58 %	50 %	No	Off-peak
7	58 %	50 %	Si	Descontrolada
8	58 %	50 %	Si	Off-peak
9	17 %	100 %	No	Descontrolada
10	17 %	100 %	No	Off-peak
11	17 %	100 %	Si	Descontrolada
12	17 %	100 %	Si	Off-peak

Considerando que la red en estudio corresponde a un alimentador MT y de alta densidad, la regulación de tensión debe mantenerse en torno a $\pm 6\%$ de la tensión nominal [56]. En cuanto a las corrientes, se verificará que estas no superen su máxima capacidad de transferencia, lo cual se traduce en que la cargabilidad de líneas nunca supere el 100 %.

Mediante una aproximación desarrollada a partir de los resultados obtenidos de la simulación se ejecuta en caso de estudio armónico simple en OpenDSS. Los escenarios para evaluar impactos en cuanto a inyección de distorsión armónica son los definidos en la Tabla A.5.

Tabla A.5

ESCENARIOS DE ESTUDIO DEFINIDOS PARA EVALUAR EL IMPACTO DE INYECCIÓN DE ARMÓNICOS EN LA RED (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Escenario	Porcentaje de penetración de VE	Propiedad de cargador domiciliario	¿Carga laboral y comercial?	Estrategia de carga	Hora del estudio
1A	58 %	100 %	No	Descontrolada	21:00
2A	58 %	100 %	Si	Descontrolada	21:00
3A	58 %	100 %	No	Off-peak	1:00
4A	58 %	100 %	Si	Off-peak	1:00

A.4. Resultados

A.4.1. Impacto variables eléctricas de la red

Con el objetivo de evaluar los impactos en las variables eléctricas de interés se comparan los escenarios 1, 2, 3, 4, 9, 10, 11 y 12. En los primeros cuatro escenarios se evalúan tanto distintas estrategias de carga como la posibilidad o imposibilidad de carga en lugares de trabajo y zonas comerciales para una penetración de VE del 58 %. Los últimos cuatro escenarios comparan los mismos grados de libertad explicados anteriormente, pero para un nivel de penetración del 17 %. Es importante destacar que en estos escenarios se realizan bajo el supuesto de que todos los conductores tienen acceso a cargadores domiciliarios.

A.4.1.a. Impacto en regulación de tensión

Se aprecia en las Figuras A.2 y A.3 que la regulación de tensión nunca sobrepasa los límites impuestos por la normativa bajo ninguno de los escenarios en estudio de esta sección para el nodo 1. Este nodo corresponde a uno al final del alimentador, siendo este el de peor regulación de tensión en todos los escenarios. Por lo tanto, que este nodo cumpla con los límites permitidos de regulación de tensión implicaría que el resto de nodos menos críticos también cumplan con esta. El comportamiento de la tensión para el resto de nodos monitoreados puede encontrarse en el anexo B.1.1.a. Es relevante destacar que este alimentador presenta en general una buena regulación de tensión, la cual es incluso mejorada con el regulador de tensión implementado en OpenDSS. Por esto, a lo largo de las iteraciones no se aprecian mayores variaciones de tensión para un mismo instante de tiempo. Por ejemplo, para el escenario 1 a las 21:00 el promedio de tensión es de 0.9878pu, mientras que los límites inferior y superior del IC99 % son 0.9875pu y 0.9880pu respectivamente. Debido a lo acotado del IC99 %, y para evitar problemas apreciando resultados en gráficos de tensión, estos solo se presentan mediante su valor promedio.

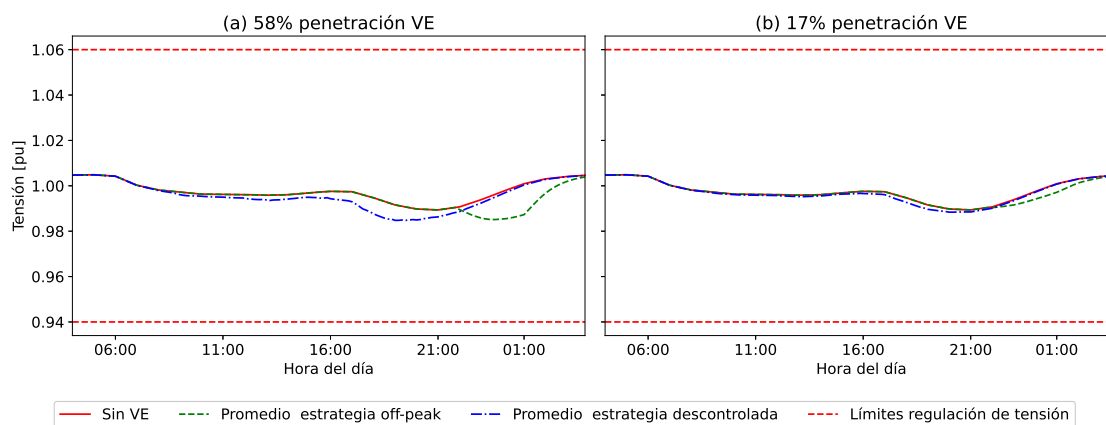


Figura A.2. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

Un aspecto importante que destacar de los resultados en la tensión del nodo 1 es que hay mayores caídas de tensión en aquellos horarios de mayor demanda eléctrica. En el caso de la estrategia descontrolada se aprecia una distribución de las mayores caídas de tensión en horarios con menores niveles de tensión base. Por otro lado, para la estrategia *offpeak*

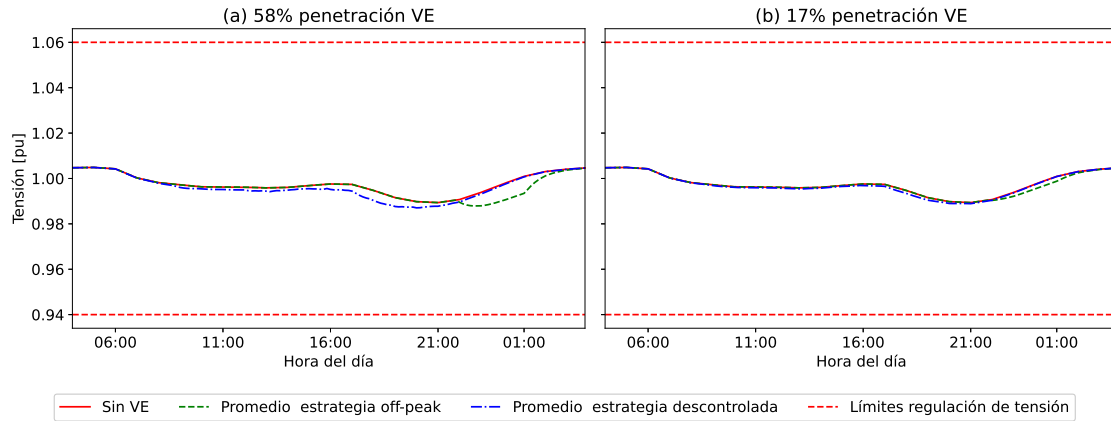


Figura A.3. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

se observa que las caídas de tensión se producen a partir del horario de tarifa baja.

A.4.1.b. Impacto en niveles de corriente eléctrica

Se puede apreciar el nivel de cargabilidad de la línea en la cabecera del alimentador para los distintos escenarios en comparación en las Figuras A.4 y A.5. En estas figuras el comportamiento de estas variables tienden a ser muy similares a las de los niveles de potencia que se verían en cabecera del alimentador. Esto es un comportamiento esperable debido a la buena regulación de tensión que se observó en estos escenarios. Ya que la tensión no varía de manera considerable para distintos niveles de potencia activa, la corriente es la que debe variar en estos casos. Aquí se presentan los resultados para la línea 1, sin embargo, los resultados de todas las líneas monitoreadas se encuentran en el anexo B.1.1.b.

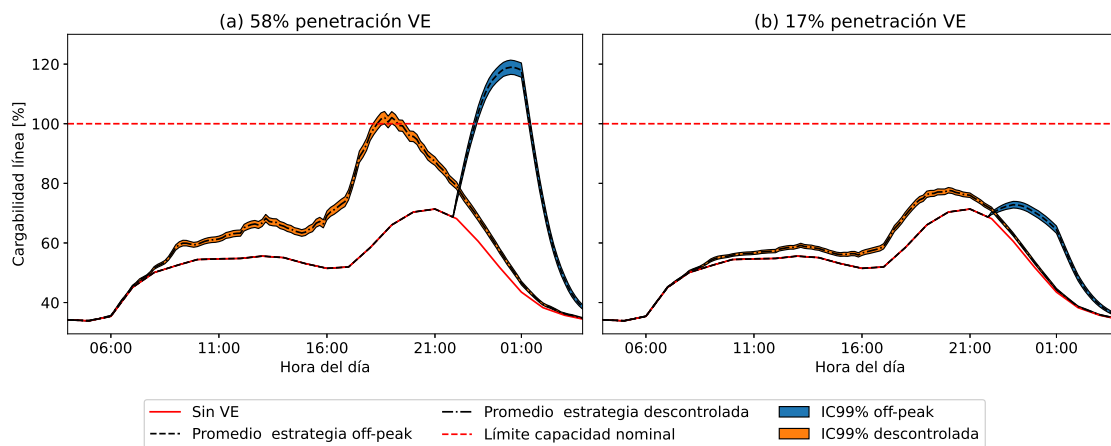


Figura A.4. Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

Se destaca que estos resultados muestran la posibilidad de evitar la sobrecarga de la línea 1 al promover la carga laboral y comercial. Esto muestra una ventaja adicional de la diversificación horaria y geográfica de los eventos de carga. Permitir la carga en estas

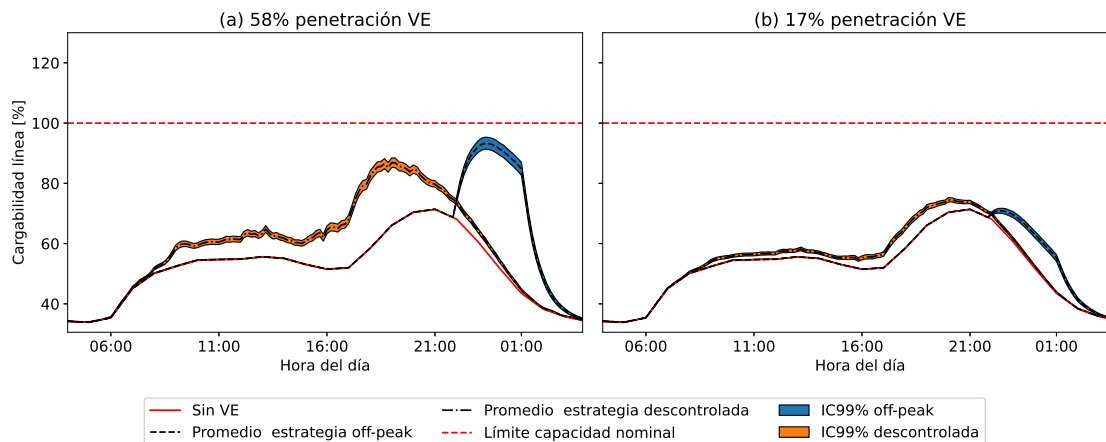


Figura A.5. Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

localizaciones permitiría reducir el nivel de uso de los equipos de transferencia de potencia en redes de distribución.

A.4.2. Impacto producto de todos los eventos de carga

Tal como se discute en la sección anterior, por la naturaleza del alimentador muchos de los eventos de carga no ocurren dentro del mismo, como es el caso de la mayoría de recargas en lugares laborales y comerciales. Lo anterior provocaría que el análisis limitado al alimentador pierda información relevante producto de estos eventos que no impactarían en variables eléctricas de la red. Debido a esto, en esta sección se analizan impactos asociados a la demanda eléctrica agregada por todos los eventos de carga de VE. Este análisis se realiza a partir del registro de los niveles de potencia de carga domiciliaria, laboral, comercial y en CCR de todos los eventos de carga. Siendo estos resultados extraídos desde las simulaciones de los escenarios 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8 según la Tabla A.4.

A.4.2.a. Análisis de la demanda eléctrica

En cuanto a la demanda diaria total agregada por la flota de VE simulada, se presentan los perfiles de demanda diarios todos los escenarios que contemplan una penetración del 58% en la Figura A.6. Estas figuras se generan estimando y sumando el promedio de la demanda agregada de las localizaciones posibles para cargar VE para cada escenario e instante de tiempo. Se agrega como consumo base de red a toda la potencia instalada de carácter domiciliario, laboral y comercial que fue considerado en el estudio del alimentador. En ese sentido estos resultados se asemejarían a un estudio considerando que todos los eventos de carga ocurriesen dentro del mismo alimentador. El detalle de los resultados de este tipo para todos los escenarios mostrando los IC99% se pueden encontrar en el anexo B.2.1.

Solo en la Figura A.6(c) se observa una proporción distinguible de carga en CCR. Esto debido a la aparición de conductores que dependen exclusivamente de esta IRVE para abastecer sus vehículos. Si bien la demanda agregada por CCR es considerablemente

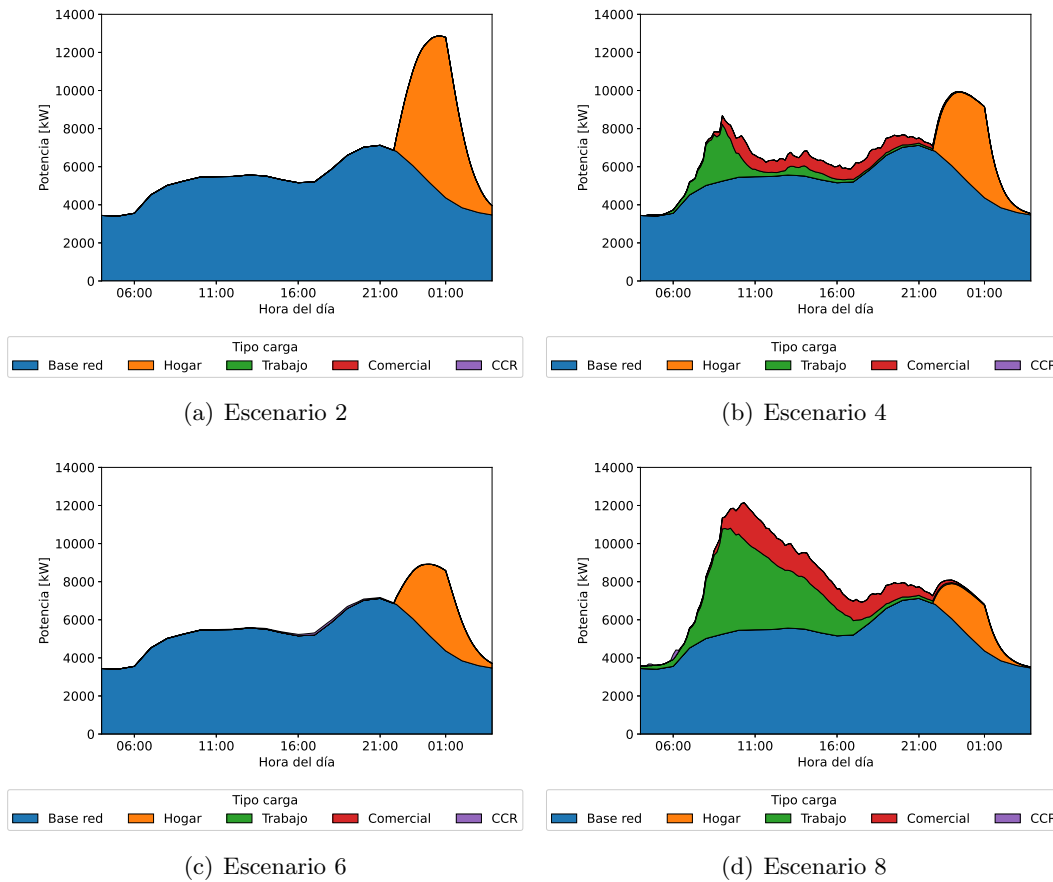


Figura A.6. Comparación de escenarios 2, 4, 6 y 8 de la demanda eléctrica promedio de todos los eventos de carga bajo una estrategia offpeak. (Fuente: Elaboración propia).

menor a los otros orígenes de carga, estos niveles podrían ser mayores en la práctica. Esto se debe al como se modelan estos eventos en la metodología desarrollada, ya que solo se contemplan los eventos en CCR cuando el SOC de un VE baja del 15%. Por lo tanto, solo se modelan eventos de CCR que ocurran por necesidad de abastecimiento, cuando en la práctica podrían existir viajes rutinarios por parte de algunos conductores a estas localizaciones. Pudiendo ser mayor el nivel de demanda producto de este tipo de localización de carga.

Los resultados de los escenarios que consideran la carga laboral y comercial demuestran cómo se distribuyen estos eventos de carga a lo largo del día. En la Figura A.6(b) se observa un efecto de aplanamiento de la curva para estos escenarios de adopción de electromovilidad. Estos corresponderían a escenarios deseables para este nivel de penetración, ya que la diversidad de los eventos de carga logra distribuir la demanda agregada a lo largo del día. A pesar de esto, en ambos escenarios aparecen máximos locales de demanda eléctrica en horas de la mañana producto de la llegada de parte de los conductores a los lugares de trabajo. Este fenómeno no puede evitarse en ausencia de SGC y estrategias de carga controlada, ya que es un efecto natural de la carga descontrolada en lugares de trabajo. Este efecto vuelve a aparecer en la Figura A.6(d), se puede apreciar que producto de la diversidad en los eventos de carga aparece un nuevo *peak* de demanda en horas de la mañana. La principal diferencia de los escenarios 7 y 8 con los escenarios 3

y 4 respectivamente es el hecho de que los primeros consideran una propiedad del 50 % de cargadores domiciliarios. Esto provoca que la carga domiciliaria y comercial sea el principal método de abastecimiento para una proporción importante de la flota simulada. Estos escenarios serían poco deseables ya que finalmente se vuelven a concentrar los eventos de carga alrededor de un horario específico, llegando a un *peak* de ordenes similares al caso sin diversidad de carga. De estos resultados se deduce que la carga laboral y comercial es beneficiosa siempre y cuando existan las condiciones e incentivos para que la carga sea diversa temporal y geográficamente. Para lograr esto podrían implementarse incentivos tarifarios o forzar esta diversidad pasando a una estrategia de carga controlada mediante SGC que contemple la carga en todas estas localizaciones.

A.4.3. Caso de estudio armónico simple

Para poner en práctica la aproximación planteada en el anexo C se realiza un caso de estudio armónico. Este se ejecuta en OpenDSS, simulando los escenarios 1A, 2A, 3A y 4A en el alimentador Cristóbal Colón considerando solo el aporte de cargas domiciliaria de VE. El motivo detrás de solo considerar estos eventos es los horarios para los cuales se ejecutan estos escenarios, ya que son horarios en donde el resto de los eventos de carga de VE en el alimentador no son relevantes. Los primeros dos escenarios se ejecutan simulando las 21:00 mientras que los últimos dos lo hacen simulando las 01:00. La ubicación y cantidad de cargadores de VE son los mismos utilizados en los escenarios del estudio estocástico. Si bien se considera el aporte de todos los cargadores domiciliarios, para motivos de presentar resultados y contrastar con armónicos se presenta el resultado en el punto de conexión de la carga H1.

Tabla A.6

RESULTADOS DE LAS DISTORSIONES ARMÓNICAS INDIVIDUALES Y TOTALES DE TENSIÓN Y CORRIENTE ELÉCTRICA EN EL PUNTO DE CONEXIÓN DE LA CARGA H1 PARA LOS ESCENARIOS DE ESTUDIO ARMÓNICO (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Variable	Limites normativos		Número escenario							
			1A		2A		3A		4A	
	V	I	V	I	V	I	V	I	V	I
D_3 [%]	5	16.6	0.370	3.140	0.200	3.140	1.504	3.140	0.945	3.140
D_5 [%]	6	12	0.162	3.400	0.086	3.400	0.712	3.400	0.407	3.400
D_7 [%]	5	8.5	0.080	1.220	0.043	1.220	0.347	1.220	0.202	1.220
D_9 [%]	1.5	2.2	0.218	0.850	0.124	0.850	0.653	0.850	0.493	0.850
THD [%]	8	20	0.466	4.861	0.254	4.861	1.821	4.861	1.159	4.861

En la Tabla A.4.3 se pueden observar los resultados obtenidos por el estudio armónico. Se observa que la distorsión armónica individual de corriente en todos los escenarios es igual para todos los escenarios en el punto de conexión de la carga H1. Esto es esperable ya que corresponde la forma en la cual se modelan las cargas durante los estudios armónicos en OpenDSS, forzando un espectro armónico de corriente específico. Se observa que todos los escenarios cumplen con lo exigido por la normativa en cuanto a inyección armónica de corriente, tanto para la distorsión individual como la total. Esto dando un indicio e que los impactos en cuanto a inyección de armónicos no sería un desafío considerable para la adopción de electromovilidad en el país.

A.5. Conclusiones y recomendaciones

En el presente trabajo se identifican y cuantifican los distintos impactos técnicos que pueden darse en redes de distribución nacionales ante el aumento de VE en circulación. Podrían producirse aumentos considerables del peak de demanda eléctrica en alimentadores dependiendo del escenario de adopción de electromovilidad. Las líneas de distribución podrían ver superada su máxima capacidad de transferencia producto de la carga de VE. Por otra parte, la regulación de tensión no sería un problema, incluso ante elevados niveles de adopción de electromovilidad.

Respecto a las alternativas para mitigar los impactos negativos, se identifica que no es favorable depender únicamente de la carga residencial para abastecer las baterías de VE. Los escenarios de adopción de electromovilidad más favorables se obtendrían diversificando temporal y geográficamente los eventos de carga.

En función del estudio realizado, se hacen las siguientes recomendaciones al pliego técnico normativo RIC N^o 15 y a la futura normativa técnica asociada a electromovilidad:

- Mantener aplicación de factor de demanda unitario para el dimensionamiento de conductores y equipos infraestructura de recarga de vehículos eléctricos que no cuenten con un sistema de gestión de carga. Esto considerando la instalación de un número reducido de cargadores de vehículos.
- No es necesario exigir en el corto plazo la obligación de que la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos cuente con un sistema de gestión de carga. Esto ya que incentivar la carga laboral y comercial permitiría mitigar impactos de manera similar a las estrategias de carga controladas para las proyecciones de penetración de electromovilidad actuales.
- Para el dimensionamiento de conductores y equipos en redes de distribución puede utilizarse la aproximación por patrón de carga normalizado descrita en el anexo C. Estos valores son recomendados para simular los escenarios explicitados en este anexo y los resultados deben interpretarse como aproximaciones del impacto real que podría provocar la carga de estos vehículos.

Otras recomendaciones que podrían no ir al caso de normativa técnica pero que permitirían escenarios más favorables de adopción de electromovilidad:

- Promover la presencia de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos en lugares de trabajo, lugares comerciales y cualquier otro tipo de estacionamiento de carácter público o privado.
- Permitir la posibilidad de acceso a tarifas distintas para la recarga de vehículos eléctricos, incentivando así la carga en horarios distintos al punta.
- Hacer un levantamiento de información sobre uso de vehículos eléctricos en Chile. Esto ya que estos antecedentes permitirían la realización de estudios más representativos de la realidad nacional.

Apéndice B

Resultados de simulación MCMC no incluidas en cuerpo del documento

B.1. Impacto variables eléctricas de la red

B.1.1. Comparación de distintos niveles de adopción de electromovilidad

B.1.1.a. Impacto en regulación de tensión

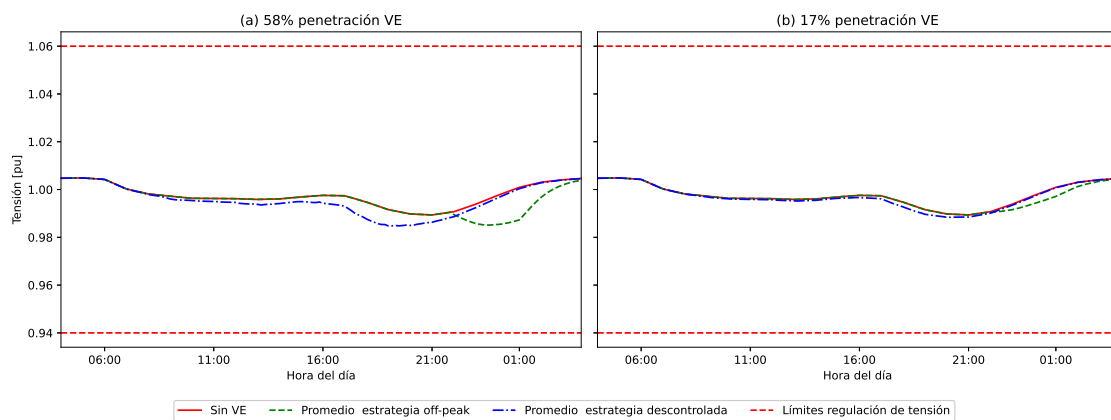


Figura B.1. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

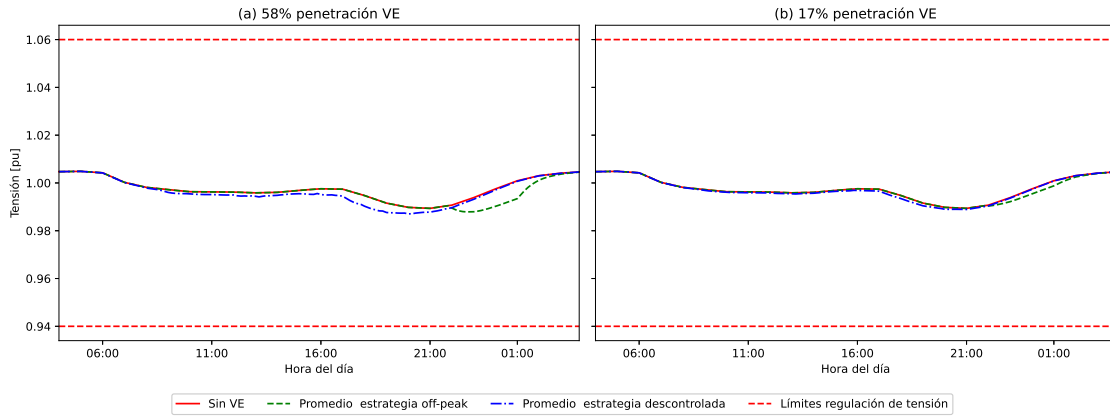


Figura B.2. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

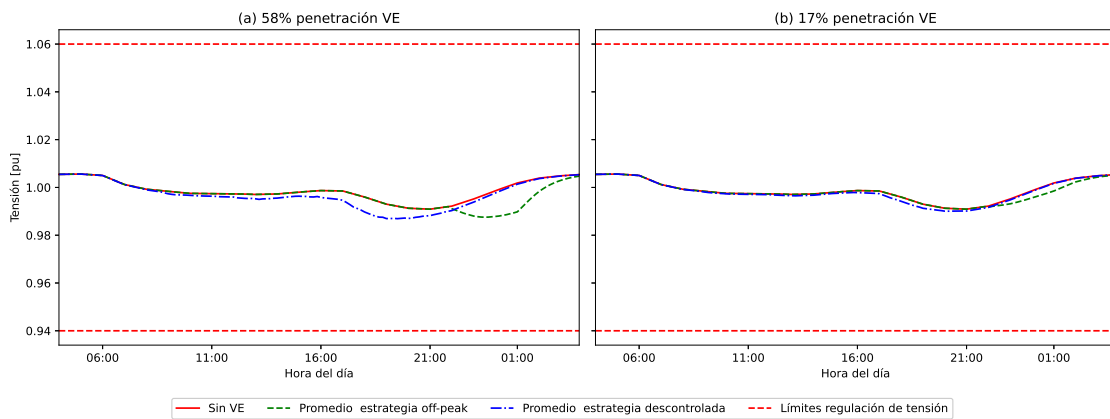


Figura B.3. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 2 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

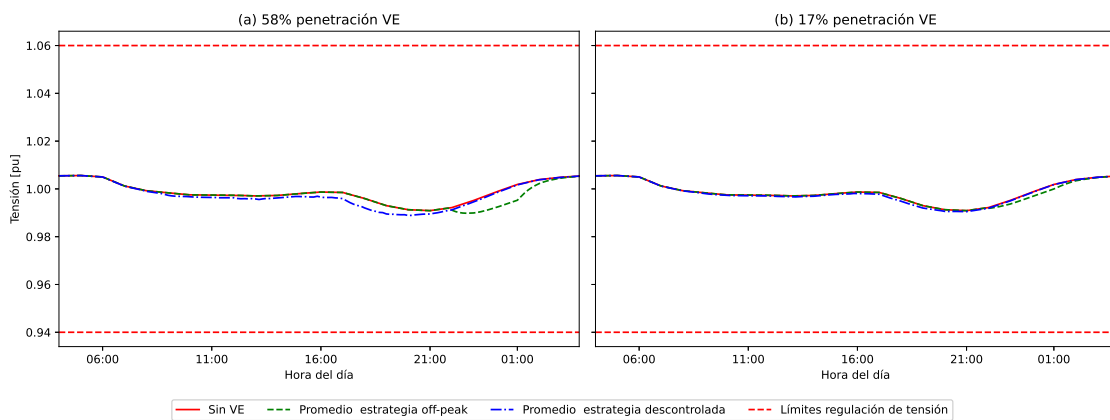


Figura B.4. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 2 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

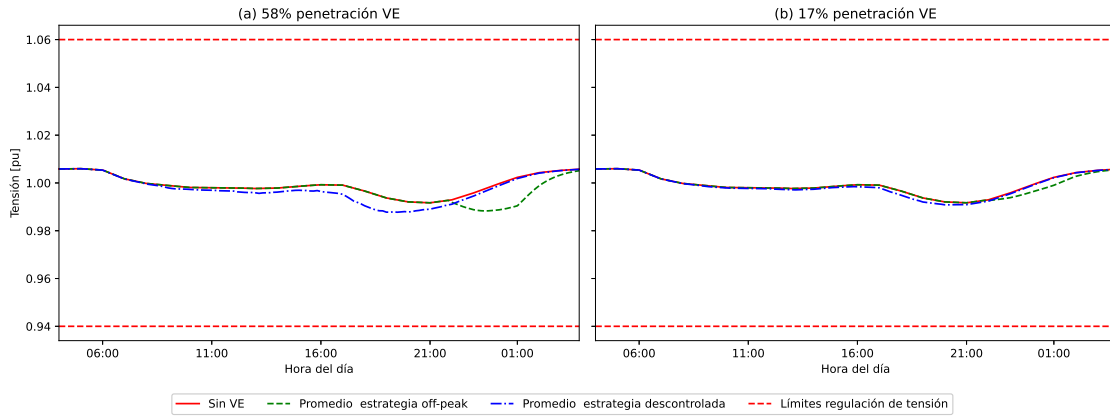


Figura B.5. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 3 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

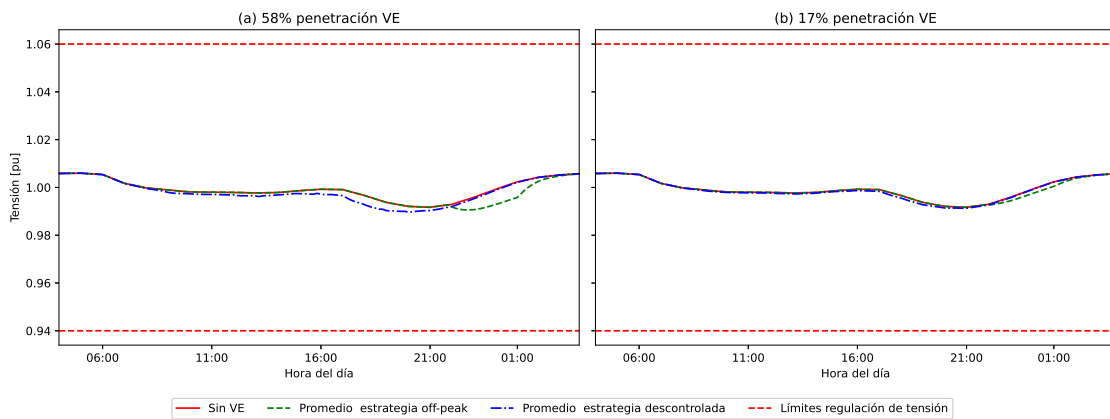


Figura B.6. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 3 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

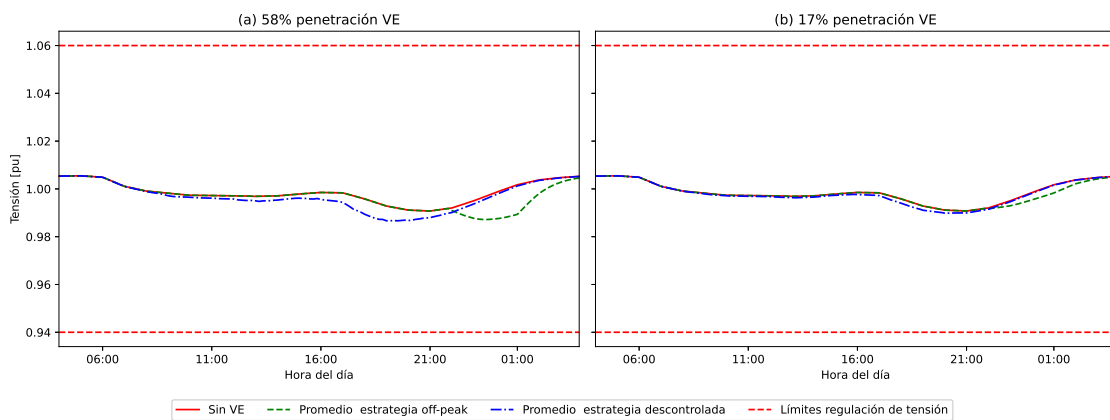


Figura B.7. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 4 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

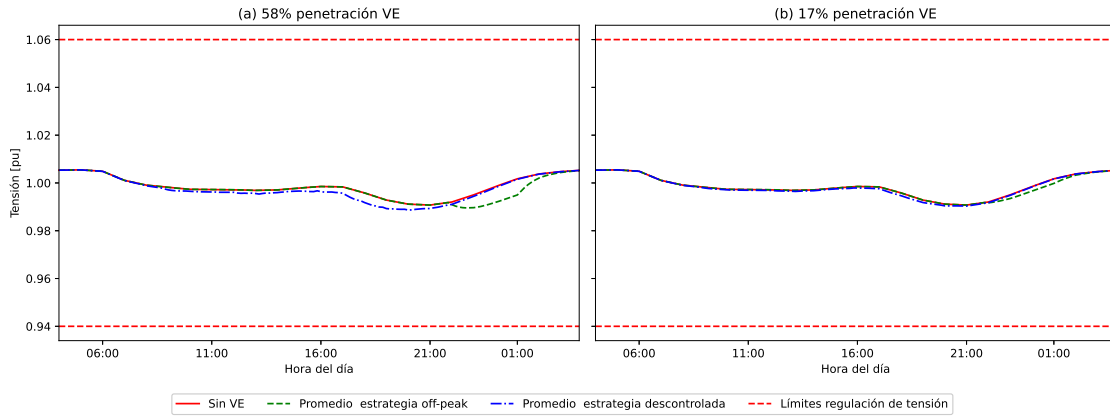


Figura B.8. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 4 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

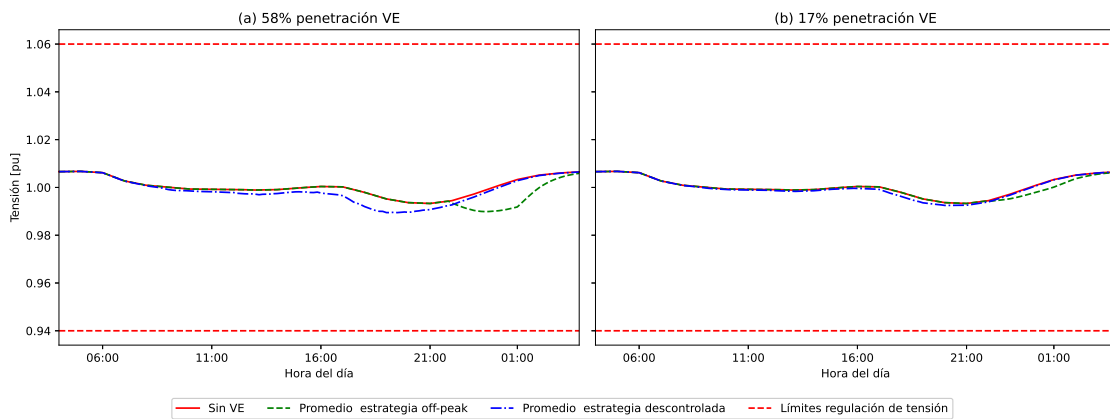


Figura B.9. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 5 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

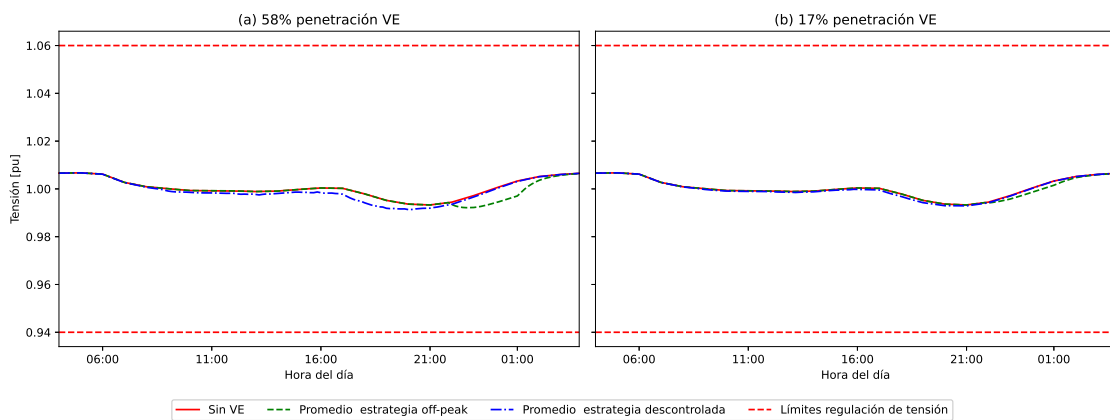


Figura B.10. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 5 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

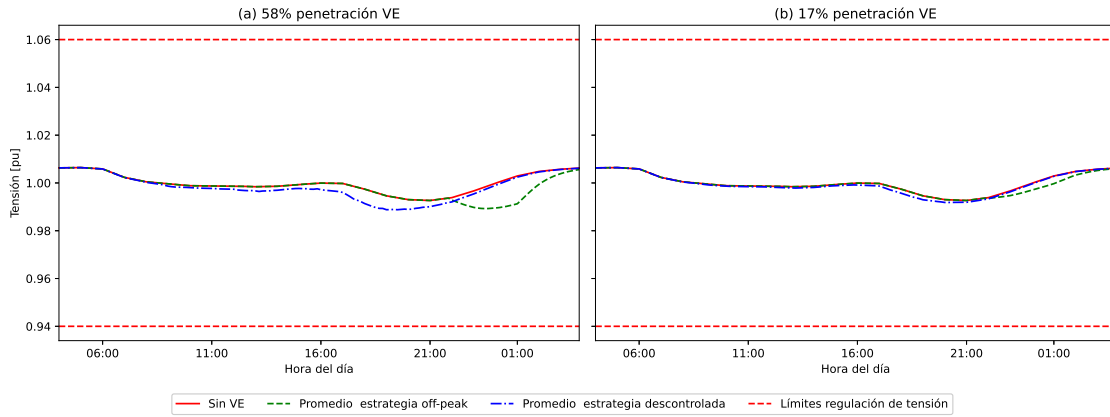


Figura B.11. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 6 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

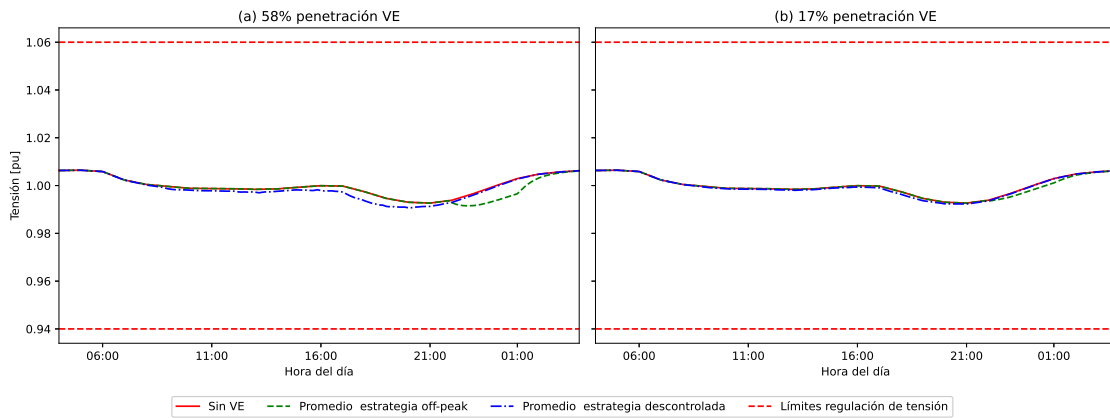


Figura B.12. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 6 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

B.1.1.b. Impacto en niveles de corriente eléctrica

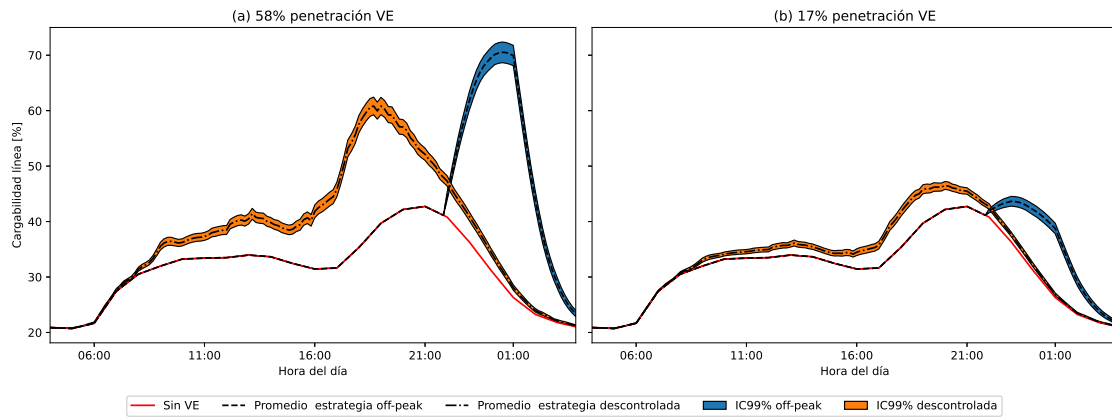


Figura B.13. Comparación de la sobrecarga de la línea 2 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

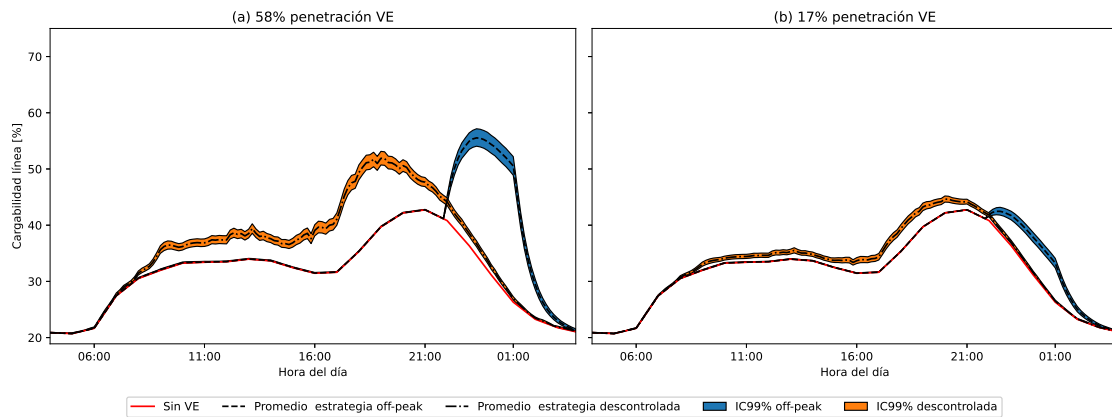


Figura B.14. Comparación de la sobrecarga de la línea 1 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

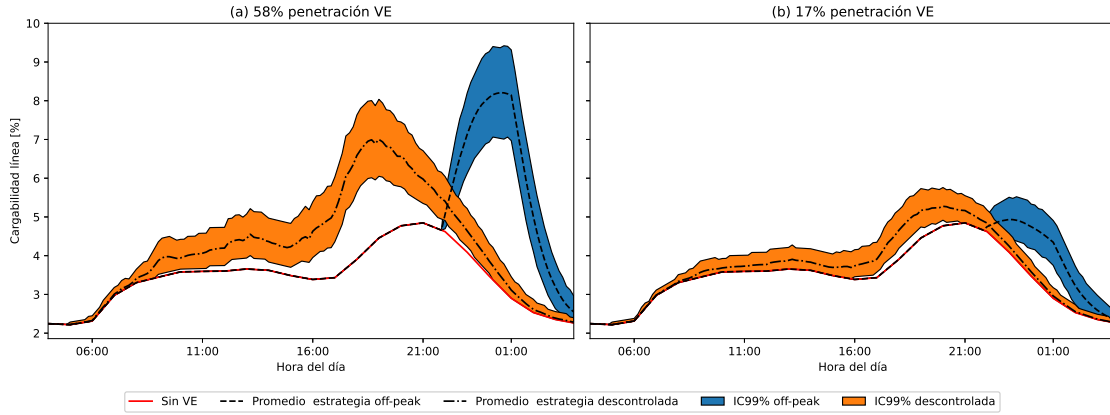


Figura B.15. Comparación de la sobrecarga de la línea 3 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

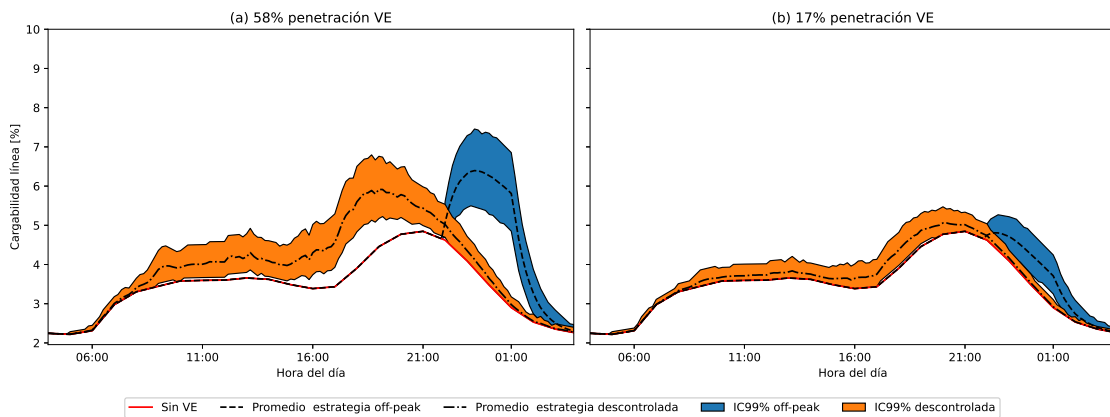


Figura B.16. Comparación de la sobrecarga de la línea 3 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

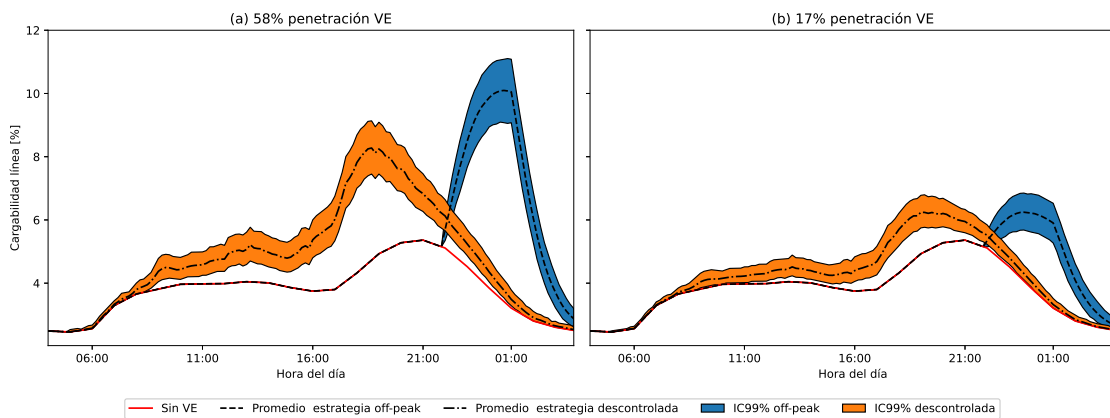


Figura B.17. Comparación de la sobrecarga de la línea 4 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

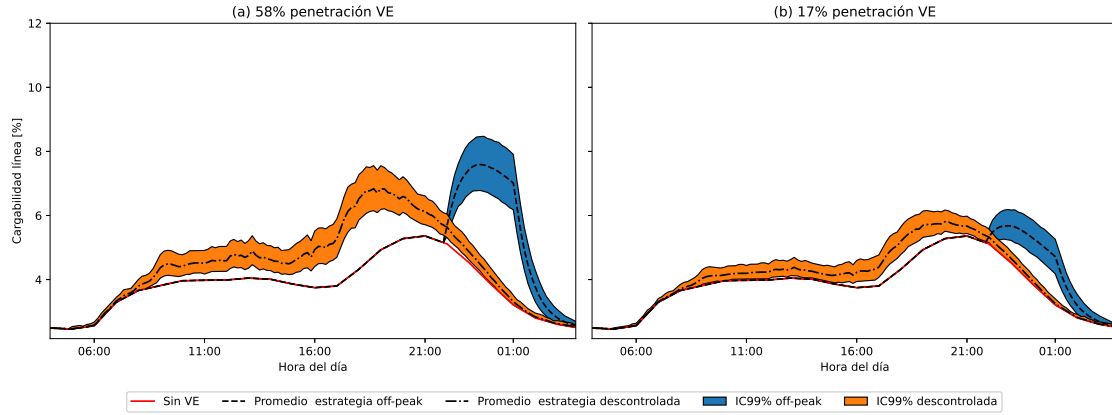


Figura B.18. Comparación de la sobrecarga de la línea 4 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

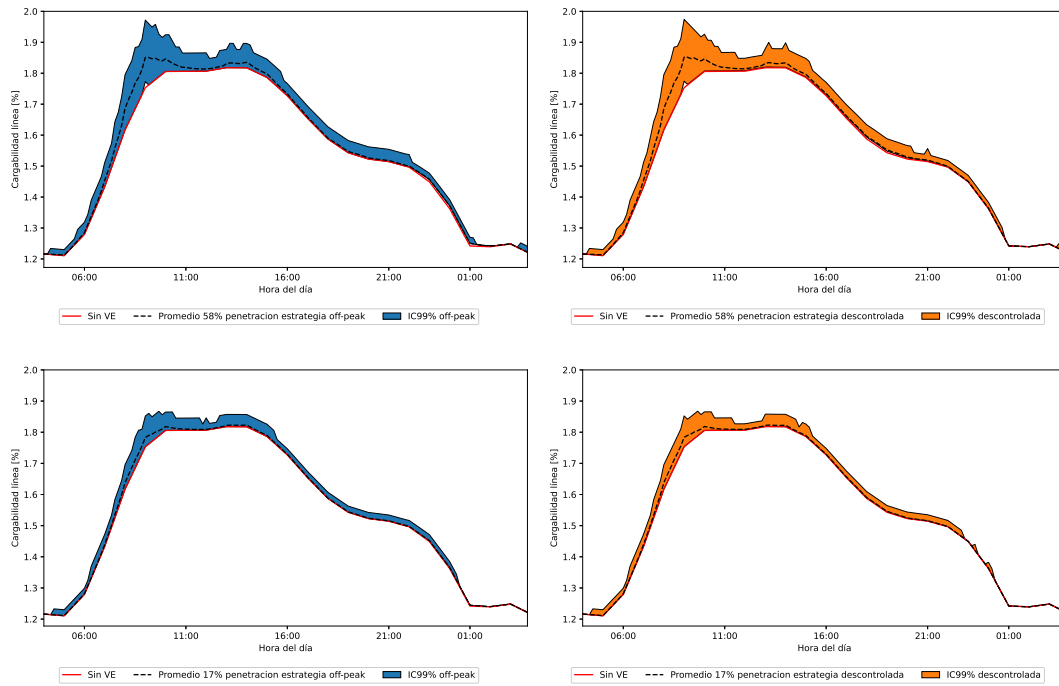


Figura B.19. Comparación ante distintos escenarios de la sobrecarga de la línea 5 que abastece al consumo de lugar de trabajo. (Fuente: Elaboración propia).

B.1.2. Comparación de distintos niveles de propiedad de cargadores domiciliarios

B.1.2.a. Impacto en regulación de tensión

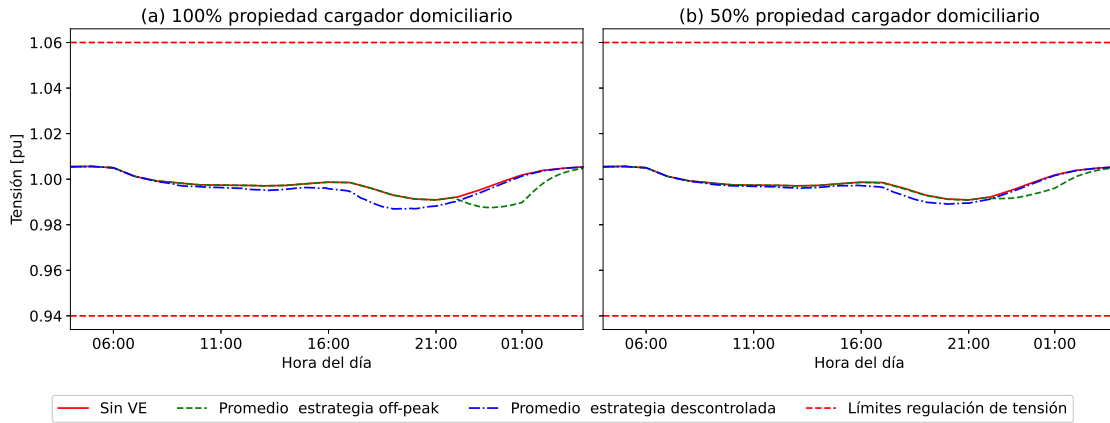


Figura B.20. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 2 para un 58% de penetración cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

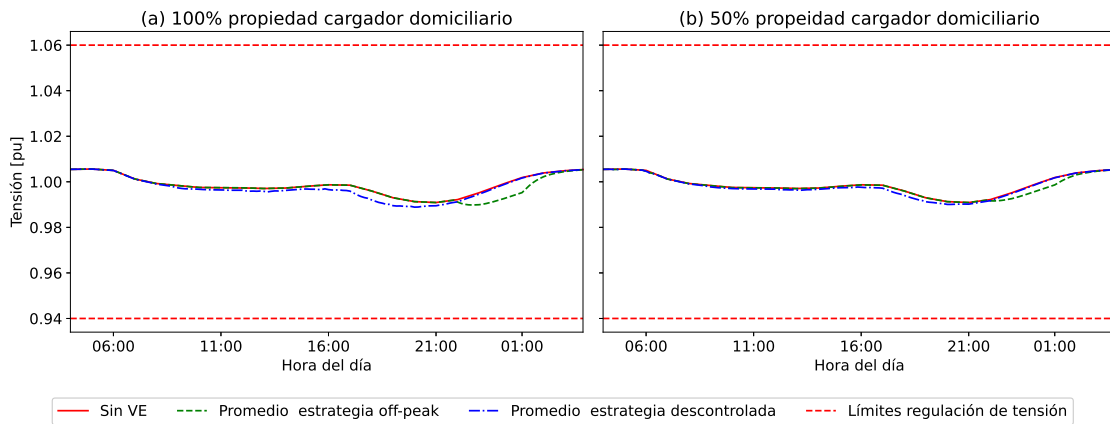


Figura B.21. Comparación de la tensión eléctrica en el nodo 2 para un 58% de penetración cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

B.1.2.b. Impacto en niveles de corriente eléctrica

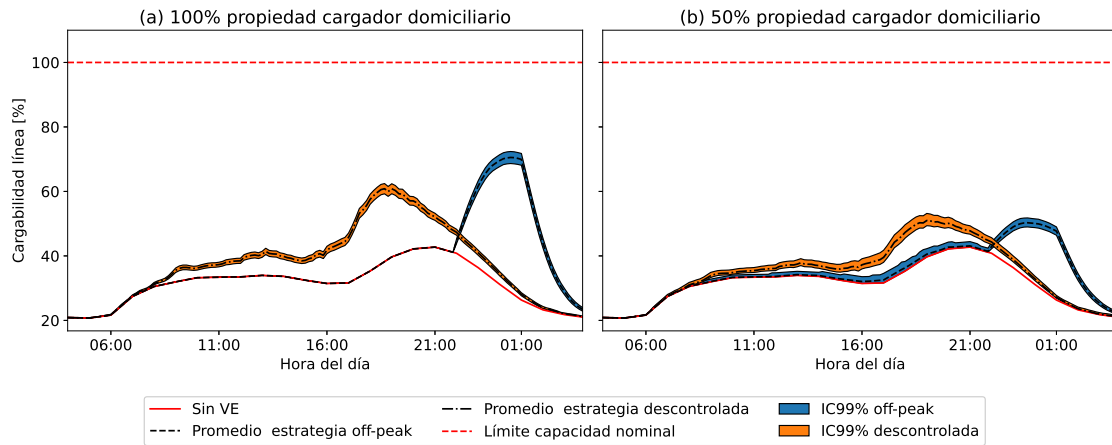


Figura B.22. Comparación de la sobrecarga de la línea 2 cuando los VE tienen acceso solamente a cargadores domiciliarios y de CCR. (Fuente: Elaboración propia).

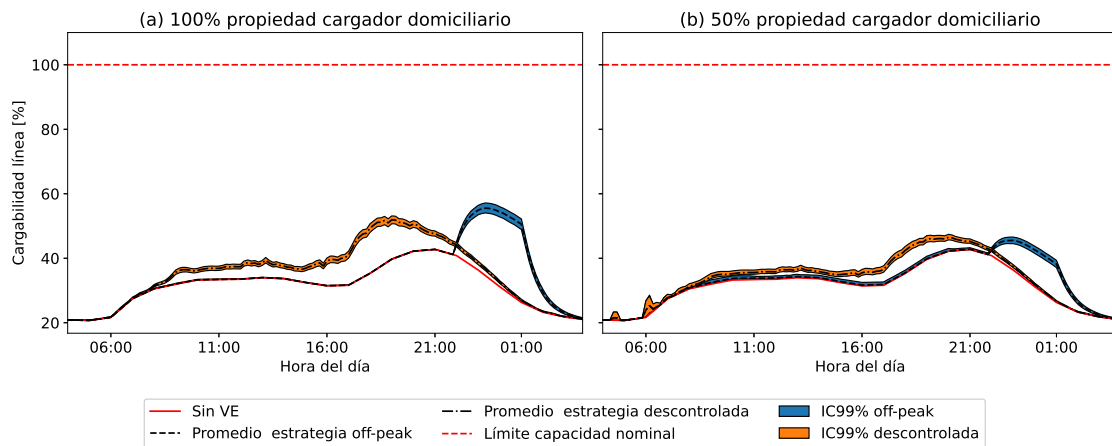


Figura B.23. Comparación de la sobrecarga de la línea 2 cuando los VE tienen acceso a carga en todos los estados de estacionamiento. (Fuente: Elaboración propia).

B.2. Impacto producto de todos los eventos de carga

B.2.1. Análisis de la demanda eléctrica

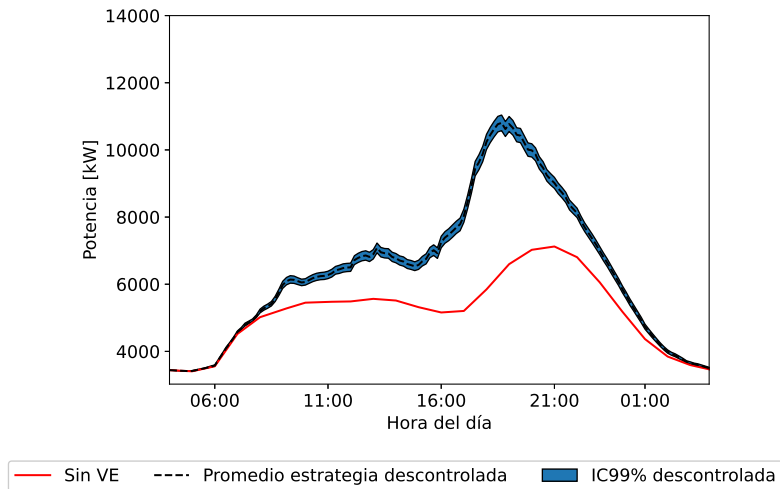


Figura B.24. Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 1. (Fuente: Elaboración propia).

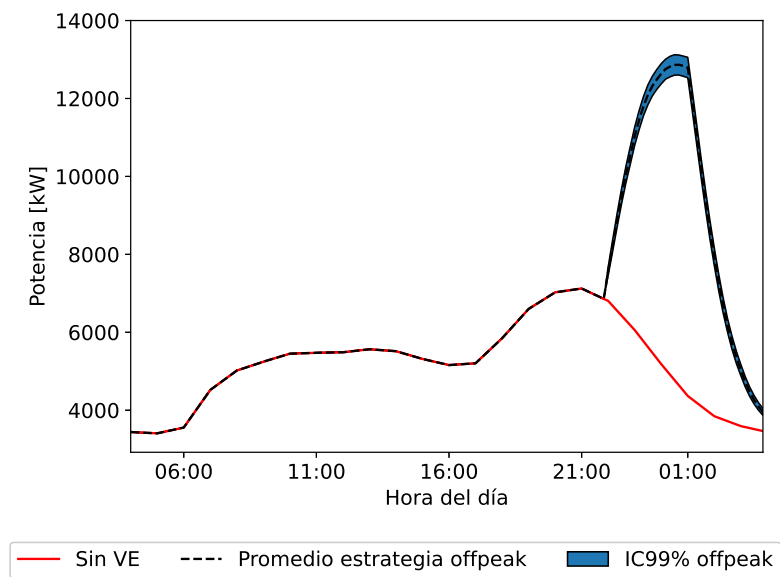


Figura B.25. Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 2. (Fuente: Elaboración propia).

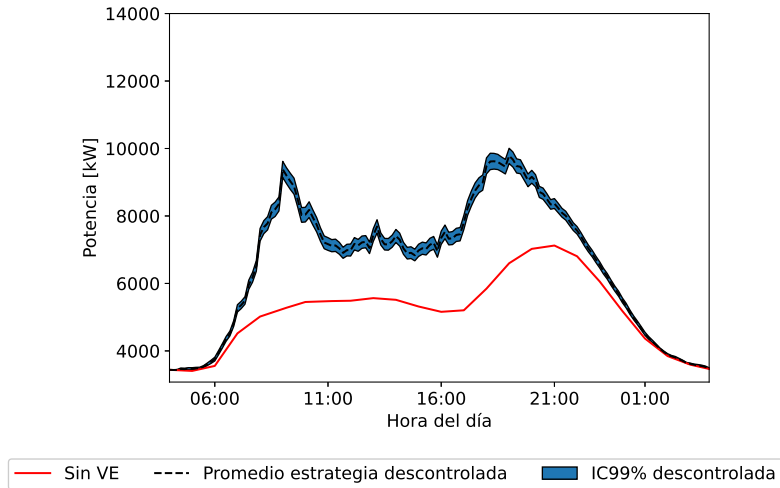


Figura B.26. Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 3. (Fuente: Elaboración propia).

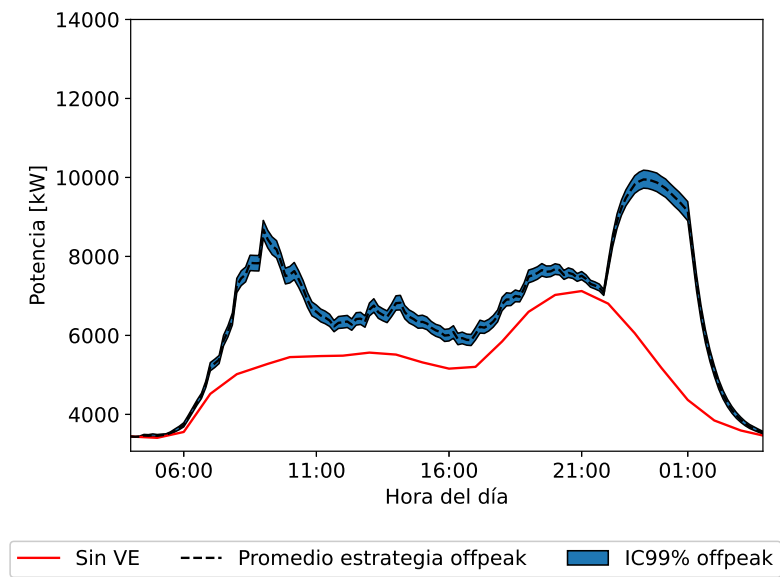


Figura B.27. Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 4. (Fuente: Elaboración propia).

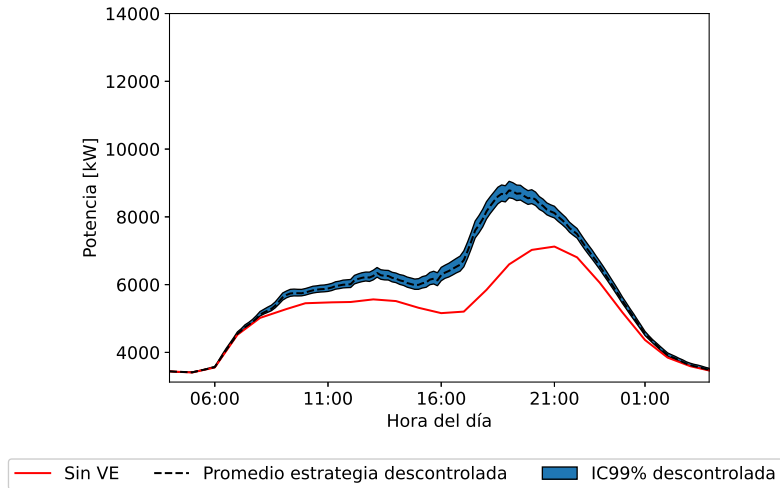


Figura B.28. Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 5. (Fuente: Elaboración propia).

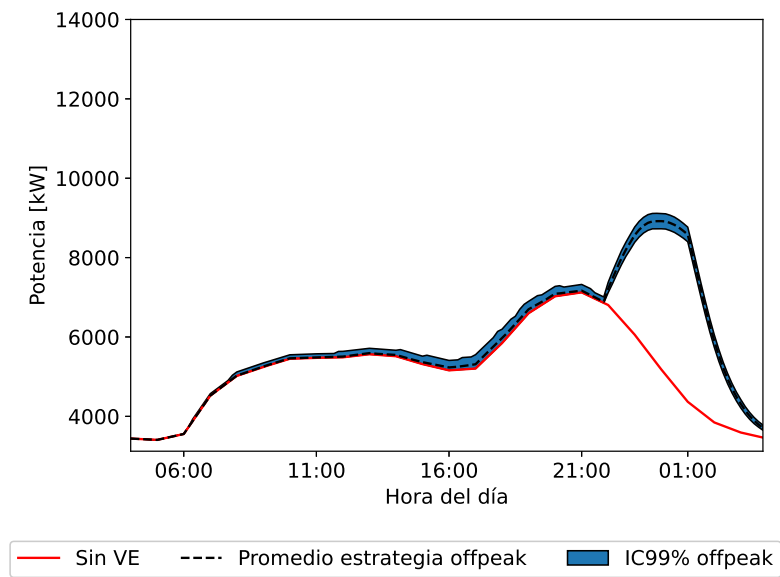


Figura B.29. Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 6. (Fuente: Elaboración propia).

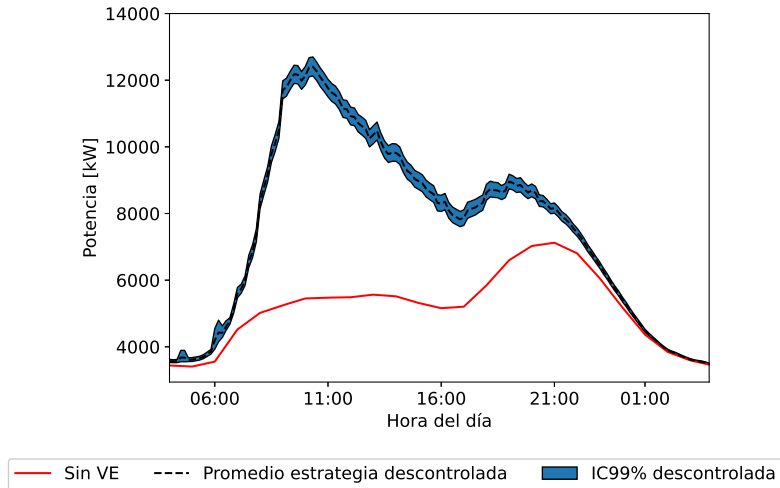


Figura B.30. Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 7. (Fuente: Elaboración propia).

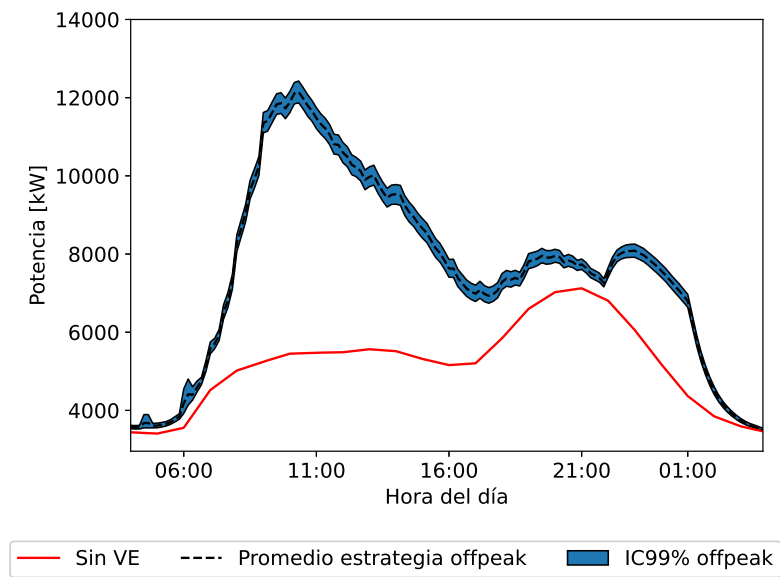


Figura B.31. Demanda eléctrica producto de todos los eventos de carga de la flota de VE simulada para el escenario 8. (Fuente: Elaboración propia).

B.3. Caracterización de la carga de VE

Tabla B.1

COMPARACIÓN DE FACTORES DE DEMANDA OBTENIDOS PARA ESCENARIOS CON 58 % DE PENETRACIÓN, CON ESTRATEGIA DE CARGA OFFPEAK Y CON CARGA POSIBLE SOLO EN DOMICILIO Y EN CCR (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Escenario	100 % propiedad cargador domiciliario		50 % propiedad cargador domiciliario	
	H1	Total alimentador	H1	Total alimentador
límite superior IC99 %	0.5552	0.4988	0.5803	0.5047
Promedio	0.4836	0.4836	0.4840	0.4836
límite inferior IC99 %	0.4157	0.4687	0.3886	0.4836

Tabla B.2

COMPARACIÓN DE FACTORES DE DEMANDA OBTENIDOS PARA ESCENARIOS CON 58 % DE PENETRACIÓN, CON ESTRATEGIA DE CARGA DESCONTROLADA Y CON CARGA POSIBLE SOLO EN DOMICILIO Y EN CCR (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Escenario	100 % propiedad cargador domiciliario		50 % propiedad cargador domiciliario	
	H1	Total alimentador	H1	Total alimentador
límite superior IC99 %	0.3226	0.2741	0.3420	0.2796
Promedio	0.2612	0.2608	0.2602	0.2608
límite inferior IC99 %	0.2006	0.2475	0.1813	0.2421

Tabla B.3

COMPARACIÓN DE FACTORES DE DEMANDA OBTENIDOS PARA ESCENARIOS CON 58 % DE PENETRACIÓN, CON ESTRATEGIA DE CARGA OFFPEAK Y CON CARGA POSIBLE SOLO EN TODOS LOS ESTADOS DE ESTACIONAMIENTO (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Escenario	100 % propiedad cargador domiciliario		50 % propiedad cargador domiciliario	
	H1	Total alimentador	H1	Total alimentador
límite superior IC99 %	0.3372	0.2877	0.3575	0.2928
Promedio	0.2741	0.2740	0.2744	0.2741
límite inferior IC99 %	0.2151	0.2601	0.1969	0.2554

Tabla B.4

COMPARACIÓN DE FACTORES DE DEMANDA OBTENIDOS PARA ESCENARIOS CON 58 % DE PENETRACIÓN, CON ESTRATEGIA DE CARGA DECONTROLADA Y CON CARGA POSIBLE SOLO EN TODOS LOS ESTADOS DE ESTACIONAMIENTO (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Escenario	100 % propiedad cargador domiciliario		50 % propiedad cargador domiciliario	
	H1	Total alimentador	H1	Total alimentador
límite superior IC99 %	0.2180	0.1753	0.2383	0.1804
Promedio	0.1644	0.1642	0.1639	0.1642
límite inferior IC99 %	0.1134	0.1534	0.0984	0.1488

Apéndice C

Aproximación por patrón de carga normalizado

Producto del estudio realizado, se propone este método de aproximación por patrón de carga. Este método se utiliza para estimar la potencia instantánea de un gran número de cargadores de VE en redes de distribución. Los patrones normalizados provienen de la simulación MCMC desarrollada, en la cual los patrones de carga de VE normalizados en función de la potencia instalada mostraron mantenerse para distinto número de cargadores instalados. Para el caso de este estudio se consideró una potencia de 2.4[kW] para la carga domiciliar y de trabajo mientras que una de 4.8[kW] para carga en lugares comerciales. Se recomienda la utilización de esta metodología considerando estos niveles de potencia para los cargadores, ya que cargadores de mayor o menor tiempo podrían poseer un patrón horario distinto.

Para utilizar este método debe definirse el número y ubicación de los cargadores por simular. Para un mismo punto de una red se recomienda simular al menos 30 cargadores del tipo que se desee simular. Posteriormente, se debe ponderar la potencia instalada en cada punto de la red según la siguiente fórmula:

$$P_{VEj} = f_{APCj} \cdot P_{VE} \quad (C.1)$$

Donde:

- P_{VEj} : Potencia de la carga por situar en la red para simular la hora j .
- f_{APCj} : Factor de aproximación por patrón de carga para la hora j , obtenido de la Tabla C.
- P_{VE} : Potencia total instalada correspondiente a cargadores de VE en un punto de la red.

Los factores de aproximación por patrón de demanda se encuentran en la Tabla C, los escenarios a los cuales se hace alusión corresponden a los de la Tabla C.1.

Tabla C.1

ESCENARIOS DE ESTUDIO ASOCIADOS A LA APROXIMACIÓN POR PATRÓN DE CARGA NORMALIZADO
(FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Escenario	¿Carga laboral y comercial?	Estrategia de carga
1B	No	Descontrolada
2B	Si	Descontrolada
3B	No	Off-peak
4B	Si	Off-peak

Tabla C.2

FACTORES DE PATRÓN DE CARGA NORMALIZADO (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA).

Hora	Número escenario							
	1	2	3			4		
	VEH	VEH	VEH	VET	VEC	VEH	VET	VEC
4:00	0.0000	0.000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5:00	0.0005	0.000	0.0005	0.0031	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6:00	0.0012	0.000	0.0012	0.0102	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
7:00	0.0032	0.000	0.0032	0.0374	0.0009	0.0000	0.0009	0.0009
8:00	0.0105	0.000	0.0105	0.1221	0.0032	0.0000	0.0032	0.0032
9:00	0.0422	0.000	0.0420	0.1692	0.0132	0.0000	0.0132	0.0132
10:00	0.0354	0.000	0.0340	0.0681	0.0232	0.0000	0.0242	0.0242
11:00	0.0459	0.000	0.0403	0.0200	0.0184	0.0000	0.0210	0.0210
12:00	0.0582	0.000	0.0453	0.0107	0.0150	0.0000	0.0179	0.0179
13:00	0.0762	0.000	0.0529	0.0203	0.0170	0.0000	0.0199	0.0199
14:00	0.0723	0.000	0.0459	0.0246	0.0189	0.0000	0.0221	0.0221
15:00	0.0722	0.000	0.0516	0.0138	0.0150	0.0000	0.0195	0.0195
16:00	0.1203	0.000	0.0887	0.0069	0.0152	0.0000	0.0190	0.0190
17:00	0.1626	0.000	0.1091	0.0058	0.0174	0.0000	0.0202	0.0202
18:00	0.2521	0.000	0.1610	0.0041	0.0217	0.0000	0.0246	0.0246
19:00	0.2395	0.000	0.1403	0.0071	0.0176	0.0000	0.0215	0.0215
20:00	0.1700	0.000	0.0973	0.0046	0.0103	0.0000	0.0154	0.0154
21:00	0.1085	0.000	0.0573	0.0048	0.0046	0.0000	0.0078	0.0078
22:00	0.0755	0.044	0.0393	0.0019	0.0013	0.0438	0.0032	0.0032
23:00	0.0541	0.285	0.0256	0.0004	0.0010	0.2115	0.0017	0.0017
0:00	0.0384	0.428	0.0167	0.0006	0.0004	0.2629	0.0005	0.0005
1:00	0.0211	0.484	0.0078	0.0001	0.0000	0.2740	0.0000	0.0000
2:00	0.0085	0.235	0.0026	0.0000	0.0000	0.0721	0.0000	0.0000
3:00	0.0036	0.083	0.0014	0.0000	0.0000	0.0154	0.0000	0.0000

Bibliografía

- [1] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), “Descarbonización del sector energético en Chile,” <http://4echile.cl/lineas-trabajo/salida-del-carbon/descarbonizacion-del-sector-energetico-chileno/>, 2019, accedido 01-07-2020.
- [2] Ministerio del Medio Ambiente, “Contribución determinada a nivel nacional (NDC),” 2020.
- [3] International Energy Agency, “Tracking transport 2019,” <https://www.iea.org/reports/tracking-transport-2019>, accedido 01-07-2020.
- [4] Ministerio de Energía, Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones, Ministerio del Medio Ambiente, “Estrategia nacional de electromovilidad. un camino para los vehículos eléctricos,” 2017.
- [5] Bloomberg New Energy Finance, “Electric vehicle outlook 2020 (summary),” Retrieved from. <https://bnef.turtl.co/story/evo-2020/?teaser=yes>.
- [6] *SAE Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler*, Ground vehicle standard J1772_201710 ed., SAE International, 2017.
- [7] F. Manríquez, E. Sauma, J. Aguado, S. de la Torre, and J. Contreras, “The impact of electric vehicle charging schemes in power system expansion planning,” *Applied Energy*, vol. 262, p. 114527, 2020.
- [8] Ministerio de Energía, “Proceso de planificación energética de largo plazo,” 2019.
- [9] L. Kütt, E. Saarijärvi, M. Lehtonen, H. Mölder, and J. Niitsoo, “Current harmonics of ev chargers and effects of diversity to charging load current distortions in distribution networks,” in *2013 International Conference on Connected Vehicles and Expo (ICCVEx)*. IEEE, 2013, pp. 726–731.
- [10] J. C. Gómez and M. M. Morcos, “Impact of ev battery chargers on the power quality of distribution systems,” *IEEE transactions on power delivery*, vol. 18, no. 3, pp. 975–981, 2003.
- [11] G. Putrus, P. Suwanapongkarl, D. Johnston, E. Bentley, and M. Narayana, “Impact of electric vehicles on power distribution networks,” in *2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*. IEEE, 2009, pp. 827–831.
- [12] M. Riveros, G. Paredes, and L. Vargas, “Impact of electric vehicles on the reconfiguration requirements of a distribution network: The Santiago city case,” in *2012 Sixth*

- IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*. IEEE, 2012, pp. 1–10.
- [13] J. Mendoza-Baeza, B. R. Cerda, R. F. López, and M. F. Caicedo, “Impact of electric vehicle charging in power distribution networks using a transport model approach,” in *2015 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*. IEEE, 2015, pp. 517–522.
- [14] C. V. Moya and J. M. Baeza, “Optimization of centralized charging strategy for electric vehicles in power distribution network,” in *2017 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*. IEEE, 2017, pp. 1–7.
- [15] F. M. Moreno, “Vehículos eléctricos. historia, estado actual y retos futuros,” *European Scientific Journal*, 2016.
- [16] International Energy Agency, “Electric vehicles 2020,” <https://www.iea.org/reports/electric-vehicles>, accedido 05-07-2020.
- [17] E. Crisostomi, R. Shorten, S. Stüdli, and F. Wirth, *Electric and plug-in hybrid vehicle networks: optimization and control*. CRC Press, 2017.
- [18] N. Shaukat, B. Khan, S. Ali, C. Mehmood, J. Khan, U. Farid, M. Majid, S. Anwar, M. Jawad, and Z. Ullah, “A survey on electric vehicle transportation within smart grid system,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1329–1349, 2018.
- [19] A. Dubey and S. Santoso, “Electric vehicle charging on residential distribution systems: Impacts and mitigations,” *IEEE Access*, vol. 3, pp. 1871–1893, 2015.
- [20] H. Shareef, M. M. Islam, and A. Mohamed, “A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 403–420, 2016.
- [21] S. Habib, M. M. Khan, F. Abbas, L. Sang, M. U. Shahid, and H. Tang, “A comprehensive study of implemented international standards, technical challenges, impacts and prospects for electric vehicles,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 13 866–13 890, 2018.
- [22] D. Hanauer, “Mode 2 charging—testing and certification for international market access,” *World Electric Vehicle Journal*, vol. 9, no. 2, p. 26, 2018.
- [23] M. Rata, G. Rata, C. Filote, M. S. Raboaca, A. Graur, C. Afanasov, and A.-R. Felseghi, “The electrical vehicle simulator for charging station in mode 3 of iec 61851-1 standard,” *Energies*, vol. 13, no. 1, p. 176, 2020.
- [24] Ministerio de Energía, “Buenas prácticas en movilidad eléctrica,” 2018.
- [25] CHAdeMO Association, “What is chademo,” <https://www.chademo.com/about-us/what-is-chademo/>, accedido 23-07-2020.
- [26] A. Windecker and A. Ruder, “Fuel economy, cost, and greenhouse gas results for alternative fuel vehicles in 2011,” *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 23, pp. 34–40, 2013.

- [27] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, "The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 25, no. 1, pp. 371–380, 2009.
- [28] A. Weis, P. Jaramillo, and J. Michalek, "Estimating the potential of controlled plug-in hybrid electric vehicle charging to reduce operational and capacity expansion costs for electric power systems with high wind penetration," *Applied Energy*, vol. 115, pp. 190–204, 2014.
- [29] J. Kiviluoma and P. Meibom, "Methodology for modelling plug-in electric vehicles in the power system and cost estimates for a system with either smart or dumb electric vehicles," *Energy*, vol. 36, no. 3, pp. 1758–1767, 2011.
- [30] R. J. Bessa, M. A. Matos, F. J. Soares, and J. A. P. Lopes, "Optimized bidding of a ev aggregation agent in the electricity market," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 443–452, 2011.
- [31] N. Hartmann and E. Özdemir, "Impact of different utilization scenarios of electric vehicles on the german grid in 2030," *Journal of power sources*, vol. 196, no. 4, pp. 2311–2318, 2011.
- [32] A. Zakariazadeh, S. Jadid, and P. Siano, "Multi-objective scheduling of electric vehicles in smart distribution system," *Energy Conversion and Management*, vol. 79, pp. 43–53, 2014.
- [33] J. D. Kim and M. Rahimi, "Future energy loads for a large-scale adoption of electric vehicles in the city of los angeles: Impacts on greenhouse gas (ghg) emissions," *Energy Policy*, vol. 73, pp. 620–630, 2014.
- [34] S. W. Hadley, "Impact of plug-in hybrid vehicles on the electric grid," *ORNL Report*, no. October, 2006.
- [35] D. McCarthy and P. Wolfs, "The hv system impacts of large scale electric vehicle deployments in a metropolitan area," in *2010 20th Australasian Universities Power Engineering Conference*. IEEE, 2010, pp. 1–6.
- [36] Z. Wang and R. Paranjape, "An evaluation of electric vehicle penetration under demand response in a multi-agent based simulation," in *2014 IEEE electrical power and energy conference*. IEEE, 2014, pp. 220–225.
- [37] W. H. Kersting, *Distribution system modeling and analysis*. CRC press, 2012.
- [38] F. G. Dias, M. Mohanpurkar, A. Medam, D. Scoffield, and R. Hovsopian, "Impact of controlled and uncontrolled charging of electrical vehicles on a residential distribution grid," in *2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*. IEEE, 2018, pp. 1–5.
- [39] C. Dharmakeerthi, N. Mithulananthan, and T. Saha, "Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 57, pp. 241–249, 2014.

- [40] C. Jiang, R. Torquato, D. Salles, and W. Xu, "Method to assess the power-quality impact of plug-in electric vehicles," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 2, pp. 958–965, 2013.
- [41] V.-L. Nguyen, T. Tran-Quoc, and S. Bacha, "Harmonic distortion mitigation for electric vehicle fast charging systems," in *2013 IEEE Grenoble Conference*. IEEE, 2013, pp. 1–6.
- [42] N. Melo, F. Mira, A. de Almeida, and J. Delgado, "Integration of pev in portuguese distribution grid: Analysis of harmonic current emissions in charging points," in *11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*. IEEE, 2011, pp. 1–6.
- [43] R. Bass and N. Zimmerman, "Impacts of electric vehicle charging on electric power distribution systems," 2013.
- [44] E. Akhavan-Rezai, M. Shaaban, E. El-Saadany, and A. Zidan, "Uncoordinated charging impacts of electric vehicles on electric distribution grids: Normal and fast charging comparison," in *2012 IEEE power and energy society general meeting*. IEEE, 2012, pp. 1–7.
- [45] A. D. Hilshey, P. Rezaei, P. D. Hines, and J. Frolik, "Electric vehicle charging: Transformer impacts and smart, decentralized solutions," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, 2012, pp. 1–8.
- [46] G. Razeghi, L. Zhang, T. Brown, and S. Samuelsen, "Impacts of plug-in hybrid electric vehicles on a residential transformer using stochastic and empirical analysis," *Journal of power sources*, vol. 252, pp. 277–285, 2014.
- [47] W.-J. Park, K.-B. Song, and J.-W. Park, "Impact of electric vehicle penetration-based charging demand on load profile," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 8, no. 2, pp. 244–251, 2013.
- [48] S. Schey, D. Scofield, and J. Smart, "A first look at the impact of electric vehicle charging on the electric grid in the ev project," *World Electric Vehicle Journal*, vol. 5, no. 3, pp. 667–678, 2012.
- [49] K. Mets, T. Verschueren, W. Haerick, C. Develder, and F. De Turck, "Optimizing smart energy control strategies for plug-in hybrid electric vehicle charging," in *2010 IEEE/IFIP Network Operations and Management Symposium Workshops*. Ieee, 2010, pp. 293–299.
- [50] W. Su, H. Eichi, W. Zeng, and M.-Y. Chow, "A survey on the electrification of transportation in a smart grid environment," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 8, no. 1, pp. 1–10, 2011.
- [51] A. R. Hota, M. Juvvanapudi, and P. Bajpai, "Issues and solution approaches in phev integration to smart grid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 217–229, 2014.
- [52] K. Mets, T. Verschueren, F. De Turck, and C. Develder, "Exploiting v2g to optimize residential energy consumption with electrical vehicle (dis) charging," in *2011 IEEE*

- first international workshop on smart grid modeling and simulation (SGMS)*. IEEE, 2011, pp. 7–12.
- [53] S.-E. Razavi, E. Rahimi, M. S. Javadi, A. E. Nezhad, M. Lotfi, M. Shafie-khah, and J. P. Catalão, “Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 105, pp. 157–167, 2019.
- [54] S. Hardman, A. Jenn, G. Tal, J. Axsen, G. Beard, N. Daina, E. Figenbaum, N. Jakobsson, P. Jochem, N. Kinnear *et al.*, “A review of consumer preferences of and interactions with electric vehicle charging infrastructure,” *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 62, pp. 508–523, 2018.
- [55] J. Axsen and K. S. Kurani, “Who can recharge a plug-in electric vehicle at home?” *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 17, no. 5, pp. 349–353, 2012.
- [56] Comisión Nacional de Energía, “Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución,” [Online] <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Norma-T2019>, accedido 20-11-2020.
- [57] S. de Electricidad y Combustible, “Pliego técnico normativo ric n15: Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos.”
- [58] National Statistics Technical Report, “The United Kingdom 2000 Time Use Survey,” 2003.
- [59] C. Moreira, J. P. Lopes, P. R. Almeida, L. Seca, and F. J. Soares, “A stochastic model to simulate electric vehicles motion and quantify the energy required from the grid,” 2011.
- [60] Y. Wang and D. Infield, “Markov chain monte carlo simulation of electric vehicle use for network integration studies,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 99, pp. 85–94, 2018.
- [61] BMW Group PressClub, “Technical specifications bmw i3 94 ah,” [Online] Available: <https://www.press.bmwgroup.com/global/article/detail/T0259598EN/technical-specifications-for-the-bmw-i3-94ah-valid-from-07/2016?language=en>, 2016.
- [62] Universidad Alberto Hurtado, “Encuesta origen destino santiago 2012,” [Online] <http://www.sectra.gob.cl/biblioteca/detalle1.asp?mfn=3253.>, 2014, accedido 01-11-2020.
- [63] E. P. R. Institute, “The open distribution system simulator (openss),” [online] Disponible en: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>, 2020.
- [64] Electric Power Research Institute, “Epr load shape library 7.0,” [Online] <https://loadshape.epri.com/enduse>, 2020, accedido 04-11-2020.
- [65] Ministerio de Energía, “Planificación energética de largo plazo,” [Online] https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20191209_actualizacion_pelp-iaa_2019.pdf, 2019.

-
- [66] Ministerio de Energía, “Carbono neutralidad en el sector energía,” [Online] https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf, 2020.