



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

DESARROLLO DE ALGORITMOS DE GESTIÓN DE CARGA PARA VEHÍCULOS
ELÉCTRICOS Y EVALUACIÓN DE SU IMPACTO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

AGUSTÍN IGNACIO DOÑA RODRÍGUEZ

PROFESOR GUÍA:
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ANDRÉS CABA RUTTE
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: AGUSTÍN IGNACIO DOÑA RODRÍGUEZ
FECHA: 2020
PROF. GUÍA: ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

DESARROLLO DE ALGORITMOS DE GESTIÓN DE CARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS Y EVALUACIÓN DE SU IMPACTO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Los desafíos planteados por el Protocolo de Kioto, el Acuerdo de París y las diferentes instancias de divulgación medioambiental y científica han impulsado fuertemente el desarrollo de tecnologías alternativas bajas en emisiones de carbono. La incorporación de energías renovables para la generación de energía eléctrica ha posicionado la electrificación como una de las medidas para reducir emisiones de CO₂. En el área de transportes, la electrificación a impulsado en particular el desarrollo de vehículos eléctricos (VEs). Se prevé que la incorporación a gran escala de este tipo de tecnología produzca enormes impactos en la infraestructura eléctrica, por lo que es menester evaluar estos posibles impactos y abordar estrategias para reducirlos. En este trabajo se evalúan de forma comparativa las opciones de carga lenta (monofásica, 3.6 kW) y rápida (trifásica, 7.2 kW), desarrollando un modelo de gestión de carga con el fin de reducir la demanda agregada y así mermar el estrés sobre la red de distribución. Además, se calcula el *Hosting Capacity* de tres redes de distribución de baja tensión de la Región de Valparaíso, para diferentes escenarios de carga. Se plantea como hipótesis de investigación que la opción de carga rápida, a pesar de ser capaz de estresar más la red en comparación a la opción de carga lenta, permitiría alcanzar estándares similares al incorporar herramientas de coordinación óptima, aumentando a su vez las prestaciones en términos de menores tiempos de carga para los usuarios. Para este fin se utilizan datos de carga sin coordinación de 3.6 kW para 2000 VEs, obtenidos a partir del proyecto *My Electric Avenue* de UK de finales del 2015, y se obtienen datos de viajes diarios para conductores a partir del Estudio Origen-Destino Santiago 2012. La información sobre el comportamiento de usuarios permite definir tiempos de desconexión como restricción al problema de gestión. A partir de los datos de carga sin coordinación de 3.6 kW se genera un perfil de carga rápida de 7.2 kW manteniendo fijo el tiempo central de cada proceso de carga. Luego se coordinan los vehículos a través del algoritmo de optimización desarrollado en Gurobi, que resuelve un problema de minimización de la máxima demanda coincidente, satisfaciendo restricciones como disponibilidad de los vehículos, abastecimiento de las demandas de carga, tiempos mínimos de carga, entre otras.

Los resultados indican que si bien el escenario de carga rápida sin coordinación presenta una elevada demanda agregada, al añadir elementos de coordinación de carga se obtienen niveles de potencia muy similares al caso de carga lenta, confirmando la hipótesis de investigación en términos de la eficaz reducción de la demanda agregada. De los análisis efectuados en OpenDSS para las redes de distribución se encuentra que, dada la condición trifásica de la carga rápida, se reduce notablemente el porcentaje de clientes con problemas de tensión al reducir los desbalances de voltaje. La carga rápida es viable y permite además una mayor adopción de este tipo de tecnologías bajo esquemas de coordinación, posibilitando menores tiempos de espera y por tanto mayor disponibilidad y confort para los usuarios finales.

*A vida é arte do encontro,
embora haja tanto desencontro pela vida.*

Vinicius de Moraes

Agradecimientos

Quisiera agradecer en primer lugar a mi familia, en especial a mis padres quienes sembraron en mí la curiosidad a temprana edad, que ha sido uno de los ejes que me impulsaron a estudiar una carrera profesional. Sin el apoyo de Lorena y Osvaldo no hubiera sido posible llegar a estudiar y esto para mí es sin duda un gran privilegio. A mis abuelos que me inculcaron valores, y en particular a mi abuela Agustina que con mucho cariño me acompañó durante la niñez. Quisiera agradecer a Valeria y Felipe -con quienes compartí un excelente espacio de trabajo alrededor de un año- y a mi profesor guía Alejandro, con quien aprendí mucho y estuvo siempre disponible para conversar a lo largo de todo el proceso de Memoria. Quisiera agradecer también a mis amigas y amigos de la universidad, quienes fueron una alegría durante todos los años de estudio, en donde solo por nombrar algunos están Toledo, Hodali, Rorro, Gabi, Gaba, Joaquo, Adolfo, Javi, Basti, Josefa, Bernardo, Wiki, Nico. En particular quisiera agradecerle a Viviana por apoyarme durante los años más arduos de la carrera y a los chiquillos con quienes compartí esas instancias, a Belén, Diego, Nicolai, Chío y Mike. Una de las experiencias que me llevó a interesarme sobre los vehículos eléctricos fue el viaje a Alemania, en donde tuve la oportunidad de aprender sobre nuevas tecnologías. Al respecto quiero agradecer especialmente al profesor Kai Peter Birke, por su buena disposición y ayuda, y a las amistades con quienes compartí ese tiempo, entre otras personas a Raphael, Gustavo, Henrique, Babel, Juju, Pedro, Romain, Valentin, Niels, Gregor.

La modalidad de este trabajo ha pasado por cambios sustanciales, comenzando antes del estallido y terminando en pandemia, con el consecuente estrés que supone el encierro. En especial, quiero agradecerle a Nicole por compartir conmigo sobre diferentes temáticas políticas y socioambientales, y gracias a quien este período ha sido mucho más llevadero. Quisiera agradecerle también a mis amistades de toda la vida, a Camilo, Emilio y Nicolás, hermanos con quienes sin duda me he formado y sigo formando como persona. Asimismo, quisiera agradecer a mi hermano mellizo Cristóbal mi principal partner de estudio y con quien nos turnábamos los libros del colegio, a mi hermano mayor Hugo, quien ha sido un apoyo constante, y a mis primos Álvaro, Coteló, Eric, Joel, incluyendo a mi amigo y colega Kevin, y a todas esas personas que por simpatía al lector no menciono, amistades del colegio, de mi vecindario, de San Sebastián, del club de Basquetbol, del PENTA-UC, entre otras.

Finalmente quiero agradecer al proyecto ANID FONDECYT de Iniciación N°11180875 por financiar parcialmente el desarrollo de este trabajo.

Tabla de Contenido

Índice de Tablas	ix
Índice de Ilustraciones	x
Introducción	1
1. Marco Teórico	4
1.1. Redes de Distribución	4
1.1.1. Regulación de Tensión	5
1.1.2. <i>After Diversity Maximum Demand</i>	5
1.1.3. Coeficiente de Desbalance	5
1.1.4. Sistemas desbalanceados	6
1.1.5. Opciones Tarifarias para Clientes Finales	8
1.1.6. Control de Tensión en Sistemas de Potencia	10
1.1.7. Topología de Redes de Distribución	11
1.1.8. Elementos en Redes de Distribución	12
1.2. Hosting Capacity	17
1.3. Gestión de Carga	17
1.4. Estado del Arte	18
1.4.1. Gestión de Carga	18
1.4.2. OPF en Redes de Distribución	21
1.4.3. Aportes de la Memoria	25
1.4.4. Estructura de la Memoria	25
2. Metodología y Desarrollo	27
2.1. Herramientas Computacionales	28
2.1.1. Python	28
2.1.2. Gurobi	29
2.1.3. OpenDSS	30
2.2. Análisis Estadístico de Planes de Carga	30
2.3. Análisis Estadístico del Hosting Capacity	31
2.4. Obtención de Datos de Entrada	33
2.4.1. Adopción	33
2.4.2. Energía demandada	33
2.4.3. Tiempos de desconexión	33
2.4.4. Demanda residencial	36
2.4.5. Carga no coordinada	37

2.4.6.	Carga no coordinada rápida	38
2.4.7.	Plan de carga	40
2.4.8.	Monitores en OpenDSS	40
2.4.9.	Gráficos y principales resultados en Python	41
2.5.	Formulación del Problema de Optimización	41
2.5.1.	Variable de optimización	42
2.5.2.	Demanda Agregada	42
2.5.3.	Carga Comunitaria	45
2.5.4.	Selección Aleatoria	48
2.6.	Modelamiento de Redes de Distribución	48
2.7.	Resultados Esperados	50
3.	Resultados y Discusión	52
3.1.	Validación de Datos de Desconexión	52
3.2.	ADMD	53
3.3.	Análisis de Planes de Carga	56
3.3.1.	Enfoque de Demanda Agregada	56
3.3.2.	Enfoque de Carga Comunitaria	63
3.4.	Hosting Capacity para Esquema de Demanda Agregada	69
3.4.1.	Red 12	69
3.4.2.	Red 20	78
3.4.3.	Red 10	87
3.4.4.	Análisis de desbalances	94
3.4.5.	Análisis Esquema de Optimización por Fases	96
4.	Conclusiones	98
5.	Bibliografía	101

Índice de Tablas

1.1. Límites para regulación de tensión [1].	5
1.2. Datos de entrada para gestión de carga	18
1.3. Resultados para red de 13 nodos [2].	20
1.4. Resultados para red de alimentador real [2].	20
2.1. Datos de entrada para gestión de carga	29
2.2. Variables de entrada y salida en Gurobi	31
2.3. Variables de entrada y salida en OpenDSS	32
2.4. Variables de entrada y salida en Python	32
2.5. Variables de entrada y salida en Python	35
2.6. Nomenclatura para formulación de tiempos mínimos	44
2.7. Nomenclatura para formulación de restricción de switcheos	45
2.8. Nomenclatura para formulación tipo <i>Job Shop Scheduling</i>	47
2.9. Nomenclatura para formulación de carga comunitaria	48
2.10. Datos de la Red 10	49
2.11. Datos de la Red 12	50
2.12. Datos de la Red 20	50
3.1. Demanda agregada no coordinada y coordinada para opciones de carga lenta y rápida, sin restricciones de potencia agregada límite.	58
3.2. Energía crítica objetivo y energía crítica abastecida por planes de carga lenta y rápida para 100 VEs, para tiempo crítico de carga 7:00 AM	65
3.3. Energía crítica objetivo y energía crítica abastecida por planes de carga lenta y rápida para 500 VEs, para tiempo crítico de carga 7:00 AM	65
3.4. Energía crítica objetivo y energía crítica abastecida por planes de carga lenta y rápida para 500 VEs, para tiempo crítico de carga aleatorio entre 9 AM y 2 PM.	68
3.5. Resultados de potencia para red 12	72
3.6. Resultados de potencia para red 20	81
3.7. Resultados de potencia para red 10	90

Índice de Ilustraciones

1.	Tendencia mundial de ventas de vehículos eléctricos [3].	2
2.	Escenarios con y sin programación de carga [4].	3
1.1.	Alimentadores en red de distribución [5].	4
1.2.	Ejemplo de descomposición en componentes simétricas (elaboración propia basada en [6]).	7
1.3.	Obtención de fase <i>A</i> a partir de la suma de la fase <i>a</i> de los vectores de secuencias.	8
1.4.	Esquemas de tarificación.	10
1.5.	Esquema para cálculo de la caída de tensión	11
1.6.	Diagrama fasorial de voltaje	11
1.7.	Topologías de tipo radial y enmallada. Adaptado de [7].	12
1.8.	Vista general de la carga de CA y CC para VEs [8].	14
1.9.	Incorporación de OLTC en modelo de red de distribución	15
1.10.	Dependencia entre potencia y voltaje para modelos de la carga estáticos [9]	16
1.11.	Resultados para escenarios de carga con GD y carga a nivel residencial [4].	18
1.12.	Metodología utilizada para incorporar carga de VEs [5]	23
1.13.	Escenarios con con y sin programación de carga [5].	24
2.1.	Esquema global de la metodología empleada	27
2.2.	Esquema general para el análisis de planes de carga.	30
2.3.	Esquema general para el análisis de los planes de carga en las redes de distribución.	31
2.4.	Elaboración propia a partir de [10].	33
2.5.	Esquema general para obtener los tiempos de desconexión.	34
2.6.	Ejemplo de coordenadas UTM	35
2.7.	Perfil agregado de demanda residencial generado con herramienta CREST.	36
2.8.	Perfiles individuales de demanda residencial obtenidos a partir de la herramienta CREST.	37
2.9.	Esquema general del proceso de asignación.	37
2.10.	Número de vehículos fuera del hogar (azul) y en proceso de carga (rojo).	38
2.11.	N° vehículos cargando y viajando.	39
2.12.	Perfil de carga lenta y rápida sin coordinación para vehículo de ejemplo	39
2.13.	Perfiles de carga no coordinada lenta y rápida	40
2.14.	Diagrama de Red 20	41
2.15.	Esquema general del problema de <i>Job Shop Scheduling</i>	46
2.16.	Esquema para la selección aleatoria de datos de entrada	49
2.17.	Diagrama de la Red 10	49

2.18. Diagrama de la Red 12	50
2.19. Diagrama de la Red 20	50
3.1. Muestras de 25 VEs con períodos de carga (azul) períodos disponibles (violeta) y períodos de viaje (amarillo)	52
3.2. Ejemplo tiempos de desconexión	53
3.3. Histograma de ADMD para grupos de 10, 20 y 100 VEs en el escenario de carga lenta sin coordinación.	54
3.4. Curva ADMD promedio con carga lenta para <i>pool</i> de 1700 VEs.	54
3.5. Curva ADMD promedio con carga lenta para <i>pool</i> de 1700 VEs.	55
3.6. Curva ADMD promedio con carga lenta para <i>pool</i> de 1700 VEs.	55
3.7. Curva ADMD promedio con carga lenta para <i>pool</i> de 1700 VEs.	56
3.8. Caso de ejemplo para el modelo de optimización de demanda agregada.	57
3.9. Valores objetivos para el enfoque de minimización de la máxima demanda agregada para 100 simulaciones.	59
3.10. Porcentajes de reducción de la demanda agregada con respecto al caso base para 100 simulaciones.	60
3.11. Valores objetivos para el enfoque de minimización de la máxima demanda agregada para 1000 simulaciones.	61
3.12. Porcentajes de reducción de la demanda agregada con respecto al caso base para 1000 simulaciones.	62
3.13. Caso de ejemplo para el modelo de optimización de carga comunitaria.	64
3.14. Resultados de carga crítica para 500 VEs sin demanda residencial y hora de carga crítica 7:00 AM.	66
3.15. Resultados de carga crítica para 500 VEs con demanda residencial y hora de carga crítica 7:00 AM.	67
3.16. Potencia medida en secundario del transformador y perfil de voltaje en nodos de carga para red trifásica desbalanceada.	69
3.17. Potencia medida en secundario del transformador y perfil de voltaje en nodos de carga para red trifásica con perfiles de consumo idénticos.	70
3.18. Potencia medida en secundario del transformador y perfil de voltaje en nodos de carga para red trifásica balanceada.	70
3.19. Resultados de escenario particular con 100% de adopción de VEs en la Red 12.	71
3.20. Potencia medida en el secundario del transformador según nivel de adopción.	73
3.21. Porcentaje de clientes con problemas de voltaje acorde a la norma técnica.	75
3.22. Voltaje mínimo del día vs frecuencia para cada nivel de adopción.	76
3.23. Coeficiente de desbalances calculado para el voltaje mínimo diario vs frecuencia, según cada nivel de adopción	77
3.24. Red trifásica desbalanceada.	79
3.25. Red trifásica con perfiles de consumo idénticos.	79
3.26. Red trifásica balanceada.	79
3.27. Resultados de escenario particular con 100% de adopción de VEs en la Red 20.	80
3.28. Potencia medida en el secundario del transformador según nivel de adopción.	82
3.29. Porcentaje de clientes con problemas de voltaje acorde a la norma técnica	84
3.30. Voltaje mínimo del día vs frecuencia para cada nivel de adopción.	85
3.31. Coeficiente de desbalances calculado para el voltaje mínimo diario vs frecuencia, según cada nivel de adopción	86

3.32. Red trifásica desbalanceada.	87
3.33. Red trifásica con perfiles de consumo idénticos.	87
3.34. Red trifásica balanceada.	88
3.35. Resultados de escenario particular con 100 % de adopción de VEs en la Red 10.	89
3.36. Potencia medida en el secundario del transformador según nivel de adopción.	90
3.37. Porcentaje de clientes con problemas de voltaje acorde a la norma técnica	91
3.38. Voltaje mínimo del día vs frecuencia para cada nivel de adopción.	92
3.39. Coeficiente de desbalances calculado para el voltaje mínimo diario vs frecuencia, según cada nivel de adopción	93
3.40. Voltaje mínimo diario y coeficiente de desbalances calculado para el voltaje mínimo diario vs frecuencia, según cada nivel de adopción	95
3.41. Voltajes mínimos obtenidos para cada simulación, según escenario.	96
3.42. Variaciones de <i>peaks</i> de potencia al pasar de coordinación sistémica a coordinación por fases, con fase I (arriba), fase II (centro) y fase III (abajo).	97

Introducción

Motivación

Tradicionalmente, las redes de distribución se han tratado como un componente pasivo en los sistemas de potencia. En ese sentido la incorporación de vehículos eléctricos aumenta la demanda del sistema, con lo que puede ocasionar la sobrecarga de alimentadores, aumento de las pérdidas de potencia, distorsiones de red y requerimientos de expansión de la infraestructura de red [11]. Cabe señalar que, como respuesta al problema climático, generadores distribuidos tales como energía solar y eólica se han integrado a las redes de distribución. Aquellas redes que poseen generación distribuida (GD) inyectan por tanto energía, pasando a ser componentes activos del sistema. En Chile, los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), conectados a redes de media tensión, ascienden a 1275 MW de capacidad instalada para Abril de 2020, constituyendo además el 24 % de la capacidad solar instalada [12]. Cabe destacar también la notable alza en las instalaciones solares bajo el concepto de Net Billing, con un crecimiento de un 54 % para el año 2019. Hasta finales de febrero de 2020 las instalaciones bajo este concepto ascienden a 46.3 MW [13, 14].

Existen además claras tendencias de expansión en el sector de vehículos eléctricos (VEs). El compromiso global por la reducción del dióxido de carbono, el progreso tecnológico tanto en eficiencia como en autonomía y la reducción de los costos de producción han impulsado fuertemente el mercado de los VEs. Mientras que en el año 2010 existían 17.000 VEs en el mundo, a fines del 2019 el stock global de este tipo de vehículos alcanzó 7.2 millones, presentando un crecimiento del 40 % con respecto al año anterior [15]. Como se aprecia en la figura 1, para el año 2040 se prevé que un 35 % de las ventas de vehículos nuevos corresponderá a vehículos eléctricos. Se estima además que el costo de producción equiparará al costo de los vehículos de combustión para el año 2022 [3].

Chile no ha sido la excepción a esta tendencia. La venta de vehículos híbridos y eléctricos presentó un aumento del 44 % en el período 2017-2018 y del 59 % en el período 2018-2019 sin considerar el mes de diciembre [16]. Junto con esto, Santiago cuenta con una flota de buses eléctricos que suma a la fecha 676 máquinas, la mayor flota en latinoamérica y segunda mayor en el mundo después de China [17]. Esta creciente incorporación de vehículos eléctricos genera también profundos cambios en el sistema eléctrico, y en particular, en las redes de distribución. Algunas de las consecuencias directas de esta incorporación son impactos en la demanda del sistema, aumento en la carga de alimentadores y pérdidas de potencia, distorsiones de red y cambios en la gestión operacional y de infraestructura. En este contexto la coordinación de vehículos eléctricos permite desplazar la potencia demandada en el

tiempo y disminuir la coincidencia máxima, con lo cual es posible disminuir la carga de la infraestructura de red en horas punta, reduciendo también problemas de caídas de tensión.

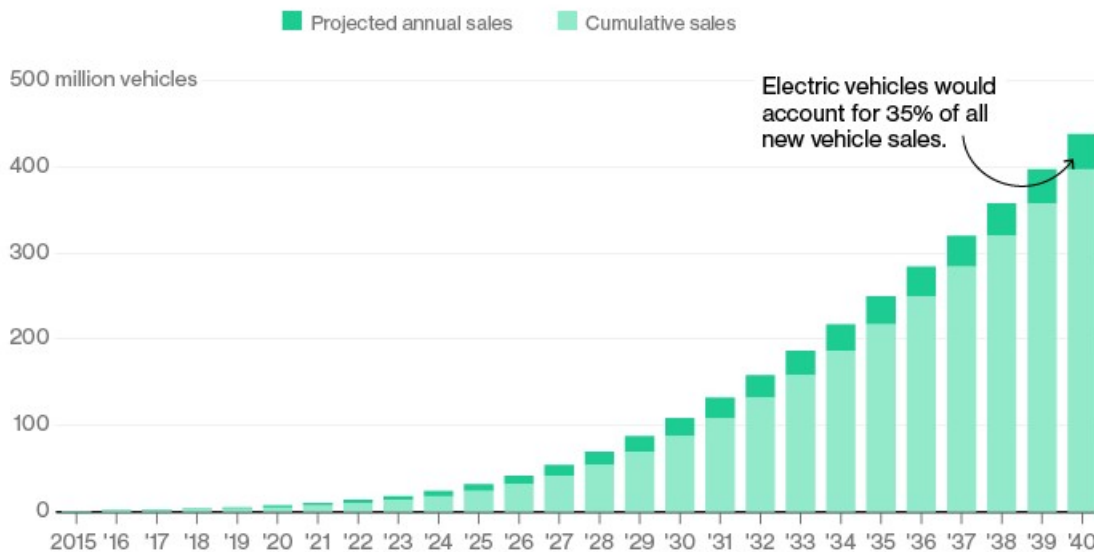


Figura 1: Tendencia mundial de ventas de vehículos eléctricos [3].

Todo lo anterior plantea nuevos desafíos para el operador de red de distribución. Por una parte, la incorporación de GD implica que la operación debe considerar no solo incertidumbre en la demanda, sino también en la generación. Por otro lado, el nivel de complejidad del sistema aumenta dado que se debe coordinar la operación de múltiples componentes. La programación de la carga de los vehículos eléctricos (VEs) permite un uso eficiente de la red y permitiría desplazar por tanto costos de inversión en la red que surgen producto del aumento de la demanda punta al incorporar VEs sin medidas adicionales. Se estima que el uso de esquemas de carga inteligente puede reducir en hasta un 60 % los costos de inversión en redes con una alta penetración de VEs [11]. La figura 2 ilustra el potencial de coordinar la carga de VEs, en un caso de estudio con 13 VEs y una restricción de potencia del punto de conexión de 40 kW. En (a) se aprecia que de no coordinar la carga se violarían los límites de potencia máxima. En (b) se aprecia que la coordinación permite el uso óptimo de la red, cumpliendo las demandas de carga y los límites del sistema.

La incorporación de elementos de control, comunicación, medición e información en tiempo real habilita las denominadas redes inteligentes, estructura que permitiría aumentar la flexibilidad en redes de distribución. Esto es, que el sistema sea capaz de responder por medio de la modificación de la producción/consumo ante la variabilidad, sea esta pronosticada o no. También puede presentar mejoras en esquemas de regulación de tensión respecto de esquemas de control convencionales [18].

La idea de este trabajo es explotar el potencial de las redes inteligentes, desarrollando un problema de programación o gestión de carga de los vehículos eléctricos, con el fin de disminuir la coincidencia en horas de demanda peak. Se añadirá entonces la posibilidad de carga rápida como oportunidad de aumentar la prestación de servicios por parte de VEs, dado que permite satisfacer las demandas de carga de los usuarios en menor tiempo. Finalmente se evaluará el Hosting Capacity de tres redes de distribución, esto es, la cantidad de vehículos

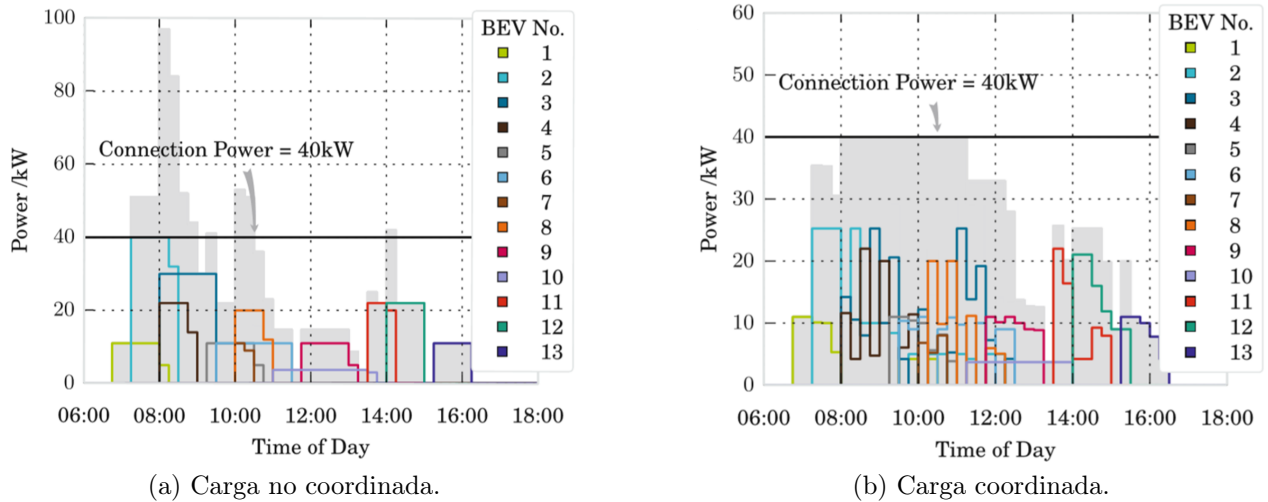


Figura 2: Escenarios con y sin programación de carga [4].

eléctricos que se pueden incorporar sin afectar la calidad del servicio, bajo los esquemas de carga lenta y carga rápida.

Objetivos

Objetivo General

El objetivo general consiste en desarrollar un modelo de optimización para coordinar planes de carga de vehículos eléctricos con opciones de carga lenta y carga rápida, por medio de herramientas de optimización y modelos de simulación, con el fin de lograr una mayor adopción de tecnologías con el potencial de reducir las emisiones de carbono.

Objetivos Específicos

Los objetivos específicos del trabajo son:

1. Resolver un problema de gestión de los vehículos eléctricos, con el fin de reducir la coincidencia en horas de alta demanda.
2. Simular escenarios con y sin coordinación, con posibilidad de carga lenta y con posibilidad de carga rápida.
3. Desarrollar un modelo de simulación para la red de distribución.
4. Analizar la influencia de los planes de carga en el sistema de distribución por medio de la evaluación de indicadores de voltaje.

Capítulo 1

Marco Teórico

1.1. Redes de Distribución

En Chile, los sistemas de distribución abarcan redes de baja tensión (BT), de tensión menor o igual 1 kV, y redes de media tensión (MT) que comprenden valores de tensión superiores a 1 kV y menores o iguales a 23 kV [1]. A diferencia de las redes de transmisión, en redes de distribución las líneas presentan una razón R/X no despreciable, con valores de resistencia que se aproximan al valor de la reactancia. Ello implica que no es posible desacoplar las transferencias de potencia activa de la magnitud de la tensión. Hasta este punto, la inserción de generación distribuida en redes con problemas de bajo voltaje resulta favorable dado que reduce la transferencia de potencia activa. Sin embargo, de existir un alto nivel de penetración la generación distribuida provoca problemas de sobre-tensión.

Otra diferencia sustancial entre redes de distribución y transmisión es la topología radial que se da en la mayoría de las redes de distribución, a diferencia de topologías enmalladas. Por otro lado, en redes de distribución no se presenta transposición de líneas y las cargas varían considerablemente en cada fase.

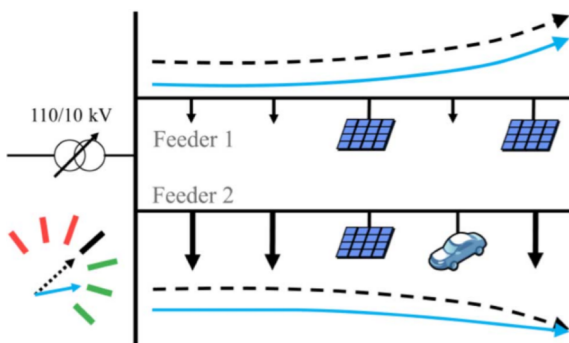


Figura 1.1: Alimentadores en red de distribución [5].

En la figura 1.1 se ilustra un transformador con el lado de media tensión conectada a alimentadores trifásicos. Así, en una zona urbano-rural se puede dar que uno de los alimentadores presenta un alto nivel de generación distribuida (zona residencial), mientras que el otro presenta, por el contrario, una alta demanda y baja generación distribuida (zona urbana). Esta tipo de situación es común en redes de distribución y por ello es necesario considerarlas a la hora de implementar modelos de red.

1.1.1. Regulación de Tensión

Acorde a la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, se define la regulación de tensión en el nodo k según [1]:

$$\Delta V_k = \frac{|V_k - V_k^{\text{nom}}|}{V_k^{\text{nom}}} \quad (1.1)$$

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 10 minutos, en [kV].
- V_k^{nom} : Tensión Nominal en el punto k , en [kV].

Se deben tomar en consideración dos criterios para la regulación de tensión: primero, los valores eficaces de tensión promediados en intervalos de 10 minutos deben situarse siempre dentro del intervalo $[V_n - 15\%, V_n + 10\%]$, para todo tipo de red; segundo, dependiendo de la densidad y el nivel de tensión de la red se aplican los criterios presentes en la tabla 1.1. Estos valores se deben cumplir el 95% del tiempo para cualquier semana del año.

Tensión de red	Densidad de la red	
	Alta y media	Baja y muy baja
Baja tensión	$\pm 7.5\%$	$\pm 10\%$
Media tensión	$\pm 6.0\%$	$\pm 8.0\%$

Tabla 1.1: Límites para regulación de tensión [1].

1.1.2. *After Diversity Maximum Demand*

El indicador *After Diversity Maximum Demand* o ADMD corresponde a la potencia *peak* que presenta un grupo de consumidores en un tiempo dado dividida por el número de consumidores, tal como se presenta en la ecuación 1.2.

$$ADMD = \frac{1}{N} \max_t \left(\sum_{i=1}^N p_i[t] \right) \quad (1.2)$$

Donde N corresponde al número de clientes y $p_i[t]$ a la potencia del cliente i en el instante t . Es importante que la resolución temporal sea lo suficientemente elevada para no suavizar o sobre-promediar las demandas *peak*. Este indicador ha sido utilizado ampliamente en el diseño de redes de distribución como un estimador de la capacidad dado el número de clientes [19].

1.1.3. Coeficiente de Desbalance

La condición de desbalance en un sistema trifásico se da cuando la magnitud de los voltajes de línea o voltajes de fase difiere, o bien, cuando las diferencias de fase difieren del escenario balanceado. El coeficiente de desbalance o %VUF (*Percentage Voltage Unbalance Factor*) se

define como el cociente entre la componente de secuencia negativa y la componente de secuencia positiva del voltaje. Sin embargo, existe una fórmula aproximada que reduce la complejidad del cálculo entregando un resultado similar, para valores no excesivos (5-20 %), con diferencias de hasta el 3.8 %, y en especial para valores bajos de desbalance (0-5 %), con diferencias de hasta 0.8 % [20]. En el presente trabajo se prefiere utilizar la versión aproximada dada su simplicidad y adecuada precisión. Esta versión es denominada %PVUR (*Phase Voltage Unbalance Ratio*) y acorde con la IEEE corresponde a:

$$\%PVUR = \frac{\text{máx}\{|V_a - \bar{V}|, |V_b - \bar{V}|, |V_c - \bar{V}|\}}{\bar{V}} \quad (1.3)$$

Donde \bar{V} corresponde voltaje de fase promedio. De este modo el PVUR se calcula para un nodo e instante determinados con el fin de cuantificar el desbalance de la tensión en ese nodo.

1.1.4. Sistemas desbalanceados

Un sistema eléctrico trifásico se compone de tres fases o conductores que transmiten señales de voltaje y corriente alterna. En el caso ideal estas señales presentan la misma magnitud y ángulo en cada fase con una diferencia angular de 120° en la señal sinusoidal, en lo que se denomina sistema balanceado o simétrico. La operación desbalanceada ocurre si alguna o ambas de estas igualdades no se cumplen. A este tipo de condición se le denomina sistema desbalanceado o asimétrico [6, 21].

Los sistemas de potencia pueden verse afectados por asimetrías de corriente, asimetrías de voltaje o ambas a la vez. El desbalance de voltaje se puede producir debido a la asimetría de los parámetros de generadores, transformadores o líneas de transmisión y distribución, o bien por una desigual caída de voltaje en cada fase producto de corrientes desbalanceadas. Asimismo, el desbalance de corriente es causado principalmente por el desbalance de las cargas. Este último se presenta debido a la existencia de cargas monofásicas (conectadas a una sola fase) y a la distribución asimétrica de cargas monofásicas en cada fase, o bien, debido a la presencia de fallas [6].

Si bien a nivel de sistemas de transmisión existe una alta regulación y balance del voltaje, a nivel de sistemas de distribución se pueden presentar desbalances de voltaje debido a la impedancias asimétricas y a la variación de la carga en cada fase [22]. A nivel de redes de distribución la mayor causa del desbalance de voltaje corresponde al desbalance de corriente producto de la distribución de cargas monofásicas o bifásicas tales como el alumbrado público y las cargas residenciales [23].

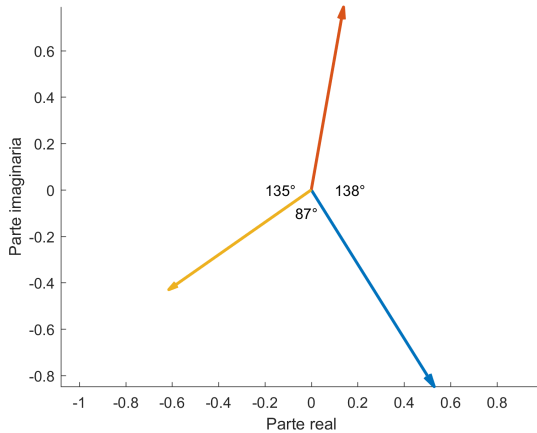
En [24] se estudiaron las pérdidas de potencia de un sistema real de distribución de 29 barras al comparar un escenario de cargas balanceadas con otro de cargas desbalanceadas, manteniendo constante la demanda agregada de ambos casos. En el estudio se encontró que al disminuir la carga de una de las fases en un 15 % para aumentarla en otra el mismo porcentaje (para obtener el escenario desbalanceado), las pérdidas aumentaron en un 4.1 %.

De acuerdo con [25] el principal efecto del desbalance de la corriente es justamente la existencia de pérdidas de potencia adicionales. Una explicación de esto es la aparición de corrientes de secuencia negativa y secuencia cero en la representación de componentes simétricas. Esta representación plantea que cualquier sistema de asimétrico trifásico puede

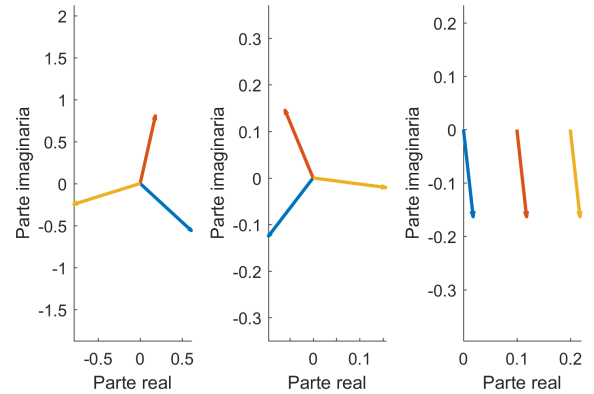
ser representado a partir de tres sistemas trifásicos simétricos. Dado un sistema trifásico desbalanceado con voltajes (o corrientes) de fases V_A, V_B, V_C , será posible descomponerlo en el sistema simétrico de secuencia positiva compuesto por V_{a+}, V_{b+}, V_{c+} , el sistema simétrico de secuencia negativa V_{a-}, V_{b-}, V_{c-} y el sistema simétrico de secuencia cero V_{a0}, V_{b0}, V_{c0} . La deducción de los tres sistemas simétricos se obtiene a partir de la transformada de Stokvis-Fortescue de la forma [6]:

$$\begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{pmatrix} V_{a0} \\ V_{a+} \\ V_{a-} \end{pmatrix} \quad (1.4)$$

Donde a corresponde al complejo $e^{120^\circ j}$ y se ha utilizado como referencia la fase a para cada uno de los sistemas simétricos. En la figura 1.2 se presenta un ejemplo elaborado en Matlab en donde para el sistema asimétrico de voltajes $V_A = 1 \angle -58^\circ$, $V_B = 0,8 \angle 80^\circ$ y $V_C = 0,75 \angle 215^\circ$ presente en (a), se obtienen los sistemas simétricos presentes en (b). De este modo en 1.2 (b) se presenta a la izquierda el sistema de secuencia positiva (que posee el mismo sentido de giro de los vectores), al centro el sistema de secuencia negativa (que posee el sentido de giro contrario de los vectores) y el sistema de secuencia cero que posee un desfase de 0° entre sus fases.



(a) Sistema asimétrico original.



(b) Componentes de secuencia positiva (izquierda), negativa (centro) y cero (derecha).

Figura 1.2: Ejemplo de descomposición en componentes simétricas (elaboración propia basada en [6]).

Con ello es posible escribir cada una de las fases del sistema original a partir de los sistemas simétricos, por ejemplo la fase A del sistema original se obtiene como la suma de las fases a de secuencia positiva negativa y cero. En la figura 1.3 se presenta el ejemplo para la fase A , en donde el fasor original se presenta en azul, el fasor de secuencia cero en rojo, secuencia negativa en amarillo y en morado el de secuencia positiva.

Se aprecia en particular de la figura 1.3 que la componente principal corresponde a la secuencia positiva, siendo menores las magnitudes de las demás componentes. Esto ocurre justamente porque las componentes de secuencia negativa y cero aparecen sólo cuando existe

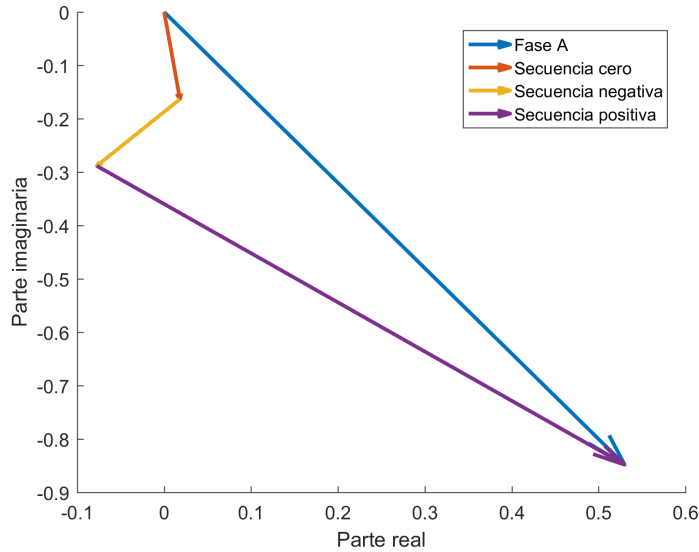


Figura 1.3: Obtención de fase A a partir de la suma de la fase a de los vectores de secuencias.

desbalance en el sistema original. De este modo en presencia de cargas desbalanceadas se producen corrientes de secuencia negativa, que pueden provocar la saturación de transformadores y distorsiones en elementos de rectificación, y corrientes de secuencia cero, que pueden causar pérdidas excesivas de potencia producto de la circulación de corriente en el neutro [25]. La ocurrencia de componentes de secuencia negativa y cero en señales de corriente y/o voltaje aumenta las pérdidas de potencia [21]. Por otro lado, un sistema balanceado presenta menores caídas de voltaje y menores pérdidas de energía que un sistema desbalanceado [26].

1.1.5. Opciones Tarifarias para Clientes Finales

En el sistema eléctrico se distinguen clientes libres de regulados a partir de sus capacidades de competencia. La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) de 1982 o DFL 4/20.018 establecía originalmente como clientes regulados a aquellos cuya potencia conectada fuera menor o igual a 2.000 kW. La Ley N° 19.940 del 2004 incorporó la opción de libre elección entre cliente regulado y libre a aquellos cuya potencia conectada estuviera entre 500 kW y 2.000 kW. Finalmente, la Ley N°20.805 del 2015, expande a 5.000 kW el límite entre clientes regulados y clientes libres, dándole la opción de ser regulados a clientes que antes eran considerados como clientes libres [27].

Acorde a lo estipulado por el decreto N°11T/2016, "Proceso de Fijación de Tarifas de Distribución 2016-2020", las modalidades de pago se separan entre clientes conectados a líneas de voltaje menor o igual a 400 V y clientes conectados a líneas sobre los 400 V. Además, se distingue entre tarifas residenciales y tarifas no residenciales. En el caso de baja tensión, las modalidades residenciales son:

- BT1: Opción para clientes con conexiones de hasta 10 kW y con al menos medición de energía.
 - BT1.a: Aplicable a clientes cuya demanda máxima anual ocurra en meses en donde

se hayan definido horas de punta o bien cuyo Factor de Clasificación sea menor o igual a 2.5.

- BT1.b: Aplicable a clientes cuya demanda máxima anual ocurra en meses en donde no se hayan definido horas de punta o bien cuyo Factor de Clasificación mayor a 2.5.
- TRBT: Opción para clientes con al menos medición de energía y de demanda máxima de potencia con resolución de 15 minutos y capacidad de registro.
 - TRBT2: Aplicable a clientes cuya potencia conectada sea inferior o igual a 10 kW.
 - TRBT3: Aplicable a clientes cuya potencia conectada sea mayor a 10 kW.

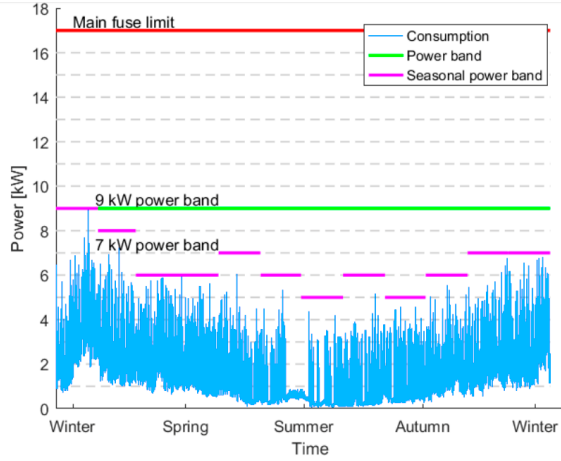
Mientras que las modalidades no residenciales son:

- BT2: Medición de energía y contratación de potencia.
- BT3: Medición de energía y medición de demanda máxima (potencia).
- BT4.1: Contratación de demanda máxima en horas valle y en horas de punta.
- BT4.2: Contratación de demanda máxima y medición de demanda máxima en horas de punta.
- BT4.3: Medición de demanda máxima en horas valle y en horas de punta.
- BT5: Opción para clientes con conexiones de hasta 10 kW y con al menos medición de energía y de demanda máxima de potencia con resolución de 15 minutos y capacidad de registro.

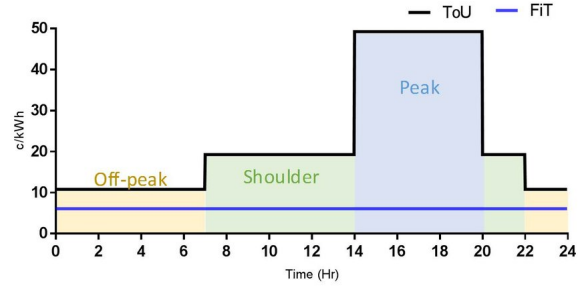
Cuando se habla de contratación, se refiere a que se define una potencia máxima regulada a través de la instalación de un limitador de potencia. Mientras que la medición se refiere al cobro asociado a la demanda máxima de potencia, estando esta solo limitada a la capacidad del punto de conexión. La demanda máxima, leída cada mes, es a su vez al valor más alto de las demandas integradas en períodos sucesivos de 15 minutos.

Cabe señalar que las modalidades TRBT2, TRBT3 y BT5 poseen la opción de compra con reconocimiento horario, de modo que el costo de la energía se define por bloques horarios. Así, el costo de la energía en estos casos sería menor al costo original para las horas con menor costo de producción de la energía (horario valle) y mayor para las horas con mayor costo de producción de la energía (horario punta). Este sistema de cobro es conocido internacionalmente como Time-of-Use (TOU). Mientras que el cobro por potencia contratada también es denominado *power-based* o *power-band pricing*. En la figura 1.4 se presentan ejemplos de tarificación por bandas de potencia (a) y tarificación por tiempo de uso (b).

El concepto de horario punta se puede definir desde el punto de vista de clientes finales y de generadores. En el primer caso, el Decreto N°9T/2019 define un horario punta único para la zona centro-sur y norte que comprende los meses de abril a septiembre incluidos, entre las 18:00 y las 22:00 horas. En el segundo caso, se utiliza por ejemplo para el cálculo de la potencia de suficiencia el concepto de demanda de punta, que corresponde a la demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual del sistema. Para las tarifas BT2 y BT3 la potencia, contratada y medida respectivamente, se clasifica en "Presente en punta" o "Parcialmente presente en punta" dependiendo del grado de uso en el horario punta definido entre los meses de abril y septiembre. De la misma manera, el costo



(a) Bandas de potencia [28].



(b) Tiempo de uso [29].

Figura 1.4: Esquemas de tarificación.

por potencia en horas punta (18-23 hrs para el 2020) difiere del costo de la potencia fuera de horas punta para las tarifas BT4.1, BT4.2 y BT4.3. En el caso de las tarifas BT1a y BT1b se asigna el costo adicional de invierno entre abril y septiembre, en donde de exceder el límite de energía estimado para cada cliente (con tope inferior de 430 kWh), se incurre en un sobrecosto por la energía excedente¹.

Por otro lado, el Factor de Clasificación se utiliza para diferenciar consumos de viviendas de veraneo de viviendas habituales y se define como se presenta en la ecuación 1.5, donde se relaciona el consumo promedio de los meses de Enero y Febrero con el consumo de los demás meses del año.

$$F_{\text{Clas}} = \frac{\text{prom}(E_{\text{Ene-Feb}})}{\text{prom}(E_{\text{Mar-Dic}})} \quad (1.5)$$

1.1.6. Control de Tensión en Sistemas de Potencia

Para obtener el voltaje en un nodo de carga y de este modo realizar el control de tensión, es necesario obtener la caída de tensión medida desde la referencia, en general un nodo que cuente con un monitoreo continuo del voltaje. De este modo, considerando el esquema de dos barras de la figura 1.5 y considerando como parámetros conocidos la impedancia de línea, la potencia de carga y el voltaje en la barra 1, es posible calcular la diferencia de potencial a partir de la ecuación 1.6, en donde se ha utilizado como referencia angular que $\angle V_2 = 0^\circ$.

$$V_1 - V_2 = Z \cdot I \quad (1.6)$$

$$S_2 = V_2 \cdot I^* \Rightarrow I = \left(\frac{S_2}{V_2} \right)^* = \frac{S_2^*}{V_2} = \frac{P_2 - jQ_2}{V_2} \quad (1.7)$$

$$\Rightarrow \Delta V = \frac{(R + jX)(P_2 - jQ_2)}{V_2} = \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} + j \frac{XP_2 - RQ_2}{V_2} \quad (1.8)$$

¹Información disponible en sitios web de Enel Distribución y SAESA: <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/tarifas.html>, <https://www.gruposaes.cl/frontel/cliente-hogar/informacion-comercial/limite-de-invierno>

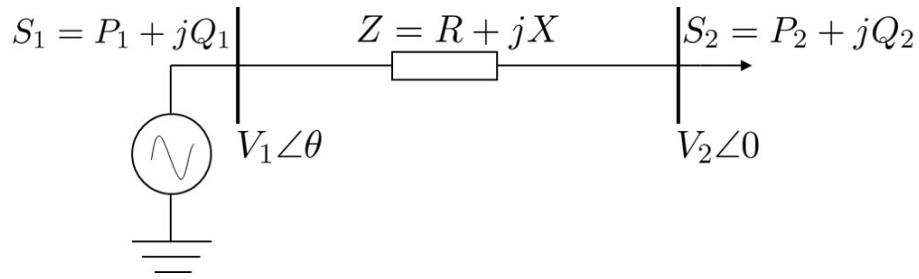


Figura 1.5: Esquema para cálculo de la caída de tensión

Observando el diagrama fasorial de la figura 1.6, se aprecia que la componente real influye fuertemente en la magnitud del voltaje, mientras que la componente imaginaria influye principalmente en el desfase y en segundo lugar en la magnitud de la tensión. Considerando que el ángulo θ es pequeño, es posible despreciar la componente imaginaria de 1.6, llevando a la aproximación presente en la ecuación 1.9 para la caída de tensión. Esta aproximación ha sido validada en la práctica desde hace décadas, siendo válida para redes que no presenten un exceso de carga tipo inductivo [30] y sus condiciones de validez han sido estudiadas también en [31].

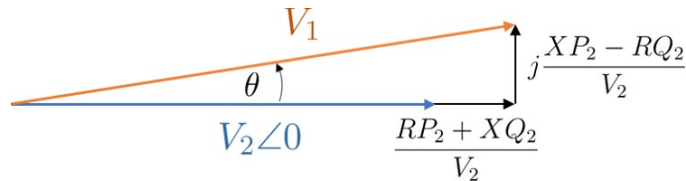


Figura 1.6: Diagrama fasorial de voltaje

$$\Delta V = |V_1| - |V_2| \approx \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad (1.9)$$

En sistemas de transmisión, donde el largo de las líneas es considerable, se presenta una mayor inductancia y por tanto ocurre que $R \ll X$. En este caso, es posible despreciar la componente resistiva de la ecuación 1.9, de modo que el control de tensión se realiza a partir del control de la potencia reactiva. En cambio, en sistemas de distribución ocurre que las componentes resistiva y reactiva son comparables, por tanto no es adecuada esta aproximación. De este modo, tanto la potencia activa como reactiva son parte del control de tensión en redes de distribución, y en particular tanto la generación distribuida como los vehículos eléctricos adquieren un rol importante debido a su gran influencia en la potencia activa.

1.1.7. Topología de Redes de Distribución

Durante varias décadas, los sistemas de distribución han mantenido en general una arquitectura radial, en donde los nodos de carga son alimentados a partir de una sola fuente. Así, la potencia fluye desde la subestación primaria, a través de alimentadores trifásicos y luego, del secundario del transformador de distribución hacia las diferentes cargas, a través de alimentadores monofásicos. Sin embargo, mayores necesidades de resiliencia de las redes para contar con menores tiempos de interrupción y la inserción de fuentes de generación

distribuidas, ha motivado la planificación e implementación de redes enmalladas [32]. En la figura 1.7 se presentan los esquemas de redes radiales y redes enmalladas. Cabe señalar que existen topologías parcialmente enmalladas como las redes en anillo.

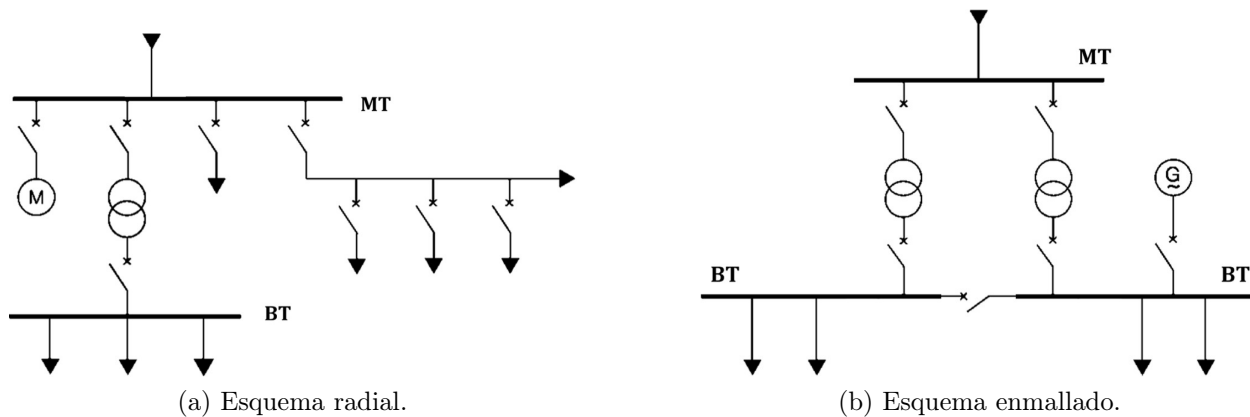


Figura 1.7: Topologías de tipo radial y enmallada. Adaptado de [7].

Algunas de las ventajas que tienen las redes enmalladas son: reducción de las pérdidas, mejores perfiles de voltaje, mayor flexibilidad y capacidad de lidiar con el aumento en la demanda y mejoras en la calidad del suministro. De todos modos, estas ventajas se ven maximizadas en la medida en que se optimice el número y la posición de seccionadores. La mala planificación podría llevar por ejemplo a que un segmento al ser enmallado aumente su utilización a niveles excesivos. Por otro lado, las redes enmalladas presentan desventajas tales como: mayor complejidad en planificación y operación de redes, mayores costos, un aumento en la corriente de cortocircuito y una mayor dificultad en la coordinación de protecciones [32, 33].

1.1.8. Elementos en Redes de Distribución

En lo que sigue se detallan los elementos considerados en la implementación de las redes de distribución. Es importante entender las principales funciones y características de cada una de estas componentes para modelarlas correctamente, vinculándolas de modo tal que se ajusten a la realidad.

Vehículos Eléctricos

A diferencia de un automóvil convencional de combustión interna, un vehículo eléctrico utiliza un motor eléctrico para su propulsión. La electricidad puede ser transmitida a través de tendido eléctrico aéreo (e.g. trolebús) a nivel del suelo (e.g. metro), transferencia inalámbrica o bien mediante un sistema de almacenamiento. Dentro de los vehículos que utilizan un sistema de almacenamiento existen dos grandes categorías: los *Battery Electric Vehicles* o BEV y los *Hybrid Electric Vehicles* o HEV. Los primeros cuentan solo con un motor eléctrico, mientras que los híbridos cuentan tanto con un motor eléctrico como con un motor de combustión que puede funcionar a partir de petróleo, biocombustible, celdas de combustible, etc [34].

En el caso de los vehículos híbridos se define la hibridación como el porcentaje de potencia

que representa el motor eléctrico del total de la potencia. Si bien existe una gran variedad de vehículos híbridos, uno de los más populares es el Plug-in HEV (PHEV) que es considerado totalmente híbrido (hibridación $\geq 40\%$) capaz de cargar la batería a través de una fuente de poder externa a diferencia de los híbridos convencionales, cargados por el motor de combustión y el frenado. Algunas de las ventajas de un PHEV en comparación con un BEV son su mayor autonomía y su versatilidad, mientras que presentan como inconveniente su mayor complejidad por la presencia de dos motores, mayores costos de inversión y de mantenimiento. Algunos ejemplos de PHEV son Chevy Volt, Toyota Prius, Ford CMax Energi, mientras que entre los BEH se encuentran Nissan Leaf, Tesla S, Volkswagen eGolf, entre otros [34]. En el presente trabajo se contemplan solamente BEH (100 % eléctricos).

Un parámetro relevante de la batería es el estado de carga o SoC (*State of Charge*), que no es nada más que una cantidad que representa la energía utilizable de la batería en un instante dado, definida en la ecuación 1.10.

$$SOC = \frac{C_R}{C_N} \quad (1.10)$$

Donde C_N corresponde a la capacidad nominal en Ah y C_R a la capacidad remanente. Esta expresión es intercambiable con el parámetro de capacidad en kWh a través del voltaje nominal de la batería, donde el SoC se trata de una cantidad porcentual. La ecuación 1.11 presenta una estimación del estado de carga según el estado de carga inicial y la potencia inyectada a la batería [4, 2]. En donde $SoC[t_0]$ corresponde al estado de carga inicial, $P[i]$ corresponde a la potencia de carga en el intervalo $[i - 1, i]$ y η corresponde a la eficiencia de carga.

$$SOC[t] = SOC[t_0] + \frac{\eta}{C_N} \sum_{i=t_0}^t P[i] \Delta t_i \quad (1.11)$$

Cabe señalar que el modelo de carga de corriente constante-voltaje constante (CC-CV) es el más ampliamente utilizado en los procesos de carga de vehículos eléctricos. En este proceso la batería se carga en una primera fase a partir de corriente constante hasta alcanzar un voltaje máximo de carga. A partir de este, la batería se carga con un voltaje constante, mientras disminuye la corriente [35]. Este proceso resulta relevante a la hora de definir el modelo de carga para la simulación de los VEs.

De acuerdo a la norma IEC62196, existen cuatro modos de carga para VEs: el modo 1 corresponde a carga lenta en donde se conecta el vehículo a un enchufe del tipo doméstico, sin elementos de comunicación desde la alimentación. Considerando el voltaje a nivel residencial de 220 V en el caso Chileno, se puede alcanzar una potencia de carga aproximada de 3.5 kW. El modo 2 soporta corrientes de hasta 32 A e incluye comunicación entre el vehículo y el elemento de servicio (EVSE del inglés *Electrical Vehicle Service Element*) vía ICCB (*In-Car Control Box*). Con ello, es posible alcanzar una potencia de carga de hasta cerca de 7 kW, mientras que "carga rápida" se define para potencias de carga superiores a 22 kW. Los modos 3 y 4 se encuentran en la categoría de carga rápida y utilizan comunicación PWM (*Pulse Width Modulation*). Mientras que el modo 3 soporta corriente alterna de hasta 250 A, el modo cuatro opera con corriente continua de hasta 400 A e incorpora el uso de un cargador DC externo [36]. La figura 1.8 ilustra de forma sencilla los procesos de carga AC y DC.

Es importante señalar que la eficiencia de carga depende fuertemente de la potencia de

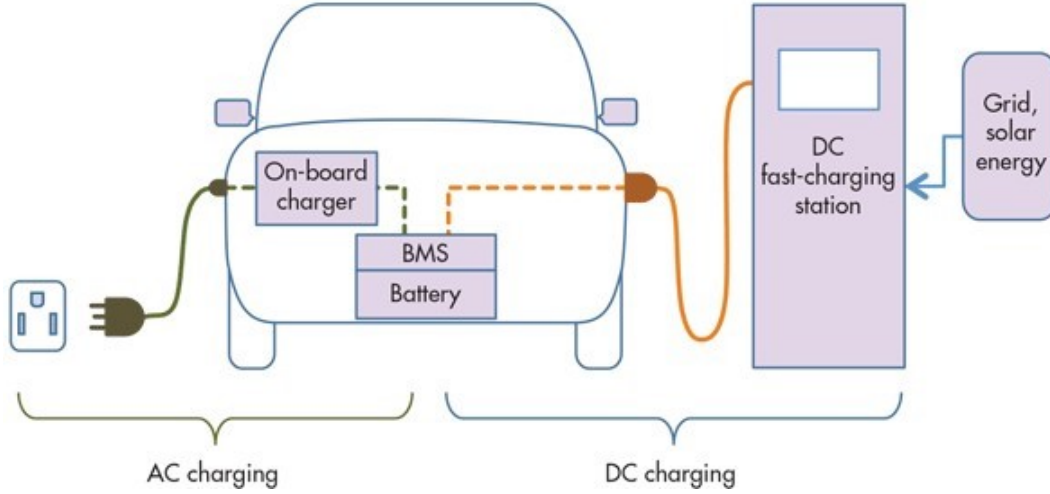


Figura 1.8: Vista general de la carga de CA y CC para VEs [8].

carga. El estudio [37], que realizó mediciones de carga AC sobre vehículos BMW Mini E de 32.5 kWh, señala que las pérdidas varían entre un 12 % a un 36 % dependiendo de las condiciones de carga. En donde el principal factor corresponde a las pérdidas en la electrónica de potencia del convertor AC-DC. La eficiencia de la electrónica es menor cuanto menor es la potencia de carga y el SoC, y es menor durante la descarga del vehículo que durante la carga. Asimismo, [38] señala que el modo 2 de carga presenta en promedio una eficiencia de 89.4 % en comparación con 83.8 % asociada al modo 1. Estas consideraciones también son relevantes a la hora de simular los procesos de carga, y posiblemente, de descarga en caso de considerar servicios Vehicle to Grid (V2G) o estimaciones de estado de carga remanente.

Cambiador de Tomas

Un On-Load Tap Changer, OLTC o Transformador con Cambiador de Tomas corresponde a un transformador que posee un mecanismo que le permite cambiar el número de vueltas, o bien, la razón de transformación de forma discreta, con lo cual es posible controlar el voltaje en uno de los lados del transformador. Usualmente el mecanismo se instala en el lado de alta tensión (baja corriente) y puede ser mecánico o electrónico. Una gran ventaja es que este mecanismo puede ser utilizado durante carga, sin necesidad de desconectar el transformador con su consecuente falta de suministro.

Es posible representar el OLTC considerando un transformador ideal conectado a una barra virtual m como se presenta en la figura 1.9. De este modo, despreciando la corriente de excitación asociada a las pérdidas por histéresis y corrientes de Foucault (rama shunt del circuito equivalente del transformador) y considerando que tanto la resistencia de los devanados como la reactancia de fuga permanece constante, se obtiene la expresión de la ecuación 1.12 [39]. Donde en general se considera que la razón de transformación es idéntica en cada fase.

$$r_{n,m} \cdot V_n^\Phi = V_m^\Phi, \quad r_{n,m}^{\min} \leq r_{n,m} \leq r_{n,m}^{\max} \quad (1.12)$$

Las variables $r_{n,m}$, V_n^Φ y V_m^Φ corresponden respectivamente a la razón de transformación y el voltaje en los nodos n y m de la fase Φ . Los parámetros $r_{n,m}^{\min}$, $r_{n,m}^{\max}$ representan las posiciones extremas para el tap. En la realidad la posición del tap corresponde a una variable discreta,

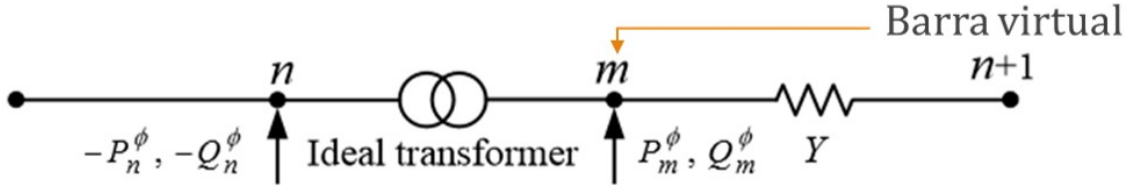


Figura 1.9: Incorporación de OLTC en modelo de red de distribución

pero puede ser modelada como variable continua para luego imponer restricciones sobre esta variable continua. Dado que se trata de un transformador ideal se impone igualdad de flujos para los nodos n y m como se presenta en la ecuación 1.13.

$$P_n^\Phi = P_m^\Phi, Q_n^\Phi = Q_m^\Phi \quad (1.13)$$

Finalmente, se debe considerar la limitación de vida útil del cambiador de tap en el problema de optimización (e.g. 10.000 switcheos). Esta restricción se incorpora usualmente a través de una variable de uso diario máximo del OLTC, denominada $C_{\text{OLTC}}^{\text{max}}$. Con ello la restricción de uso se representa en la ecuación 1.14.

$$\sum_t \delta_{n,m}[t] \leq C_{\text{OLTC}}^{\text{max}} \quad (1.14)$$

Donde $\delta_{n,m}[t]$ corresponde a una variable binaria de decisión. Esto es, de ser igual a 1 es posible cambiar la posición del tap en el intervalo $[t-1, t]$. Esto se expresa claramente en la ecuación 1.15 [5], de tener $\delta_{n,m}[t] = 0$ necesariamente la expresión dentro del valor absoluto debe ser cero y de tener $\delta_{n,m}[t] = 1$ se da la holgura para $r_{n,m}[t]$ adquiera un nuevo valor, considerando por supuesto que $r_{n,m}[t] \in [r_{n,m}^{\text{min}}, r_{n,m}^{\text{max}}]$.

$$|r_{n,m}[t] - r_{n,m}[t-1]| \leq \delta_{n,m}[t](r_{n,m}^{\text{max}} - r_{n,m}^{\text{min}}) \quad (1.15)$$

En el caso de redes de baja tensión se han encontrado en la literatura OLTCs con posiciones de tap que varían entre 1.04 y 1.10 p.u. con regulaciones de $\pm 2\%$ y $\pm 2,5\%$ [40, 41, 42]. En el presente trabajo se ha considerado de modo conservador un límite superior para la referencia de 1.06 p.u.

Modelo de Cargas

En sistemas de transmisión, las cargas pueden ser representadas utilizando modelos de potencia constante, debido a que existe una estricta regulación del voltaje en los puntos de carga. En sistemas de distribución, dado que se presentan mayores variaciones de voltaje a lo largo de los alimentadores del sistema, las características de la carga poseen un gran nivel de influencia en el análisis del sistema [43].

Carga de Potencia Constante: Este tipo de cargas absorbe una potencia constante, independiente del voltaje de alimentación como se aprecia en la ecuación 1.16.

$$P + jQ = P_0 + jQ_0 \quad (1.16)$$

Carga de Corriente Constante: En este caso, se tiene una relación lineal entre voltaje y potencia, como en la ecuación 1.17.

$$P + jQ = V \cdot I^* \quad (1.17)$$

Carga de Impedancia Constante: Este tipo de cargas considera una relación cuadrática entre potencia y voltaje, como se aprecia en la figura 1.18.

$$V = Z_{cte} \cdot I \Rightarrow P + jQ = \frac{V \cdot V^*}{Z^*} = \frac{|V|^2}{Z^*} \quad (1.18)$$

Modelo ZIP: De este modo, para un nodo en donde coexisten estos tres tipos de carga, es posible expresar la relación potencia-voltaje según:

$$P = P_0 + I_P \cdot V + G_Z \cdot V^2 \quad (1.19)$$

$$Q = P_0 + I_Q \cdot V + B_Z \cdot V^2 \quad (1.20)$$

Donde en la última expresión V corresponde a la magnitud del voltaje, P_0, Q_0 corresponden a las componentes de potencia constante, I_P, I_Q corresponden a la parte real e imaginaria del modelo de corriente constante y G_Z, B_Z corresponden a la conductancia y susceptancia asociadas al modelo de impedancia constante. De modo que en el modelo ZIP, la representación de una carga corresponde a la combinación lineal de los tipos de carga, variando los parámetros del polinomio potencia versus voltaje [44].

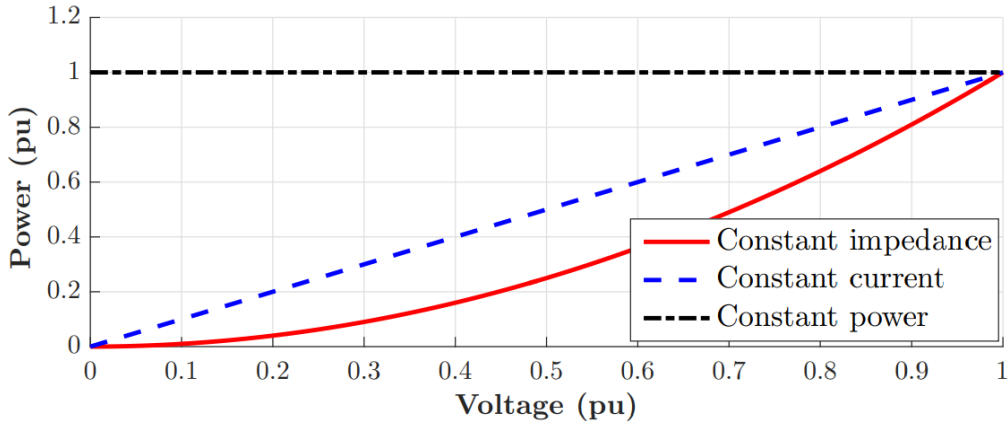


Figura 1.10: Dependencia entre potencia y voltaje para modelos de la carga estáticos [9]

La relación entre potencia y voltaje para cada modelo se puede apreciar claramente en la figura 1.10. También es posible apreciar que en términos de la regulación del voltaje, la carga de tipo potencia constante corresponde al peor escenario. Considerando un régimen normal de operación con un voltaje de por ejemplo 1.0 p.u., de producirse una disminución del voltaje, por ejemplo, producto de una alta adopción de vehículo eléctricos, la potencia de carga tiende a disminuir en los modelos de impedancia y corriente constante con lo cual la reducción del voltaje se ve aminorada. Por lo tanto, un caso conservador (*worst case*) para analizar los impactos de los VEs es asumir que la carga es de potencia constante. En caso de una subida de tensión, por ejemplo, producto de una adopción masiva de generación distribuida, la potencia absorbida por la carga aumenta y por tanto la subida de voltaje se ve también amortiguada. Esto es, las cargas del tipo impedancia y corriente constante son capaces de amortiguar las variaciones de voltaje. En cambio, en el modelo de potencia constante, la carga sigue absorbiendo la misma energía y por tanto no amortigua variaciones de tensión. En este trabajo se opta por el modelo de potencia constante que corresponde al caso más conservador.

1.2. Hosting Capacity

El Hosting Capacity de una red de distribución se define como la cantidad de producción/demanda adicional que puede ser conectada a la red sin poner en peligro la calidad de voltaje para los usuarios [45]. Se trata de un concepto que ha sido utilizado ampliamente para la incorporación de generación distribuida y que se puede aplicar para la evaluación de la inclusión de otro tipo de tecnologías, en este caso, vehículos eléctricos.

Para su cálculo, en particular en redes de baja tensión, se deben tomar en consideración las siguientes variables:

Potencia

- Se debe respetar la potencia máxima que soporta el transformador de bajada

Voltaje. El voltaje en nodos de consumo, promediado en intervalos de 10 minutos, debe:

- Respetar los límites de 0.85-1.1 p.u. en todo momento.
- Respetar los límites de 0.925-1.075 p.u. el 95 % de las mediciones de una semana.

En el caso del voltaje se utilizan los criterios definidos anteriormente en la sección 1.1.1. Es posible evaluar además si se cumplen los valores de ampacidad nominal definidos para cada una de las líneas.

Se define la adopción de vehículos eléctricos como el porcentaje de hogares que posee uno de estos vehículos. Esto es, para un 100 % de adopción se contempla que cada hogar posee un vehículo eléctrico. Mientras que la adopción se realiza desde las cargas en la cola de red, hacia las cargas más cercanas al transformador de bajada.

1.3. Gestión de Carga

En la medida en que incrementa la adopción de vehículos eléctricos, aumenta también la demanda por puntos de carga o EVSE. Por otro lado, la infraestructura eléctrica existente no fue diseñada para incorporar la carga de vehículos eléctricos, con lo que las redes típicamente no cuentan con la capacidad libre suficiente para la instalación de los puntos de carga requeridos por los usuarios, ni fueron diseñadas en términos de regulación de tensión para la potencia que será incorporada, potencia que puede eventualmente coincidir con la demanda máxima de las cargas originales. De este modo, el concepto de gestión de carga surge como una solución potencial para superar estas limitaciones, al maximizar la utilización de la infraestructura de red con el fin de acomodar la mayor cantidad posible de VEs [46]. El *Canadian Electrical Code* define el sistema de gestión de carga o *Electric Vehicle Energy Management Systems* (EVEMS) como aquel medio usado para controlar las demandas de los puntos de carga de vehículos eléctricos a través de los procesos de conexión, desconexión, aumento o disminución de la potencia eléctrica suministrada y que puede consistir en equipos de comunicación, monitoreo, controladores, entre otros dispositivos aplicables [47].

En el presente trabajo de título se entiende la gestión de carga justamente como aquel proceso de optimización que permite maximizar la adopción de VEs, sin alterar la infraestructura de red disponible y respetando los estándares de calidad de servicio.

1.4. Estado del Arte

1.4.1. Gestión de Carga

En [4] se realiza un plan continuo de carga basado solo en los vehículos que se encuentran conectados. La información requerida para la implementación se presenta en la tabla 1.2. En donde las variables t^f y E^{dem} dependen exclusivamente del usuario, mientras que las demás pueden ser comunicadas de forma automática.

Parámetros	Descripción
t^0	Hora de llegada
t^f	Hora de partida
E^{tot}	Capacidad de batería
E^{dem}	Demanda energética
SoC^{init}	Estado de carga inicial
P^{min}	Potencia de carga mínima
P^{max}	Potencia de carga máxima

Tabla 1.2: Datos de entrada para gestión de carga

La idea es que a partir de la información nueva y el proceso de carga en marcha, se calcule la energía que puede ser cargada sin sobrepasar las limitaciones de la red. Basado en el principio de *first-come first-served*, se le informa al usuario si su demanda podrá o no ser satisfecha. Esta gestión toma en cuenta tarificación dinámica y cobros por *peaks* de demanda. Para su implementación se incluyen las variables binarias $X_{c,t}^{\text{on}}$ y $X_{c,t,s}^{\text{SoC}}$. La primera da cuenta de si el vehículo c se encuentra o no cargando en el intervalo $[t - 1, t]$, y se utiliza para las restricciones de potencia mínima (fija) y máxima (variable) que dependen del modelo del vehículo. La segunda da cuenta de la dependencia entre la potencia máxima de carga y el estado de carga, donde s hace referencia a que el estado de carga se encuentra entre los niveles $[SoC_{c,s-1}, SoC_{c,s}]$ y que por tanto la potencia máxima de carga se limita a $P_{c,s}^{\text{max}}$.

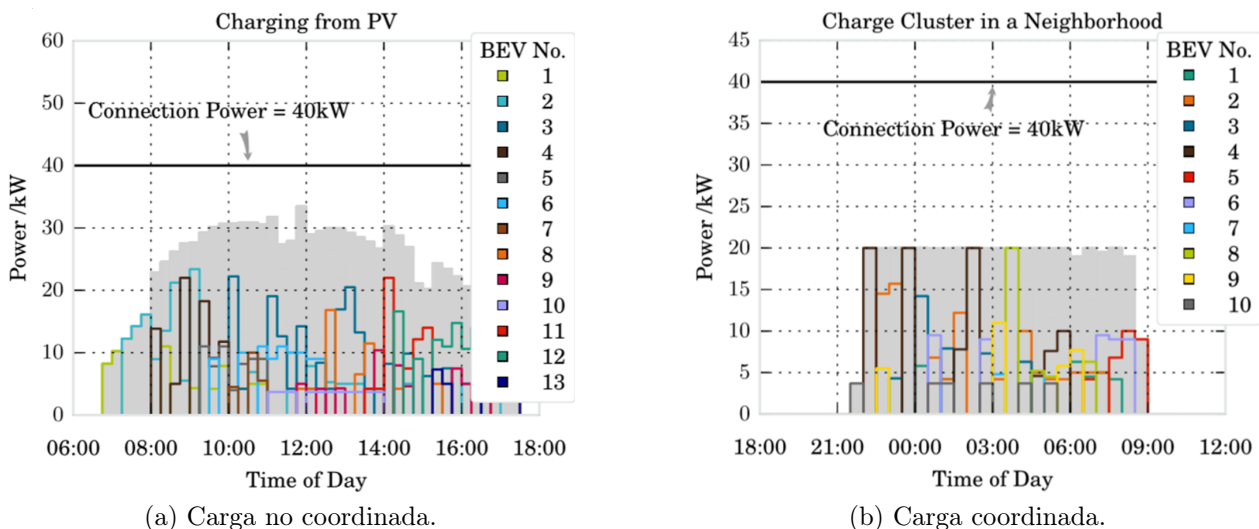


Figura 1.11: Resultados para escenarios de carga con GD y carga a nivel residencial [4].

Se resuelve entonces un problema del tipo *Mixed-Integer Linear Programming* (MILP) en el software Gurobi. Una desventaja de este enfoque es que el alto número de variables binarias, requeridas para expresar el alto número de restricciones no-lineales, limita el número de vehículos que pueden ser coordinados a alrededor de 20, con una resolución temporal de $\Delta t = 15$ minutos.

En la figura 1.11 se aprecian los resultados para una red con inclusión de generación PV y para la programación de carga de VEs en un barrio residencial, con cobros por potencia. En ambos casos se satisfacen todas las demandas.

En [11] y [2] se plantea un modelo capaz de incluir las operaciones de carga de VEs en una red de distribución trifásica residencial y desbalanceada. La idea es gestionar la carga de modo que se optimice el criterio dado por la función objetivo y se respeten las restricciones de red: voltaje en nodos de consumo, ampacidad de líneas, límite de potencia *peak* dada por la capacidad de la S/E. En ambos estudios se contemplan cuatro problemas de optimización presentes en la ecuación 1.21:

$$\text{mín}(J_1), J_1 := \sum_k \sum_p \text{Re}(V_{SE,p,k} I_{SE,p,k}^*) \quad (1.21)$$

$$\text{mín}(J_2), J_2 := \sum_k \sum_p \sum_n \text{Re}(V_{s_n,p,k} I_{s_n,p,k}^* - V_{r_n,p,k} I_{r_n,p,k}^*) \quad (1.22)$$

$$\text{mín}(J_3), J_3 := \sum_k \left(\sum_p \text{Re}(V_{SE,p,k} I_{SE,p,k}^*) \right) \cdot \rho(k) \quad (1.23)$$

$$\text{mín}(J_4), J_4 := \sum_k \left(\sum_p \sum_{VE} P_{VE,p,k} \right) \cdot \rho_1(k) \quad (1.24)$$

En donde p, k, n corresponden respectivamente a la fase, la hora (1,2,...,24) y el nodo. Por tanto en J_1 se está sumando en el tiempo la potencia activa extraída de la subestación y se persigue maximizar esta energía mientras se satisfacen los requerimientos de carga de VEs. En el caso de J_2 se intentan minimizar las pérdidas de potencia en los alimentadores, donde s, r corresponden respectivamente al extremo emisor y receptor del modelo de tetrapolo. La f.o. J_3 es similar a J_1 pero se multiplica por el precio de compra de energía, con el objeto de reducir los costos de operación asociados a la compañía de distribución local (LDC o *Local Distribution Company*). En el caso de J_4 se desea minimizar el costo de carga de VEs, en donde la potencia total de carga es multiplicada por la tarifa horaria $p_1(k)$.

Para el modelo de red se utilizan modelos de tetrapolo (parámetros ABCD) en el caso de las componentes en serie: conductores, transformadores e interruptores. Se contemplan modelos de carga de impedancia constante y ZIP, mientras que se utiliza un modelo de corriente constante para VEs. Se incorpora además un transformador con cambiador de tomas y bancos de capacitores modelados como múltiples capacitores conectados vía switches. Cabe señalar que el problema resuelto corresponde a un NLP (*Non-linear programming*) modelado en GAMS y resuelto con el solver SNOPT.

El horizonte temporal del problema de optimización es de 24 h con resolución horaria. Se consideran vehículos agregados por nodo y fase y no se considera tecnología V2G. Se utiliza un modelo único de VE híbrido Sedan de 9.76 kWh y se realiza un análisis determinístico y otro probabilístico. En el primero, se considera que los vehículos no se encuentran disponibles para carga entre 7 AM y 5 PM. Se considera solo un nivel de carga de 4.8 kW, con $\eta = 85\%$ y se consideran estados de carga inicial y final de 20% y 90% respectivamente. Para una adopción del 100% se considera un vehículo por hogar y se emplea la Tarifa Horaria de Electricidad de Ontario (HOEP) en un esquema *Time of Use*. En el caso de análisis probabilístico, se incluye una representación del SoC_i y del tiempo inicial de carga que considera diferentes patrones de manejo de conductores.

En [11] se testea el modelo en la red IEEE de 13 nodos, mientras que en [2] se testa tanto en el modelo de 13 nodos como en el modelo de un alimentador real perteneciente a la compañía Hydro One en Ontario, Canadá. Se contemplan alrededor de 1500 VEs en el primer caso y alrededor de 7000 VEs en el segundo, para un 100% de adopción. En las tablas 1.3 y 1.4 se presentan los resultados para el análisis determinístico por escenario para las topologías de red de 13 nodos y del alimentador real respectivamente, en donde S1 corresponde al escenario sin coordinación alguna y los usuarios cargan entre 8 y 10 PM aprovechando la tarifa valle, y S2 corresponde al escenario en donde los usuarios cuentan con gestionadores de energía en el hogar (HEMS o *Home Energy Management System*) minimizando el costo de la carga para cada usuario de forma individual.

Escenario	Carga sin control		Carga controlada			
	S1	S2	J1	J2	J3	J4
Energía extraída de la S/E [kWh]	73.727	68.669	69.593	69.715	69.738	73.127
Pérdidas [kWh]	2.232	1.950	1.829	1.790	1.870	2.035
Costo de carga de VEs para consumidores [C\$/día]	196	117	162	146	122	119
Costo de la energía para la LDC [C\$/día]	3.119	2.806	2.897	2.886	2.860	3.005

Tabla 1.3: Resultados para red de 13 nodos [2].

Escenario	Carga sin control		Carga controlada			
	S1	S2	J1	J2	J3	J4
Energía extraída de la S/E [kWh]	276.958	262.858	272.282	275.568	272.397	279.590
Pérdidas [kWh]	5.045	4.413	4.759	4.612	4.711	5.049
Costo de carga de VEs para consumidores [C\$/día]	867	517	671	652	617	617
Costo de la energía para la LDC [C\$/día]	11.580	10.645	11.216	11.329	11.165	11.491

Tabla 1.4: Resultados para red de alimentador real [2].

De 1.3 y 1.4 se aprecia que el escenario S2 presenta en general mejores resultados que los escenarios J1-J4, pero no se respetan los límites de caídas de voltaje. En particular, esto explica las bajas pérdidas en 1.4 puesto que las cargas dependen del voltaje y tienden a disminuir en la medida en que disminuye el voltaje de operación. Se aprecia además que los

escenarios J1-J4 obtienen efectivamente el valor óptimo asociado a la función objetivo que los define, en particular en 1.4 los escenarios J3 y J4 alcanzan el mismo valor para el costo de carga de los usuarios. Finalmente, los escenarios J1-J3 presentan resultados similares en términos de pérdidas y energía extraída, mientras que J3-J4 presentan resultados similares en términos de costos tanto para el sistema de distribución como para los consumidores finales.

1.4.2. OPF en Redes de Distribución

La primera aproximación para establecer el servicio de suministro eléctrico corresponde a la selección del conjunto de centrales generadores que dará abasto a la demanda. A este problema se le denomina Despacho Económico (DE) o *Unit Commitment*, y considera en general una estimación de la demanda, la información de la disponibilidad de las centrales y su costo marginal, y las limitaciones de potencia mínima y máxima que las centrales pueden transferir. Por lo general se consideran costos lineales de generación y no se consideran pérdidas ni restricciones de transmisión. De este modo, en términos simples el problema del DE se puede plantear según:

$$(P) \quad \min_{P_{G_i}} \sum_i C_{G_i} \cdot P_{G_i} \quad (1.25)$$

$$P_{G_i}^{\min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{\max} \quad (1.26)$$

$$\sum_i P_{G_i} = P_D \quad (1.27)$$

En sistemas eléctricos, los flujos de potencia permiten determinar variables como potencia activa y potencia reactiva por cada línea, pérdidas de transmisión, congestiones, corrientes de línea y magnitudes de tensión en cada barra, dados los bloques de generación y consumo, la topología de la red y los parámetros de las líneas de transmisión. Corresponde entonces a una herramienta fundamental para analizar las diferentes variables de estado de la red.

El *Optimal Power Flow* (OPF) o Flujo de Potencia Óptimo es capaz de unificar el problema de decisión de DE con la resolución de flujos de potencia, minimizando el costo total de operación y respetando las limitaciones técnicas de la red y los equipos. En el contexto de la operación de redes de distribución el criterio de decisión, reflejado a través de la función objetivo, puede tratarse de la reducción de costos de generación, reducción de pérdidas de transmisión, aumento en la inserción de generación distribuida, regulación de voltaje, o bien, reducción de corrientes de línea [48].

De este modo, para la minimización de la desviación del voltaje en cada nodo, el OPF se plantea según:

$$(P) \quad \min_{P_{G_i}} \sum_{t \in \mathbb{Z} \cap [t_0, T]} (V_t - 1)^t (V_t - 1) \quad (1.28)$$

$$S_{j,t} + \sum_{\forall i \in (i \rightarrow j)} (S_{ij,t} - |I_{ij,t}|^2 Z_{ij}) = \sum_{\forall k \in (j \rightarrow k)} S_{jk,t} \quad (1.29)$$

$$(1.30)$$

Y con las demás restricciones:

$$V_{i,t} = V_{j,t} + I_{ij,t}Z_{ij} \quad (1.31)$$

$$S_{ij,t} = V_{j,t}I_{ij,t}^* \quad (1.32)$$

$$P_{G_i}^{\min} \leq P_{G_i,t} \leq P_{G_i}^{\max} \quad (1.33)$$

$$Q_{G_i}^{\min} \leq Q_{G_i,t} \leq Q_{G_i}^{\max} \quad (1.34)$$

$$V_i^{\min} \leq |V_{i,t}| \leq V_i^{\max} \quad (1.35)$$

$$(1.36)$$

En donde la variable V_t corresponde al vector de voltaje para cada nodo en el intervalo $[t - 1, t]$. $P_{G_i,t}, Q_{G_i,t}$ corresponden a la potencia activa y reactiva transferida por unidades generadoras convencionales. $S_{j,t}$ corresponde a la potencia inyectada/absorbida en el nodo j y $S_{ij,t}$ a la potencia que sale desde el nodo i al nodo j . De este modo, la ecuación 1.29 o ecuación de balance nodal establece que la potencia que sale del nodo j es igual a la potencia que inyectan los nodos conectados al nodo j , más las pérdidas de transmisión por efecto Joule.

A este planteamiento se le deben añadir los demás elementos de la red de transmisión, tales como restricciones de generación distribuida (variabilidad), regulador de voltaje (cambiador de taps) y requerimientos de carga de VEs o carga EV (*Electric Vehicle*).

En [49], se utiliza la relajación Semi-definida Positiva (SDP) para transformar el problema original entero-mixto no-convexo en un problema entero-mixto SDP. Luego, se aborda la complejidad de las variables de decisión binarias (e.g. posición del tap) a través del algoritmo de Descomposición de Benders, en donde se subdivide el problema relajado en un Problema Maestro del tipo MIP y en un Subproblema del tipo LP, restringiendo el espacio factible de forma iterativa hasta satisfacer el criterio de convergencia. En [39], se compara la relajación SDP con la relajación cordal y con una combinación entre ambas. La relajación cordal es un tipo de relajación convexa en donde los voltajes nodales son representados por un grafo, para exigir luego que ciertas variables de sustitución sean semi-definida positivas. Considerando que tanto potencia activa como potencia reactiva dependen del cuadrado de la tensión, la relajación cordal permite aproximar los términos cuadráticos por medio de coeficientes lineales. Para ello se debe representar la red como un grafo. La determinación de los coeficientes se establece entonces a partir de condiciones dadas por la topología de red.

El problema SDOPF puede ser planteado de forma general como:

$$(P) \quad \min_X Tr(A_0 X) \quad (1.37)$$

$$Tr(A_k X) = b_k, \quad k = 1, \dots, m \quad (1.38)$$

$$X \succeq 0 \quad (1.39)$$

Donde A_0, A_k, b_k corresponden a matrices de datos del problema original y la matriz simétrica X incluye tanto parámetros como variables de decisión. Dado que el valor de la función objetivo no depende de los valores de X cuyas entradas se multipliquen con valores nulos de A_0 , en [50] se plantea que es posible implementar una completación semi-definida positiva para la matriz X . Esta completación busca modificar la matriz X a través de la representación de grafos, de modo que sea una matriz semi-definida positiva. Con ello es posible resolver

el OPF excluyendo los términos que no alteran la función objetivo y logrando así menores tiempos de cómputo para el OPF.

En [51] se plantea un problema de expansión, en donde el año a realizar la expansión plantea una restricción no convexa. Se proponen dos técnicas iterativas, la primera subdivide el problema en subproblemas lineales a partir del algoritmo Danzig-Wolfe, mientras que la segunda considera el año de expansión como una variable fija, resolviendo n problemas convexos, con n el número de años a considerar.

En [5] se proponen dos niveles de optimización que se resuelven de forma continua. El primer nivel corresponde a un OPF, en donde se aborda la operación de la red considerando generación distribuida, regulador de voltaje y vehículos eléctricos. El horizonte de esta primera capa corresponde al día completo, el criterio de optimización corresponde a evitar desviaciones de voltaje en cada nodo y se resuelve con resolución horaria. En el segundo nivel se ajustan los planes de carga considerando la variabilidad de la generación distribuida a partir de mediciones la generación PV con resolución de 1 minuto. Esta segunda capa se resuelve cada 5 minutos, ajustando los planes de carga de ser necesario.

A su vez, en el OPF coexisten dos problemas de optimización: Un OPF centralizado y un problema de programación de la carga de cada vehículo. El primero, considera inyecciones de potencia a las estaciones de carga, de la forma:

$$\sum_{t_0, T} P_{S,t} \cdot \Delta t = E_{D,S,t_0} \quad (1.40)$$

Donde T corresponde al final del horizonte de optimización (00:00 h), $P_{S,t}$ corresponde a la potencia inyectada en la estación de carga S en el intervalo $[t, t + 1]$ y E_{D,S,t_0} corresponde a la demanda total esperada para la estación S durante el resto del día. De este modo, la potencia de carga ideal por estación $P_{S,t}$ actúa como restricción del segundo problema de optimización. En este último, se desea encontrar la potencia de carga de cada vehículo $p_{e,t}$ de modo que satisfaga la demanda de los usuarios y la potencia total de la estación no difiera demasiado del valor ideal $P_{S,t}$. El esquema de la figura 1.12 ilustra la relación entre el OPF centralizado y la optimización a nivel de estaciones de carga, correspondientes al primer nivel de operación. Para escribir el segundo problema de optimización se considera cada vehículo

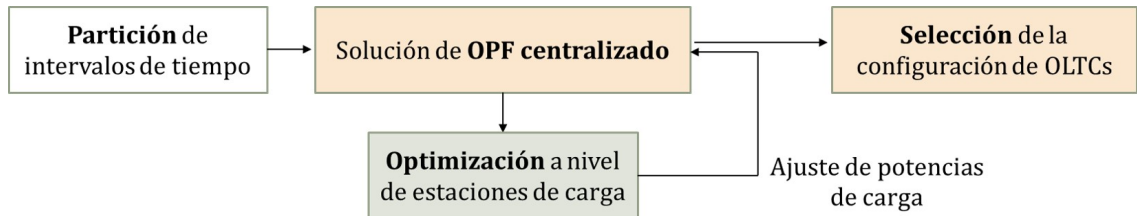


Figura 1.12: Metodología utilizada para incorporar carga de VEs [5]

en la forma $n_{e,t}$. Idealmente se desea cumplir que:

$$\sum_e n_{e,t} \cdot p_{e,t} = P_{S,t} \quad (1.41)$$

Para modelar las desviaciones sobre la potencia ideal se introducen los factores de penalización $K_{P1}, K_{P2} \geq 0$ y las variables auxiliares o variables de holgura $P_{S1,S,t}, P_{S2,S,t}$. Luego, el segundo

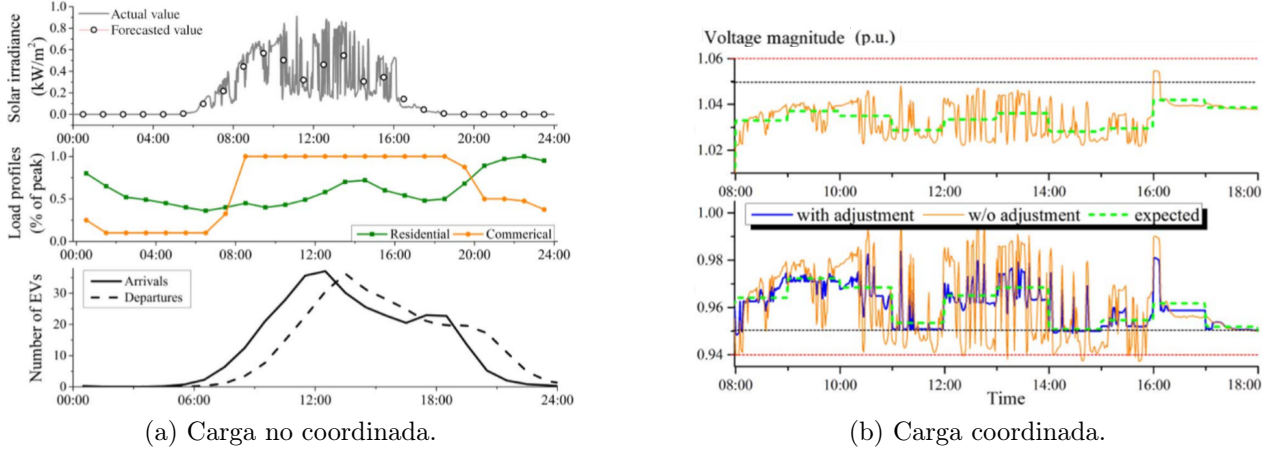


Figura 1.13: Escenarios con con y sin programación de carga [5].

problema de optimización se puede escribir como:

$$(P) \quad \max_{p_{e,t}} \sum_{t \in [t_0, T]} \left[\sum_e SoC_e - K_{P1} \cdot P_{S1,S,t} - K_{P2} \cdot P_{S2,S,t} \right] \quad (1.42)$$

$$\sum_e n_{e,t} \cdot p_{e,t} \leq P_{S,t} + P_{S1,S,t} \quad P_{S1,S,t} \geq 0 \quad (1.43)$$

$$\sum_e n_{e,t} \cdot p_{e,t} \geq P_{S,t} - P_{S2,S,t} \quad P_{S2,S,t} \geq 0 \quad (1.44)$$

$$SoC_{e,t+1} = SoC_{e,t} + \frac{p_{e,t}}{C_{B,e}} \quad (1.45)$$

$$\sum_{t \in [t_0, T]} \sum_e n_{e,t} \cdot p_{e,t} = E_{D,S,t_0} \quad (1.46)$$

De la función objetivo se aprecia que es deseable que $P_{S1,S,t}, P_{S2,S,t} \rightarrow 0$, con lo que de 1.43 y 1.44 se tiene que la potencia total de la estación tiende a la potencia ideal. Este problema deberá capturar restricciones del tipo potencia máxima en el punto de conexión y distribuir $p_{e,t}$ para cada vehículo e de modo de maximizar su estado de carga.

Para la segunda capa se obtienen valores de potencia controlable máxima y mínima, acorde a la cantidad de vehículos que pueden aumentar o disminuir su demanda energética. Luego a partir de la expresión del jacobiano para potencia activa y reactiva, proveniente de las ecuaciones de flujos de potencia, es posible obtener la sensibilidad del voltaje respecto de la potencia activa, según:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \partial\theta/\partial P & \partial\theta/\partial Q \\ \partial V/\partial P & \partial V/\partial Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (1.47)$$

$$\Rightarrow \Delta V_P = (\partial V/\partial P)\Delta P \quad (1.48)$$

De donde es posible reducir las variaciones de voltaje a partir de la modificación de la potencia de carga de VEs. Finalmente, las discrepancias en los SoCs esperados son capturadas por la primera capa de la metodología.

En 1.13(a) se aprecian los perfiles de irradiancia solar, demanda y estacionamiento de vehículos eléctricos. En 1.13(b) se aprecia la tensión de los nodos críticos con y sin el ajuste de la segunda capa. Los resultados arrojan posiciones del tap capaces de mitigar sobretensiones debido a la generación distribuida. Por otro lado, el ajuste de la carga de vehículos eléctricos en la segunda capa permite seguir el perfil de generación distribuida y por tanto respetar los límites de voltaje de 0.95 p.u. Para el OPF centralizado se utiliza una relajación SDP. El modelo de red se implementa en Matlab 2013 y se utiliza el solver MOSEK, perteneciente a GAMS y que es capaz de resolver problemas lineales, cuadráticos, entero-mixtos, cónicos y problemas del tipo SDP.

1.4.3. Aportes de la Memoria

El principal aporte consiste en el análisis llevado a cabo acerca de la incorporación de vehículos eléctricos, a través de una herramienta de simulación y optimización que vincula datos experimentales de carga con la información del comportamiento de los usuarios en el caso de la Región Metropolitana. Se considera un adecuado nivel de detalle tanto en el modelamiento de redes reales de distribución como en el planteamiento del programa de optimización considerando requerimientos de energía, tiempos en donde el vehículo no se encuentra disponible para carga, potencia de carga factible para el vehículo y tiempos mínimos de carga. Además, el tipo de formulación permite conservar la optimalidad de los programas de carga.

Finalmente, el modelo permite evaluar el impacto de las opciones de carga lenta y rápida en escenarios con y sin coordinación, entregando resultados importantes a la hora de planificar la expansión de las capacidades actuales de las redes o en el diseño de nuevas redes de distribución, considerando las tendencias mundiales de reemplazo de tecnologías de transporte convencionales por tecnologías de consumo eléctrico. Estos resultados se presentan en la sección 2.7, dando paso en la misma sección a la discusión y finalmente en 4 se presentan las principales conclusiones.

1.4.4. Estructura de la Memoria

En el capítulo 2 se presenta en primer lugar la metodología utilizada, en donde se ilustra la hoja de ruta del trabajo con la descripción de sus diferentes etapas y de las relaciones dadas entre los datos de entrada, salida y procesos de análisis. Con ello se da paso al desarrollo del modelo de simulación y optimización, comenzando por la definición de las herramientas computacionales para dar paso al procesamiento específico de cada uno de los datos de entrada. Finalmente se presentan los modelos de optimización utilizados, las redes de distribución simuladas en OpenDSS y los resultados esperados para el presente trabajo.

En el capítulo 2.7 se presenta en primer lugar la validación de los datos de disponibilidad por vehículo (tiempos de viaje o tiempos de desconexión) desde el modelo de optimización. Se analizan también las curvas de ADMD (*After Diversity Maximum Demand* presente en la sección 1.1.2) de cargas residenciales, VEs y ambas, con el fin de validar el pool de 1700 VEs utilizado (respecto de un universo de 2000 VEs). Tras esto se presenta el análisis estadístico de planes de carga en la sección 3.3, en donde se evalúa el desempeño de las opciones de carga lenta y rápida para los enfoques de: minimización de la máxima demanda agregada, en donde

se desean reducir los peaks de demanda agregada; y gestión de carga comunitaria, en donde dada una potencia de conexión se gestiona la carga de modo que sea posible abastecer un cierto porcentaje de energía definida como crítica por el usuario. Se da paso luego al análisis del Hosting Capacity de tres redes de distribución en la sección 3.4. Posteriormente se da paso a la discusión de los principales casos de estudio y resultados para finalmente, en el capítulo 4 presentar las conclusiones del presente trabajo de título.

Capítulo 2

Metodología y Desarrollo

En la figura 2.1 se presenta la hoja de ruta del presente proyecto de investigación. En la columna del extremo derecho de la figura se presentan los datos de entrada necesarios para ejecutar las dos etapas de análisis. La primera etapa consiste en generar perfiles de carga no coordinada lenta por vehículo, combinando los perfiles provenientes de mediciones con los tiempos de desconexión establecidos en el estudio Origen-Destino Santiago 2012. Con ello se obtienen los requerimientos de energía y se genera el perfil de carga no coordinada rápida para cada vehículo, a partir del perfil de carga lenta no coordinada.

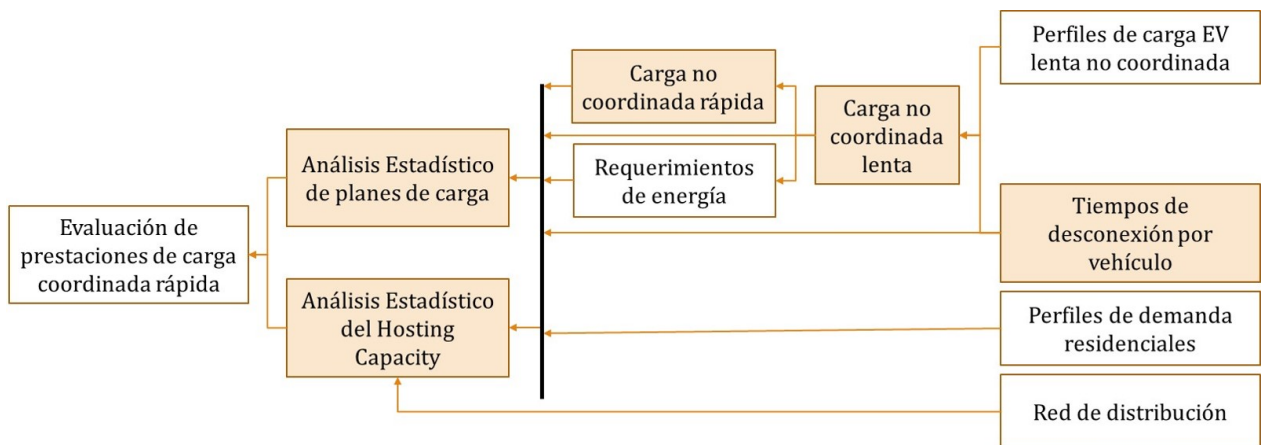


Figura 2.1: Esquema global de la metodología empleada

De las etapas de análisis que se presentan en la segunda columna de izquierda a derecha, la primera etapa consiste en el análisis estadístico de planes de carga, contrastando los programas óptimos de carga lenta con los de carga rápida. La idea de esta etapa es generar los resultados para luego evaluar los impactos de la carga rápida y sus posibles prestaciones bajo dos enfoques: reducción de la máxima demanda agregada y carga de energía definida como crítica para el usuario final que debe abastecer antes de un momento determinado del día y bajo limitaciones de potencia del punto de conexión. A este último enfoque se le denominará en adelante Carga Comunitaria, dado que lo que se busca es que dada una capacidad, por ejemplo el empalme del estacionamiento de un edificio, todos los vehículos eléctricos conectados se gestionen durante la noche para que a cierta hora de la mañana tengan al menos

algún porcentaje definido de su carga. La segunda etapa consiste en el análisis estadístico del *Hosting Capacity* de las redes de distribución bajo el enfoque de minimización de la máxima demanda agregada, entregando resultados que permiten complementar la evaluación de prestaciones de la carga rápida coordinada.

Para una mejor comprensión de cada etapa se han elaborado diagramas para cada uno de los bloques coloreados, en donde el o la lectora podrá clicar para redirigirse a la sección correspondiente.

Se debe señalar que los perfiles de carga sin coordinación para cada vehículo se obtienen a partir de los datos experimentales del proyecto My Electric Avenue, denominados 'Perfiles de carga EV lenta no coordinada', y de los datos de tiempos de desconexión por vehículo. El perfil de carga no coordinada rápida se obtiene a partir del perfil de carga no coordinada lenta.

Los requerimientos de energía para la carga de VEs tienen el propósito de definir la restricción de energía a suministrar en los programas de optimización, tanto para el enfoque de minimización de máxima demanda coincidente como en el esquema de Carga Comunitaria. Por otro lado, el análisis del *Hosting Capacity* depende directamente de las redes de distribución modeladas, tanto como de los demás bloques utilizados en el análisis estadístico de planes de carga.

Finalmente, los resultados de ambos análisis permiten establecer un panorama general de los impactos que tiene la implementación de carga rápida en comparación con la opción de carga lenta, bajo esquemas con y sin coordinación, permitiendo verificar últimamente la hipótesis de investigación.

2.1. Herramientas Computacionales

En lo que viene se detallan los *software* utilizados a lo largo del trabajo. Se fundamentan además las decisiones sobre el uso de aquellos programas en particular y se explican las diferentes funciones que cada uno cumple.

2.1.1. Python

Se trata de un lenguaje de programación de alto nivel, interpretado, orientado a objetos y de semántica dinámica. Un lenguaje de alto nivel quiere decir que su sintaxis es más fácil de interpretar para las personas a diferencia de, por ejemplo, lenguaje de máquinas. A diferencia de un lenguaje compilado, en donde el código fuente se compila en un ejecutable, el código fuente es leído y ejecutado por un programa intermedio denominado intérprete (e.g. Python 3.8). Además, el lenguaje se construye en base a objetos a diferencia de la programación orientada a procedimientos (e.g. FORTRAN). Finalmente, la semántica dinámica permite modificar la asignación de una variable en instancias posteriores del código.

Las principales ventajas de Python son su sencillez, el soporte de programación funcional, su extensa librería, su compatibilidad con múltiples plataformas tales como Web, móviles y una gran variedad de programas (e.g. Excel, Matlab, Gurobi, OpenDSS), es de código

abierto y posee una gran comunidad con un sinnúmero de ejemplos y espacios de apoyo. Por otro lado, no se trata de un lenguaje apropiado para realizar grandes procesos de cómputo y no posee garantías de soporte como sí tendría un programa comercial. Sin embargo, dado que se utiliza como una interfaz de comunicación entre las plataformas de optimización (Gurobi) y de simulación (OpenDSS) sus atributos son más que suficientes para cumplir con este propósito.

Cabe destacar la versatilidad de algunos de sus objetos tales como: listas, que permiten agrupar valores de forma ordenada; diccionarios, que permiten asignar valores a sus respectivas llaves; tuplas, que son similares a las listas pero inmutables; y sets, que son colecciones desordenadas de datos y sin elementos repetidos. En la tabla 2.1 se estipulan las principales librerías utilizadas en el presente trabajo con sus correspondientes descripciones.

Librería	Descripción
<i>numpy</i>	Brinda soporte para operaciones de vectores y matrices
<i>pandas</i>	Extensión de <i>numpy</i> . Permite manipular datos CSV y series temporales.
<i>datetime</i>	Permite manipular valores de fecha y hora.
<i>csv</i>	Se utiliza para transformar <i>dataframes</i> de la librería <i>pandas</i> a archivos CSV.
<i>os</i>	Entre otras cosas, permite definir el directorio para la ejecución de los scripts.
<i>gurobipy</i>	Permite definir y ejecutar modelos de Gurobi en scripts de Python
<i>matplotlib</i>	Dispone de una amplia gama para la generación de gráficos
<i>win32com.client</i>	Permite ejecutar OpenDSS a través de la interfaz <i>Component Object Model</i> (COM) de Microsoft

Tabla 2.1: Datos de entrada para gestión de carga

2.1.2. Gurobi

Corresponde a un *solver* de problemas de optimización, siendo capaz de resolver problemas del tipo MIP (*Mixed-Integer Programming*), LP (*Linear-Programming*), QP (*Quadratic Programming*), QCP (*Quadratically-Constrained Programming*) y la versión mixta de los últimos tres tipos de problemas (MLP, MQP y MQCP). Además de disponer de una licencia comercial, cuenta con una licencia académica, por lo que es factible utilizar esta herramienta para el trabajo de título. Cabe señalar que la licencia para estudiantes es completa y que por lo tanto puede ser utilizada para resolver problemas de gran tamaño.

Se opta por esta herramienta dado que es capaz de resolver problemas entero-mixtos, es compatible con Python, se trata de un solver ampliamente probado, cuenta con una red de soporte bien evaluada y además se trata de uno de los solvers con mayor capacidad y velocidad para la resolución de problemas a nivel mundial¹.

¹Para mayor información, visitar <https://www.gurobi.com/pdfs/benchmarks.pdf>

2.1.3. OpenDSS

Se trata de una herramienta de código abierto que permite simular sistemas de distribución (*Distribution System Simulator* o DSS). Originalmente desarrollada en 1997 para la evaluación de incorporación de medios de generación distribuidos a través *Quasi-Static Time-Series* (QSTS), se ha expandido para cubrir áreas tales como análisis de fallas, flujos de potencia para redes desbalanceadas, análisis de armónicos, análisis dinámico, entre otras. Además, esta herramienta desarrollada por el *Electric Power Research Institute*² cuenta con un lenguaje de programación intuitivo y es compatible con otras plataformas tales como Matlab y Python. Se opta por esta herramienta por su amplia validación, libre acceso, disponibilidad de material de aprendizaje y por su capacidad para la resolución de series de flujos de potencia (análisis cuasi-estático) a lo largo del día, permitiendo monitorear los valores de potencia, voltaje en los nodos de carga y corrientes de línea.

2.2. Análisis Estadístico de Planes de Carga

En la figura 2.2 se presenta el esquema para la ejecución y análisis de planes de carga. Un plan de carga presenta los horarios en los que se debe cargar cada uno de los vehículos contemplados en el programa de optimización, respetando los tiempos de viaje consignados para cada vehículo. La idea es realizar N procesos de optimización, con N el número de simulaciones definidas a criterio del usuario. Esto se hace con el fin de obtener resultados representativos de la población total de vehículos y perfiles de carga residencial. En este caso se escoge $N \in \{100, 1000\}$. Tras cada simulación son almacenados en Python los datos sobre máxima demanda agregada para el caso sin coordinación (referencia) y demanda agregada óptima, para opciones de carga de 3,6 y 7,2 kW. Se evalúan escenarios con y sin demanda residencial manteniendo una adopción EV del 100% y un número de vehículos $N_{VEs} \in \{100, 500\}$. Tanto los vehículos como los perfiles de demanda residencial se toman de su respectivo pool de datos en el proceso de selección aleatoria, al que se puede redigir clickeando en el bloque del diagrama. Este análisis es realizado para las formulaciones de minimización de máxima demanda agregada y de carga comunitaria.

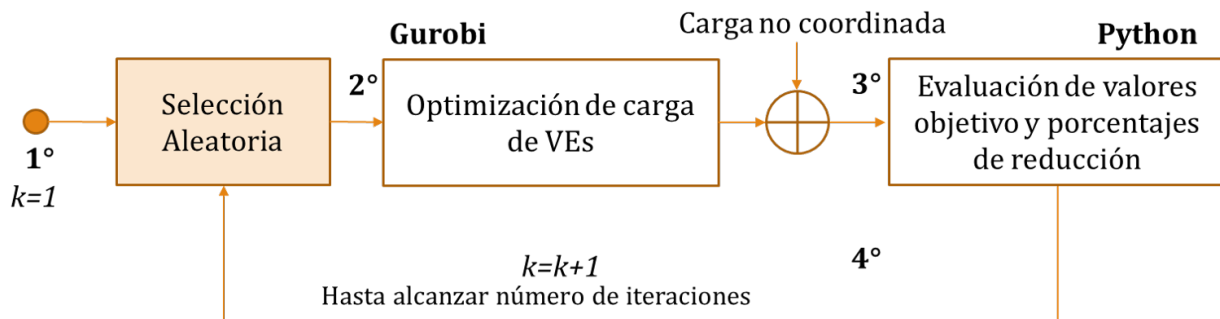


Figura 2.2: Esquema general para el análisis de planes de carga.

²Sitio web para descargar OpenDSS <https://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>

2.3. Análisis Estadístico del Hosting Capacity

En la figura 2.3 se presentan las interacciones entre los diferentes modelos, incluyendo tanto el modelo de red en OpenDSS como los programas de optimización de planes de carga y análisis. Se puede apreciar que la primera fase corresponde al desarrollo del problema de optimización para la coordinación de carga de VEs. Una vez completado, se procederá a utilizar el plan de carga óptimo y compararlo con el caso no coordinado.

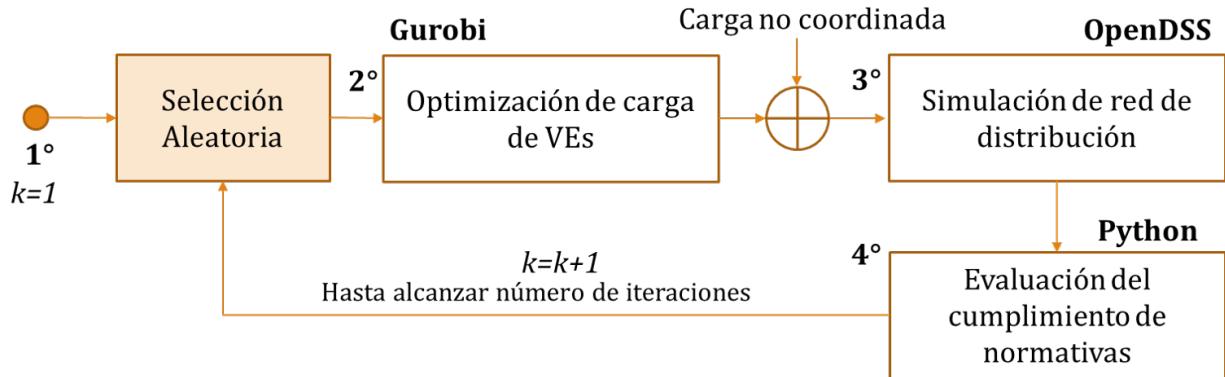


Figura 2.3: Esquema general para el análisis de los planes de carga en las redes de distribución.

El caso no coordinado sirve como caso de referencia para determinar los beneficios del plan de carga en términos de disminución de potencia, corriente y voltaje *peak*.

Variable	Descripción
▶ Adopción [-]	Número de vehículos eléctricos a incorporar en la red, con a lo más un vehículo por cada hogar.
▶ Energía demandada [kW]	Demanda de energía a cargar para cada vehículo.
▶ Tiempos de desconexión [-]	Intervalos de desconexión para cada vehículo, i.e. cuando no se encuentran en el hogar.
▶ Variable de optimización	Corresponde a la consigna de potencia para cada vehículo en el caso de demanda agregada.
▶ Demanda Residencial [-]	Perfiles de demanda para cada cliente a lo largo del día.
▶ Plan de carga [kW]	Consigna de potencia para cada vehículo e intervalo temporal del día en formato CSV

Tabla 2.2: Variables de entrada y salida en Gurobi

De forma similar al análisis de planes de carga, en este caso se realizan 100 simulaciones para cada nivel de adopción $\%EV$, donde $\%EV \in \{0, 10, \dots, 100\}$. En este caso, siempre se considera la totalidad de cargas dadas por la red respectiva. La selección aleatoria contempla los perfiles residenciales y de vehículos (con su energía requerida de carga, tiempos de desconexión, perfil de carga coordinada rápida y lenta), mientras que los VEs se van incorporando

desde la cola de red hasta los nodos más cercanos a la S/E de bajada. Esto con el fin de modelar siempre el peor escenario posible al adicionar los VEs. Con ello, se almacenan los datos en Python para obtener el promedio y la desviación estándar del porcentaje de clientes con problemas de tensión. El análisis es realizado solo para formulaciones de minimización de máxima demanda agregada.

Variable	Descripción
▶ Modelo de red [-]	Nombre del modelo de red a utilizar.
▶ Plan de carga [kW]	Carga no coordinada, o bien, plan coordinado de carga proveniente de Gurobi.
▶ Monitores de corriente de línea [A]	Archivo csv con corrientes por fase e intervalo temporal.
▶ Monitores de voltaje en nodos de carga [V]	Archivo csv con voltajes por fase e intervalo temporal.
▶ Monitores de potencia [kW]	Archivo csv con potencia para cada fase e intervalo temporal.

Tabla 2.3: Variables de entrada y salida en OpenDSS

Variable	Descripción
▶ Monitores de corriente de línea [A]	Archivo csv con corrientes proveniente de OpenDSS.
▶ Monitores de voltaje en nodos de carga [V]	Archivo csv con voltajes proveniente de OpenDSS.
▶ Monitores de potencia [kW]	Archivo csv con potencia proveniente de OpenDSS.
▶ Principales resultados	El script despliega resultados principales tales como Voltaje máximo y mínimo, corriente y potencia máxima con sus componentes e intervalo temporal asociado.
▶ Gráficos de corriente, voltaje y potencia	Archivos pdf con gráficos de las variables de estado e indicadores.

Tabla 2.4: Variables de entrada y salida en Python

Las tablas 2.2, 2.3 y 2.4 contienen las variables de entrada (verde) y de salida (rojo) de cada bloque. En lo que viene se detalla la obtención de los datos de entrada.

2.4. Obtención de Datos de Entrada

2.4.1. Adopción

La variable de adopción de vehículos eléctricos se define para los diferentes escenarios de simulación en términos porcentuales. El número de cargas residenciales de cada red define el máximo número de vehículos, e.g. si una red posee 25 cargas residenciales un 100% de adopción se corresponde con el caso 25 VEs (un vehículo eléctrico por domicilio). De obtener un número no entero de vehículos se aproxima al entero más cercano.

2.4.2. Energía demandada

La energía demandada por vehículo se obtiene a través de perfiles de carga EV, provenientes de una base de datos de 2000 VEs en marco del proyecto My Electric Avenue, que publicó un estudio sobre el trato estadístico de los datos de carga [10]. De este modo, se selecciona el número de vehículos coherente con la adopción definida. El perfil de carga no coordinado corresponde justamente al perfil definido por My Electric Avenue para cada vehículo, acoplando los datos de cada vehículo con los datos de tiempos de viaje como se presenta en la sección 2.4.5. De los datos se aprecia que la carga se produce principalmente durante horas de la mañana (entre 7:30 y 11:30) y durante la tarde-noche (entre 17:00 y 1:00).

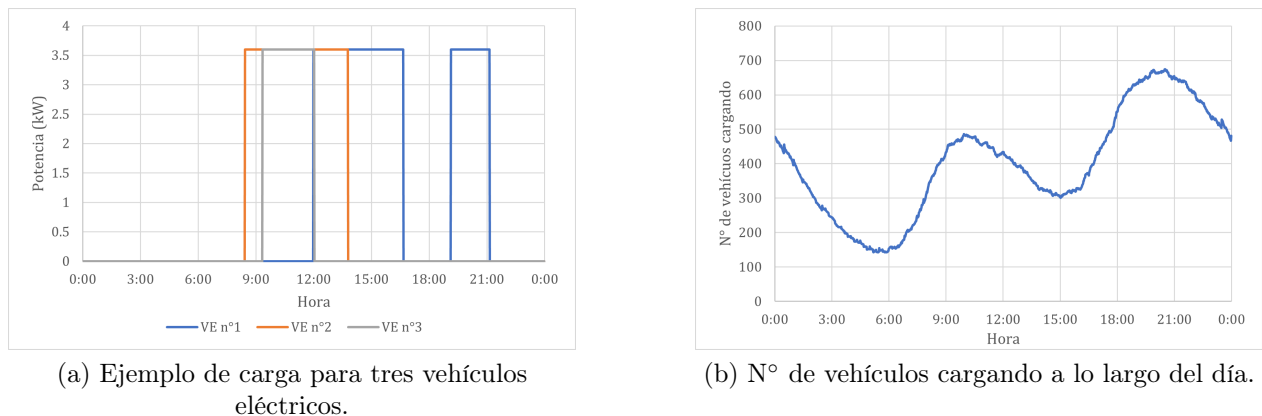


Figura 2.4: Elaboración propia a partir de [10].

En la figura 2.4 se presenta en primer lugar la potencia de carga para tres VEs a lo largo del día. Se aprecia que el VE2 y el VE3 presentan un único proceso de carga en la mañana, mientras que el VE1 presenta dos períodos de carga, uno tras el mediodía y otro en la noche. La carga del VE2 ocurre simultáneamente con la del VE1 y luego con la del VE3 durante algunas horas, y en todos los casos la potencia corresponde a 3.6 kW. Por otro lado, en la figura de la derecha se presenta el número de vehículos que se están cargando para cada hora del día. Se pueden reconocer dos *peaks* de potencia, ocurriendo el primero alrededor de las 11:00 h y el segundo y más importante alrededor de las 20:00 h, tras la jornada de trabajo.

2.4.3. Tiempos de desconexión

Esta información corresponde a los tiempos de viaje de vehículos convencionales para la ciudad de Santiago y es sumamente importante dado que revela el comportamiento de las y

los conductores para esta zona, durante diferentes estaciones del año y diferenciando viajes de semana y fin de semana. Al conocer los tiempos de viaje y de presencia en el hogar para los vehículos es posible establecer los períodos en que la carga es factible, y por tanto que el plan de carga sea capaz de entregar un resultado considerando las dinámicas de viaje de los usuarios. De este modo, una vez determinados los tiempos de viaje y de presencia en el hogar para un conjunto de vehículos se realiza un proceso de vinculación entre las demandas de carga de VEs provenientes de My Electric Avenue y los tiempos de presencia en el hogar, con lo que para cada vehículo importado al modelo de optimización serán considerados sus tiempos de conexión en el hogar (en donde la carga es factible) y los tiempos de carga originales para el escenario base o sin coordinación.

Para la generación de los perfiles de desconexión por vehículo se utilizan los datos de la Encuesta Origen Destino Santiago 2012. Esta encuesta fue desarrollada por la Universidad Alberto Hurtado por encargo de la Secretaría de Planificación de Transporte (SECTRA) y se encuentra disponible a todo público³. El principal resultado del estudio corresponde a los tiempos de viaje en día laboral de temporada invierno, con un total de 11.000 hogares encuestados. Para cada hogar se entrevistan a todos los integrantes de la vivienda, explicitando la información por cada individuo. La encuesta diferencia viajes motorizados de no motorizados, así como viajes motorizados de transporte público y privado. Además, en el caso de viajes en vehículo privado se diferencian los viajes de choferes y acompañantes.

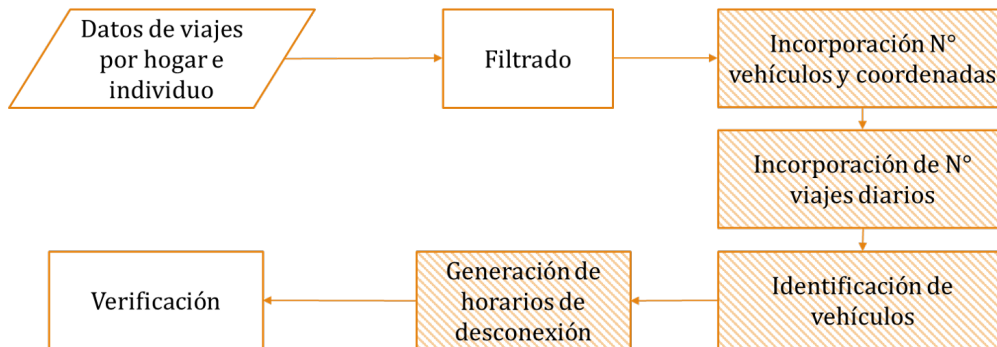


Figura 2.5: Esquema general para obtener los tiempos de desconexión.

En el esquema de la figura 2.5 es posible apreciar la estructura general para la obtención de estos tiempos. Los datos de viajes por hogar e individuo corresponden a la hoja "viajes.csv". En la etapa de filtrado se seleccionan solamente los viajes motorizados particulares, se eliminan los datos declarados como acompañante y se descartan viajes con información inconsistente: viajes sin tiempo de viaje, se declara solo tiempo final o inicial, coordenadas de origen destino inconsistentes, vehículo nunca se encuentra en el hogar, viajes paralelos en hogares con un solo vehículo, etc.

Los bloques sombreados corresponden a funciones implementadas en Visual Basics. Con motivo del presente trabajo de título, en el primer bloque se añade la información de número de vehículos y coordenadas para cada hogar a partir de la información presente en la hoja

³Los resultados de este estudio se pueden encontrar en la página web de SECTRA o bien en <http://datos.gob.cl/dataset/31616>

"Hogares.csv". Con esta información es posible calcular el número de viajes por hogar a lo largo del día. Con ello se procede a identificar los vehículos a través de su enumeración, para finalmente generar los horarios de desconexión por vehículo. Se consideró una tolerancia de 100 m respecto de las coordenadas de origen del hogar para considerar que el vehículo regresó efectivamente, esto dado que los datos en coordenadas UTM presentaban cierto grado de variación atribuible a errores. Tras este proceso, se realiza una verificación manual de los datos por vehículos, dado que pueden persistir ciertas inconsistencias en los datos, que no fueron encontradas en las etapas anteriores. En esta verificación manual se comprueba que los viajes presenten origen y destino y que estos sean coherentes. Por ejemplo, si el vehículo sale de la localidad A a la localidad B (identificadas a partir de sus coordenadas), pero para el siguiente viaje sale de la localidad C para regresar luego a la localidad A, se detecta una inconsistencia dado que no podría haber comenzado en C si se encontraba en B.

Para la identificación de los vehículos, se explota el orden de los datos. Como se aprecia en la tabla 2.5, se escriben los viajes para cada individuo de forma consecutiva, por lo que con las coordenadas de los viajes y el número de vehículos por hogar es posible identificar cada vehículo con sus tiempos de desconexión individuales.

Hogar	Persona	H _{ini}	H _{fin}
103	1031	08:00	08:30
103	1031	18:00	18:30
103	1032	10:00	10:15
103	1032	17:30	17:50

Tabla 2.5: Variables de entrada y salida en Python

Para la generación de los horarios de desconexión se utilizan las coordenadas de los viajes, contrastándolas con las coordenadas del hogar. El estudio utiliza coordenadas Universal Transverse Mercator o UTM. Este sistema de coordenadas define un mapa en dos dimensiones del globo terráqueo, realizando para ello una proyección de la tierra sobre un cono imaginario que le rodea. De este modo, se definen zonas para cada región del planeta y es posible identificar posiciones a través de coordenadas $x-y$. En la figura 2.6 se ilustra un ejemplo para las coordenadas UTM del parque O'Higgins, con valores UTM aproximados. Se aprecia que Santiago se localiza en la zona 19 del hemisferio sur. Por otro lado, las coordenadas se miden en metros, considerando 6 dígitos para la coordenada x y 7 para la coordenada y .

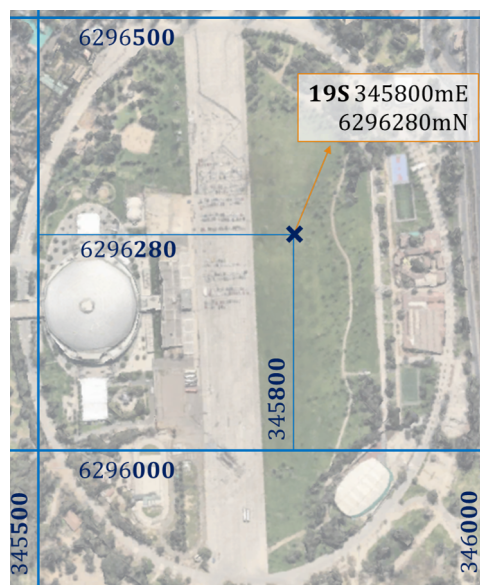


Figura 2.6: Ejemplo de coordenadas UTM

2.4.4. Demanda residencial

Para la definición de los perfiles de demanda residencial se utiliza la herramienta CREST versión 2.2⁴, con la que es posible crear perfiles de demanda aleatorios. Como primera aproximación se genera un perfil de 200 hogares, que normalizado, pondera a las cargas presentes en las distintas redes de distribución. Esto es, se genera un perfil único que multiplicado por la potencia activa y el factor de potencia corresponde a la demanda agregada del sistema. En la figura 2.7 se presentan los perfiles de carga normalizados, obtenidos con la herramienta CREST. Para la simulación se utiliza la resolución de 10 minutos, que se obtiene a través del promedio por bloques de la resolución original. Esta resolución se condice con la exigida para la regulación de tensión como se presentó en la sección 1.1.1, en donde se evalúa el voltaje ponderado en intervalos de 10 minutos. El uso de intervalos de 10 minutos (en lugar de 5 o 1 minuto) reduce entonces el número de combinaciones posibles en el modelo de optimización, sin afectar la calidad de los resultados.

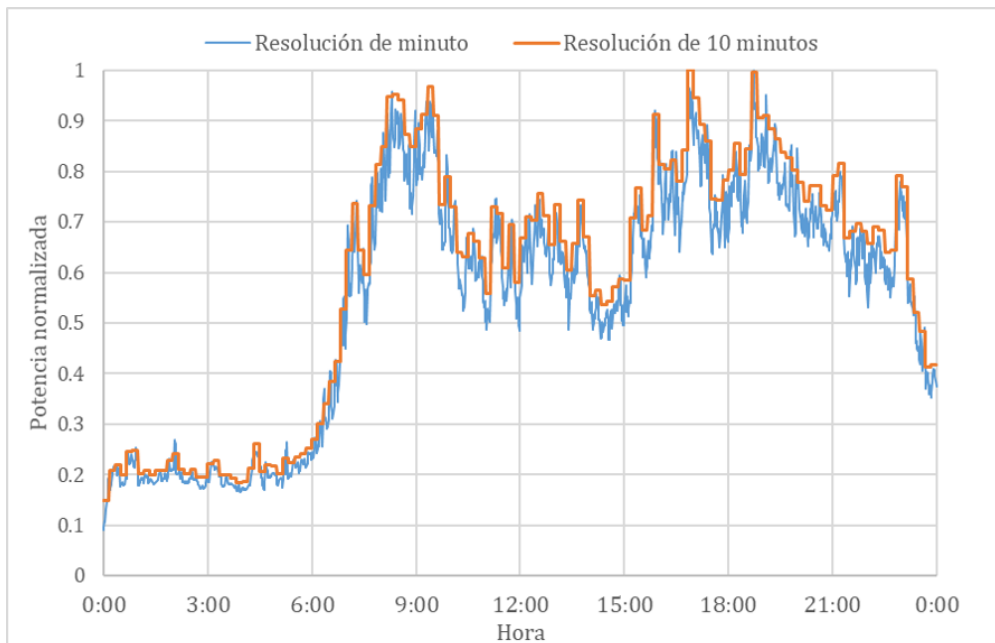


Figura 2.7: Perfil agregado de demanda residencial generado con herramienta CREST.

Para la conformación del pool de perfiles residenciales se generaron de forma análoga 2000 perfiles, que promediados en intervalos de 10 minutos para ajustarse a la resolución del problema de optimización conforman los datos de entrada definitivos para los diferentes modelos. Por otro lado, en la implementación en OpenDSS se utiliza un factor de potencia de 0.93 inductivo. En la figura 2.8 se presentan tres perfiles residenciales del total del 2000. Se aprecia que cada perfil responde a las demandas propias de cada hogar tal y como se espera en un sistema de distribución, capturando variaciones locales y que de forma agregada se comportan como lo presentado en la figura 2.7 con un peak en la mañana y uno en la tarde.

⁴Para acceder a ella visitar <https://www.lboro.ac.uk/research/crest/demand-model/>

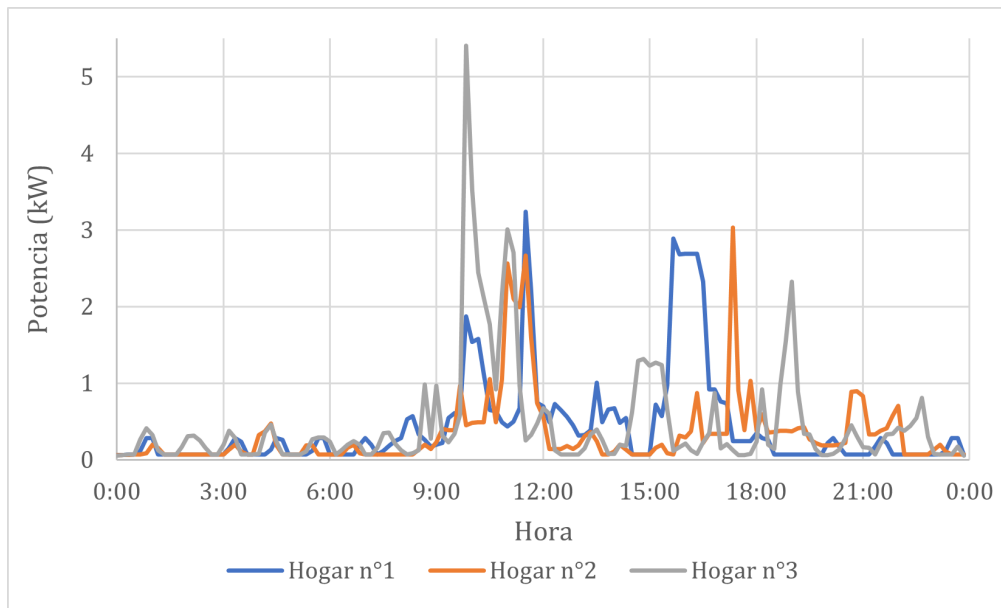


Figura 2.8: Perfiles individuales de demanda residencial obtenidos a partir de la herramienta CREST.

2.4.5. Carga no coordinada

Dado que se cuenta con información sobre los tiempos de desconexión dados por el Estudio Origen-Destino y con la base de datos con 2000 perfiles de carga proveniente del proyecto My Electric Avenue, nace la oportunidad de combinar ambos datos para capturar por un lado la demanda energética de cada vehículo y por otro la información sobre cuándo es posible cargar y cuándo no. Se presenta entonces el desafío de generar una base de datos en donde para cada vehículo sean compatibles su tiempos de viaje y presencia en el hogar, su demanda energética y su perfil original o no coordinado de carga. Cabe destacar lo relevante de este procedimiento, dado que con ello será posible generar planes de carga en concordancia con las demandas y necesidades reales de los usuarios.

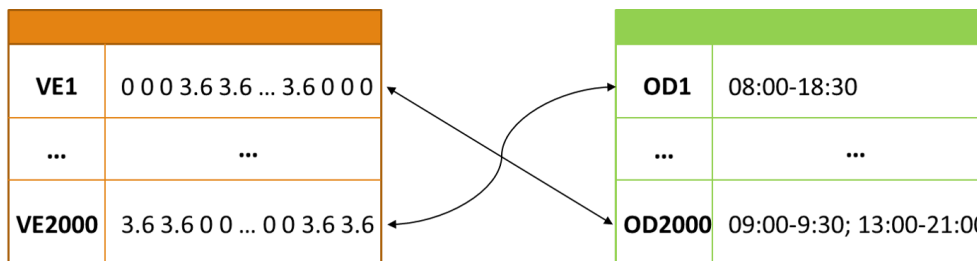


Figura 2.9: Esquema general del proceso de asignación.

En primera instancia, dado que la demanda energética por vehículo se obtiene de los perfiles de My Electric Avenue, se revisa la factibilidad de estas demandas energéticas respecto de los tiempos de desconexión. Puede ocurrir por ejemplo que un vehículo requiera 6 horas de carga (~ 21.6 kWh), pero que los datos de desconexión candidatos para este vehículo indican que se encontró solo 4 horas en casa. En segunda instancia se desea revisar que el perfil no coordinado sea consistente con las restricciones de desconexión, impuestas para el

plan de carga optimizado, i.e. que no hayan vehículos que presenten carga durante su horario de desconexión.

Para evaluar esta consistencia se implementa en Visual Basics un *script* de asignación entre perfiles de carga y tiempos de desconexión. Se utiliza un criterio de asignación sencillo, que consiste en evaluar vehículo por vehículo sus horarios de desconexión y verificar que perfiles de carga no coordinada cumplen con estos horarios, esto es, con carga 0 durante las horas fuera de casa (en las que se supone que el vehículo está en tránsito o no tiene la posibilidad de cargar). En la figura 2.9 se presenta un esquema general de este proceso de asociación entre perfiles de carga de VEs e información de desconexión por vehículo (OD).

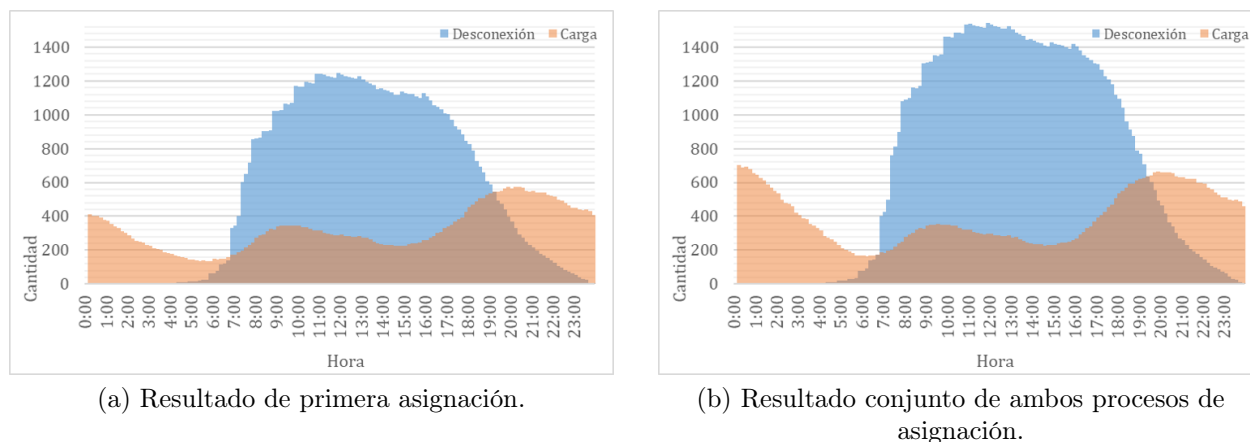


Figura 2.10: Número de vehículos fuera del hogar (azul) y en proceso de carga (rojo).

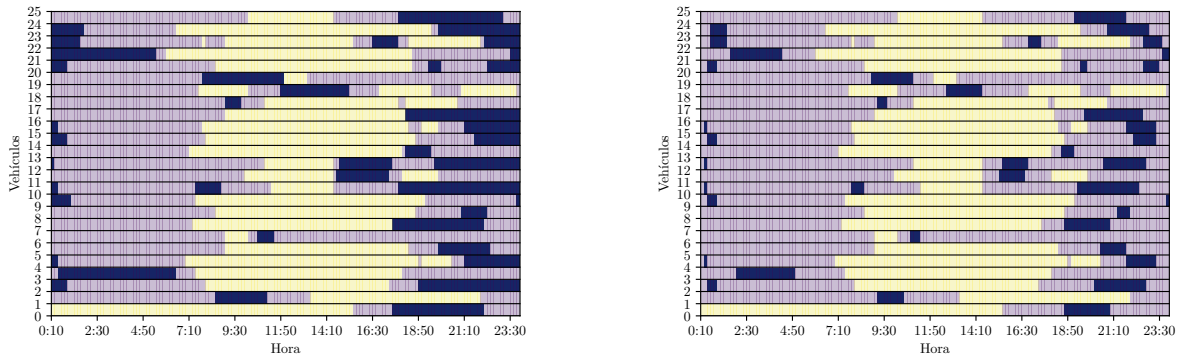
Como resultado, se encuentran en primera instancia 1700 perfiles asignados. Por otro lado, se evalúa un segundo proceso de asignación para los 300 vehículos restantes. Se implementa entonces un segundo programa que verifica primero la factibilidad energética y luego desplaza los intervalos con carga que violen las restricciones de desconexión. En la figuras 2.10 (a) y (b) se presentan los resultados para la primera asignación y para el total de 2000 VEs tras la segunda asignación respectivamente.

Se estipula finalmente el uso de la base de 1700 VEs, dado que el segundo proceso de asignación tiene como consecuencia una sobreestimación de la carga en horas de la madrugada. De este modo, se evita la modificación de datos de entrada que puedan afectar la consistencia de los datos. Cabe señalar que dado que los datos de carga provienen de un proyecto en UK no representan fielmente lo que podría pasar en Chile, pero es una buena primera aproximación para entender los impactos de los vehículos eléctricos en nuestras redes de distribución y para entender los beneficios de la gestión de carga para nuestro sistema.

2.4.6. Carga no coordinada rápida

Para la generación del perfil de carga no coordinada de 7.2 kW (que también se realiza en cada uno de los hogares pero a través de una conexión trifásica) se considera el perfil no coordinado de 3.6 kW como punto de partida. De este modo, se transforma el perfil lento en un perfil rápido considerando para ello que cada proceso de carga mantiene su tiempo central. Esto es, para una carga de dos horas desde por ejemplo las 18:00 a las

20:00 hrs se obtiene una carga rápida de una hora, desde las 18:30 a las 19:30, sin modificar el requerimiento energético del proceso de carga. Con este criterio se asegura además de mantener la satisfacción de la restricción de tiempos de desconexión. En las figuras 2.11 (a) y (b) se presentan respectivamente los perfiles de carga original y de carga rápida generados para una muestra de 25 VEs. Los intervalos en azul corresponden a períodos de carga, en morado se presentan los períodos en donde el vehículo se encuentra en casa y por tanto disponible para carga pero sin consumir potencia y finalmente en amarillo se presentan los tiempos de desconexión o tiempos de indisponibilidad por vehículo. Es posible apreciar como los períodos de carga se reducen a la mitad mientras conservan aproximadamente su centro.



(a) Perfil de carga no coordinada lenta para 25 VEs. (b) Perfil de carga no coordinada rápida para 25 VEs.

Figura 2.11: N° vehículos cargando y viajando.

Para una mejor comprensión se presentan en la figura 2.12 los perfiles de carga lenta y rápida sin coordinación para uno de los vehículos del pool de datos, en conjunto con los tiempos de viaje del mismo.

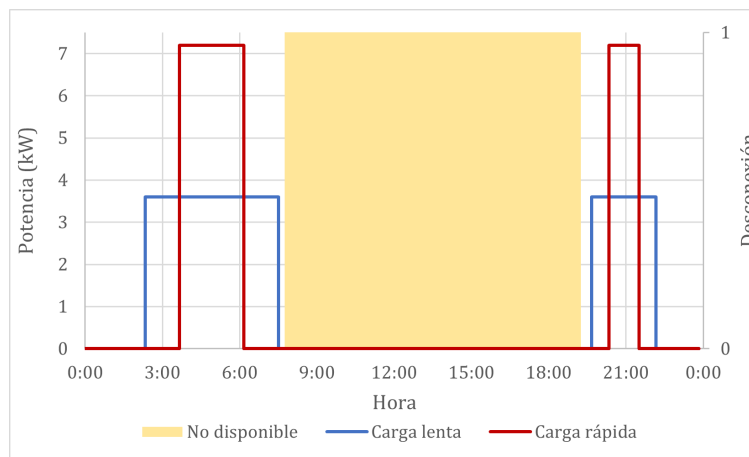


Figura 2.12: Perfil de carga lenta y rápida sin coordinación para vehículo de ejemplo

De 2.12 se aprecia que el perfil rápido presenta, al igual que el perfil lento, un proceso de carga en la mañana y otro en la noche. En el caso de la carga lenta los procesos tienen una

duración de 5 h 20 min y 2 h 40 min respectivamente, con una potencia de 3.6 kW, mientras que para la carga rápida duran 2 h 40 min y 1 h 20 min respectivamente, con una potencia de 7.2 kW. En ambos casos se respetan los tiempos de viaje del vehículo entre las 7:40 y 19:20.

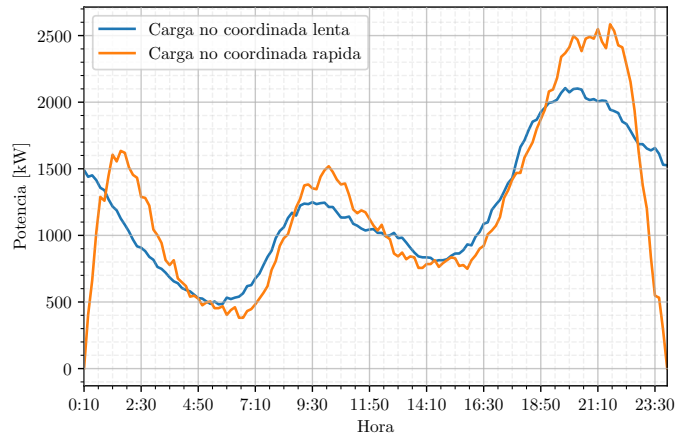


Figura 2.13: Perfiles de carga no coordinada lenta y rápida

En la figura 2.13 se presenta la demanda agregada para los perfiles de carga lenta (azul) y rápida (naranja) que se aprecia continua al inicio y al final del día. Finalmente, para la implementación en OpenDSS se configura una conexión trifásica en el caso de carga rápida y una conexión monofásica en el caso de carga lenta.

2.4.7. Plan de carga

Corresponde a los perfiles de carga del día para todos los VEs involucrados y provienen del proceso de optimización en Gurobi, presente en la sección 2.5.2. Desde la plataforma de optimización desarrollada en este trabajo de título se exporta el plan de carga en formato CSV, que es luego importado a Python para analizar directamente los planes de carga, o bien, generar los perfiles en el formato requerido por OpenDSS (software utilizado para la realización de flujos de potencia en el sistema de distribución), analizando finalmente su desempeño en términos de las restricciones de red. Para la implementación en OpenDSS se utilizó un factor de potencia de 0.98 inductivo [10], que se conserva tanto para los escenarios de carga lenta y rápida, como escenarios con y sin coordinación.

2.4.8. Monitores en OpenDSS

Al definir y exportar monitores para los nodos de carga, las líneas y la subestación, es posible analizar variables de estado tales como voltaje, corriente y potencia a lo largo del día. Con ello, es posible determinar el Hosting Capacity de la red bajo escenarios de coordinación de carga y de carga descoordinada. Estos archivos en formato CSV son analizados a través de un *script* de Python.

En la figura 2.14 se presenta el diagrama de red de una de los modelos utilizados en coordenadas UTM, en donde se presentan los alimentadores BT en azul, los nodos con cargas con círculos en rojo y la subestación con un triángulo azul. Precisamente en los nodos de

carga se disponen monitores de voltaje y corriente, mientras que en el nodo de la S/E se monitorea también la potencia activa y reactiva, el voltaje y la corriente. Se establecen también monitores al inicio de cada una de los tramos de los alimentadores para verificar por ejemplo el orden de las pérdidas de transmisión.

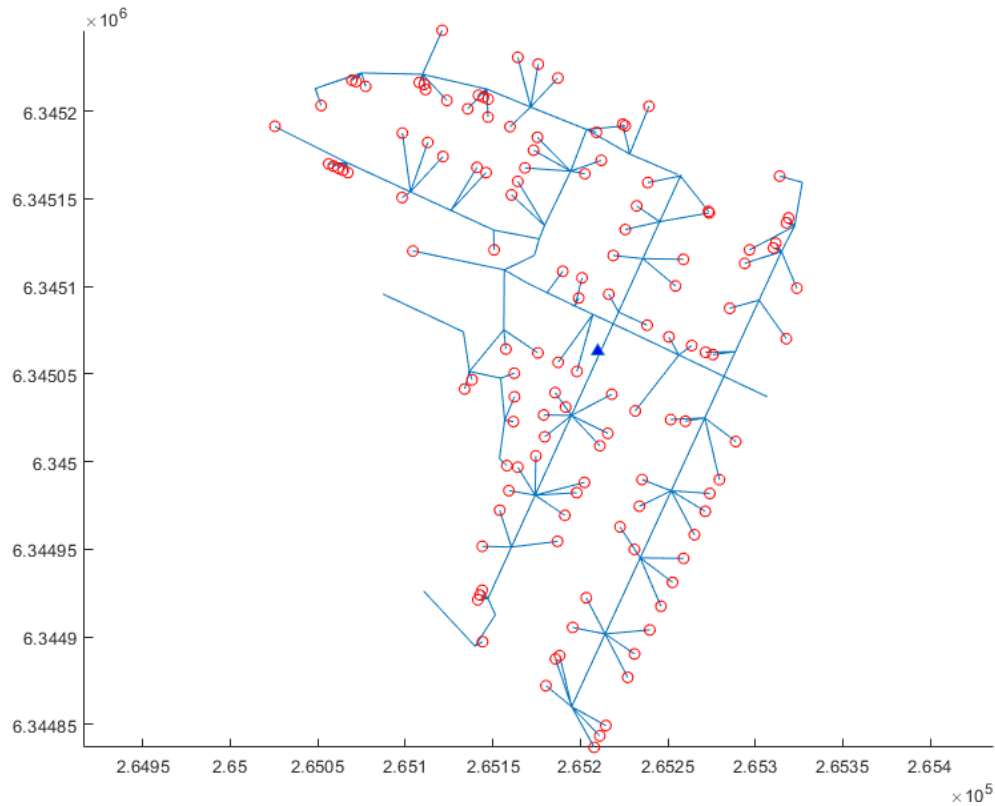


Figura 2.14: Diagrama de Red 20

2.4.9. Gráficos y principales resultados en Python

Los monitores se importan a Python en donde se obtienen los valores máximos y mínimos del día, en conjunto con el nodo y hora de ocurrencia. Por otro lado, se gráfica para cada nodo y se comprueba si se satisfacen los requisitos de voltaje planteados por la norma. Se realiza el procedimiento análogo para la corriente de línea, considerando para ello cada tipo de línea y su ampacidad. En el caso de la potencia, se obtienen simplemente los valores máximos de potencia activa y aparente desde la cabecera del alimentador, con el fin de determinar el estado de carga de la red en términos de la potencia nominal de transformador.

2.5. Formulación del Problema de Optimización

A lo largo del trabajo se estudian dos esquemas de optimización. El primero consiste en la minimización de la máxima demanda coincidente en donde se pretende aplanar la curva de demanda, con el fin de reducir los *peaks* de potencia y aumentar la cantidad de VEs que es posible incorporar a la red. Este esquema se utiliza tanto en el estudio de planes de carga como en el cálculo del Hosting Capacity para redes de distribución. El segundo esquema

consiste en la maximización del abastecimiento de carga definida como crítica para el usuario final, considerando un límite de potencia dado por el punto de conexión. Este esquema se utiliza únicamente en el análisis comparativo de planes de carga.

Es importante mencionar que en el problema de optimización no se incorporan las ecuaciones ni restricciones de red (e.g. límites de voltaje, límites de corriente), en otras palabras no se trata de un OPF sino de un problema de gestión de la carga de los VEs en donde en función de su potencia conectada se busca minimizar su demanda coincidente o garantizar una determinada carga antes de un período determinado del día. Estos enfoques evitarán potencialmente problemas en la red y como también aumentarán potencialmente el *hosting capacity* pero no resolverán necesariamente todos los problemas de red. A continuación se presenta la formulación matemática empleada para la coordinación de carga de VEs.

2.5.1. Variable de optimización

Dependiendo de la formulación puede tratarse de la consigna de potencia de cada vehículo (casos demanda agregada) o de la potencia de carga crítica en conjunto con la energía de falla (caso carga comunitaria). En ambos casos se considera también la restricción de tiempo mínimo de carga para cada proceso de carga, denominada T_{min} , que es posible relacionar con la variación de las consignas de potencia. Al comienzo de este trabajo se abordó también el número máximo de switcheos para todo el plan de carga, N_{switch} . Ambas variables se definen con la intención de evitar un switcheo frecuente, que no es deseable desde el punto de vista de la degradación de la batería y que puede ocasionar además oscilaciones de voltaje [52]. De este modo, se refleja el costo asociado a la vida útil de la batería a través de estas restricciones. Esto cobra mayor sentido para configuraciones con una mayor resolución temporal, como por ejemplo minuto a minuto. Se aprecia además que los perfiles con menor cantidad de switcheos requieren una acción de control de menor complejidad, pudiendo ser implementados incluso de forma manual para casos con un número bajo de interrupciones.

2.5.2. Demanda Agregada

Las ecuaciones 2.1-2.4 conforman el primer planteamiento de coordinación de carga utilizando como criterio la minimización de la máxima demanda agregada. La ecuación 2.1 corresponde a la minimización de la función objetivo, que es a su vez el máximo de la potencia agregada de carga a lo largo del día. La restricción 2.2 plantea que se deben satisfacer las demandas de energía de los usuarios, mientras que 2.3 plantea las potencias de carga factibles, con $p_i^{chg} = 3,6$ para la carga lenta a nivel residencial del vehículo Nissan Leaf. Finalmente, 2.4 corresponde a la restricción de tiempos de desconexión, en donde no es posible cargar los VEs (dado que se encuentran en ruta o fuera del hogar). Los conjuntos Θ_{ff}^i definen justamente los intervalos de desconexión para cada vehículo i . La eficiencia de carga por vehículo η_i se puede considerar como 1 en el modelo, dado que los perfiles de carga reales medidos en el proyecto My Electric Avenue [10] corresponden a la potencia retirada desde la red de distribución y no a la potencia efectivamente inyectada en la batería.

$$(P) \quad \min_{p_i[t]} \max \left\{ \sum_{i=0}^{n-1} p_i[t] \right\} \quad (2.1)$$

$$\sum_{t=1}^T \eta_i \cdot p_i[t] = E_i^{dem} \quad (\forall i) \quad (2.2)$$

$$p_i[t] \in \{0, p_i^{chg}\} \quad (\forall i, t) \quad (2.3)$$

$$p_i[t] = 0 \quad (\forall i, t \in \Theta_{ff}^i) \quad (2.4)$$

Para la implementación del problema min-max se define en Gurobi la variable de tipo continua "*max_power*" tal y como se presenta a continuación en el extracto del código desarrollado en Python. Luego se define el problema de optimización como la minimización de esta variable. Finalmente, para conseguir que la variable represente efectivamente el máximo de la potencia de carga, se define en cada intervalo temporal t la restricción de desigualdad en donde *max_power* corresponde a la cota superior de la potencia de carga de VEs más la carga residencial (*dataCarga[t]*). Luego al minimizar esta variable se está minimizando justamente el máximo de la demanda agregada para todo intervalo t .

```

1 max_power = m.addVar(lb=0.0, vtype=GRB.CONTINUOUS) # Demanda maxima
2
3 m.setObjective(max_power, GRB.MINIMIZE)
4
5 for t in range(T):
6     # Restriccion para maximo, tambien es posible utilizar funcion max_
7     m.addConstr(pLoad * quicksum(p[i,t] for i in N) + dataCarga[t] <=
max_power)

```

Tiempos Mínimos

Tras la primera se encuentra que si bien se reduce efectivamente la demanda coincidente de la carga de VEs, se produce una gran cantidad de interrupciones o *switcheos* en el plan de carga de cada vehículo, obteniendo un perfil de potencia que oscila de forma importante. Esto implicaría por una parte mayores requerimientos en términos de los controladores de carga de los vehículos, como también problemas de distorsión de red dados por las fluctuaciones rápidas de la demanda. Es importante por tanto incorporar restricciones al número y la frecuencia de los *switcheos* que ocurren al optimizar la carga de los vehículos.

En esta segunda etapa del modelo se incorporan las restricciones 2.9-2.10, que corresponden a restricciones de tiempo mínimo de carga, análogas a las utilizadas en problemas de *Unit Commitment*⁵, basadas en [53]. Se incorpora además la demanda residencial como parte de la función objetivo, necesaria para reducir efectivamente la curva de demanda agregada del sistema. En este caso la ecuación 2.9 corresponde a la condición inicial, considerando que en $t = 0^-$ los vehículos se encuentran desconectados. La ecuación 2.10 establece básicamente que de haber un encendido en el instante t respecto del instante $t - 1$, el vehículo deberá

⁵En la sección 1.4.2 se presenta brevemente este tipo de problemas, en donde por ejemplo para centrales térmicas a carbón se deben considerar tiempos mínimos de encendido y tiempos de enfriamiento o de apagado para poder volver a entrar en marcha.

permanecer conectado durante los $T_{min} - 1$ intervalos siguientes. Contando el primer intervalo, se tiene que el vehículo debe permanecer T_{min} intervalos conectado, para cada proceso de carga. Dado que la resolución temporal es de 10 minutos, se tiene necesariamente que el tiempo mínimo de carga para cada vehículo es de 10 min.

$$(P) \quad \min_{p_i[t]} \max \left\{ \sum_{i=0}^{n-1} p_i[t] + D_{res}[t] \right\} \quad (2.5)$$

$$\sum_{t=1}^T \eta_i \cdot p_i[t] = E_i^{dem} \quad (\forall i) \quad (2.6)$$

$$p_i[t] \in \{0, p_i^{chg}\} \quad (\forall i, t) \quad (2.7)$$

$$p_i[t] = 0 \quad (\forall i, t \in \Theta_{ff}^i) \quad (2.8)$$

$$p_i[j] \geq p_i[0] \quad (\forall j \in [1, T_{min} - 1]) \quad (\forall i) \quad (2.9)$$

$$p_i[t + j] \geq p_i[t] - p_i[t - 1] \quad (\forall j \in [1, T_{min} - 1]) \quad (\forall i, t + j) \quad (2.10)$$

Para la formulación presente en 2.5-2.10 se presenta en la tabla 2.6 la nomenclatura utilizada distinguiendo variables de parámetros del problema de optimización. Se tiene además que n corresponde al número total de VEs y T el número de intervalos que para una resolución de 10 minutos corresponden a 144 para las 24 h del día.

Tipo	Nomenclatura	Descripción
Variable	$p_i[t]$	Potencia del vehículo i para el instante t
	$D_{res}[t]$	Demanda residencial agregada para el instante t
Parámetro	η_i	Eficiencia del proceso de carga de VEs
	E_i^{dem}	Energía total demandada para el vehículo i
	p_i^{chg}	Potencia de carga permitida para el VE i
	Θ_{ff}^i	Período de desconexión del vehículo i
	T_{min}	Tiempo mínimo de carga de los vehículos

Tabla 2.6: Nomenclatura para formulación de tiempos mínimos

Restricción de Switcheos

En esta formulación, en lugar de establecer tiempos mínimos de carga, se establece un máximo global de switcheos con el fin de evaluar otra alternativa para reducir el número de oscilaciones y evaluar si se trata de una formulación más o menos exigente en términos de tiempos de simulación. Para ello, se define la variable binaria $y_i[t]$ presente en la ecuación 2.15. En caso de estar en la presencia de un encendido o un apagado, los valores de la potencia de carga difieren de un instante a otro, y es cuando se asigna el valor de 1 a la variable asociada al tiempo y vehículo de ocurrencia. En los demás casos, la variable binaria vale 0. De este modo, al sumar la variable binaria para todos los vehículos a lo largo del día, es posible establecer un máximo número de switcheos en forma global, como en la restricción 2.16.

La constante N_{switch} define justamente el máximo número de switcheos. Cabe señalar que esta formulación también se puede escribir de forma particular para cada vehículo. De este

modo se dispone de un planteamiento diferente con el cual será posible comparar el desempeño. Por otro lado, dado que es difícil determinar la variable N_{switch} , es posible estimarla a partir de una condición uniforme para cada vehículo, e.g. 4 switcheos por vehículo, lo que equivale a dos procesos de carga. Luego $\hat{N}_{switch} = 4 \cdot N_{veh}$.

$$(P) \quad \min_{p_i[t]} \max \left\{ \sum_{i=0}^{n-1} p_i[t] + D_{res}[t] \right\} \quad (2.11)$$

$$\sum_{t=1}^T \eta_i \cdot p_i[t] = E_i^{dem} \quad (\forall i) \quad (2.12)$$

$$p_i[t] \in \{0, p_i^{chg}\} \quad (\forall i, t) \quad (2.13)$$

$$p_i[t] = 0 \quad (\forall i, t \in \Theta_{ff}) \quad (2.14)$$

$$y_i[t] = \begin{cases} 1, & p_i[t] \neq p_i[t+1] \\ 0, & \text{e.o.c.} \end{cases} \quad (2.15)$$

$$\sum_{i=0}^{n-1} \sum_{t=1}^{T-1} y_i[t] \leq N_{switch} \quad (2.16)$$

Tipo	Nomenclatura	Descripción
Variable	$p_i[t]$	Potencia del vehículo i para el instante t
	$y_i[t]$	Presencia de interrupción del VE i en el instante t
	$D_{res}[t]$	Demanda residencial agregada para el instante t
Parámetro	η_i	Eficiencia del proceso de carga de VEs
	E_i^{dem}	Energía total demandada para el vehículo i
	p_i^{chg}	Potencia de carga permitida para el VE i
	Θ_{ff}^i	Período de desconexión del vehículo i
	N_{switch}	Tiempo mínimo de carga de los vehículos

Tabla 2.7: Nomenclatura para formulación de restricción de switcheos

2.5.3. Carga Comunitaria

El planteamiento de carga comunitaria surge como la idea de gestionar el uso eficiente de la red, dadas ciertas capacidades de potencia. Este enfoque aplica por ejemplo en el estacionamiento de un edificio en donde se cuenta con una carga máxima determinada, o en la gestión de carga de los vehículos de un condominio o un hogar. Como se explica en la sección 1.1.5 existen modalidades de pago que dependen de la potencia demandada y de la potencia máxima que es posible conectar (en donde se incorporan limitadores de potencia). Por ello se desarrolla el problema de coordinación de carga con el fin de primero, no superar la potencia máxima dada por el punto de conexión y segundo, permanecer en la banda de potencia de menor coste. Para el desarrollo se decidió utilizar el paquete de OR-Tools⁶ en primera instancia, para pasar luego a Gurobi, que cuenta con una licencia académica. Este

⁶Software de optimización de código abierto, capaz de abordar problemas de flujos, ruteo, programas lineales, enteros y programación con restricciones. Para más información visitar <https://developers.google.com/optimization>

software libre disponible para Python integra solvers para problemas lineales (LP), enteromixtos (MIP), con restricciones (CP) y aplicaciones específicas a problemas de programación o planificación, ruteo, asignación, flujo de redes, etc.

Se adapta el problema del *Job Shop Scheduling* o programación de la bolsa de trabajo, presente en OR-Tools. La idea en este problema es planificar trabajos, subdivididos a su vez en tareas asignadas a máquinas específicas. En la figura 2.15 se presenta el esquema general para el caso particular de máquinas con capacidad igual a uno. Además, se aprecia que las tareas deben realizarse de forma consecutiva. De este modo, es posible adaptar el problema planteando que los trabajos se tratan de procesos de carga o bloques de energía de modo que un bloque que cubre desde el 25 al 50 % del SoC solo pueda conseguirse tras haber cargado el bloque de 10 %-25 % SoC. Por consiguiente los trabajos corresponderían a los diferentes vehículos que a su vez poseen diferentes tareas o procesos de carga a satisfacer. Finalmente las máquinas pueden tratarse como puntos de carga de capacidad limitada (e.g. pueden cargar cierto número de vehículos de forma simultánea), con lo cual sería posible gestionar la carga de múltiples vehículos en múltiples puntos de carga de capacidades limitadas.

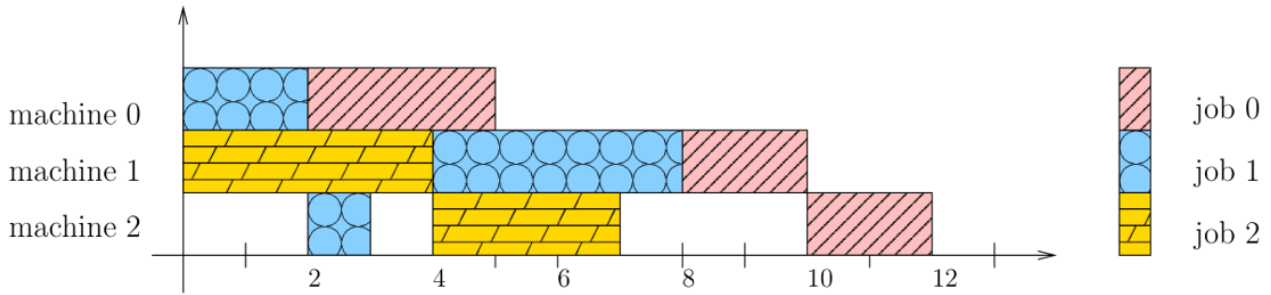


Figura 2.15: Esquema general del problema de *Job Shop Scheduling*.

Las ecuaciones 2.17-2.24 corresponden al primer planteamiento desde el punto de vista de carga comunitaria, implementadas esta vez en Gurobi a partir de los principios del problema de *Job Shop Scheduling*. La ecuación 2.17 corresponde a la minimización temporal de todo el proceso de carga. La ecuación 2.18 corresponde a tiempos de carga fijos, conservando la energía cargada en cada proceso pero desplazándolos en el tiempo, mientras que 2.19 corresponde a la restricción de precedencia: el proceso de carga 'c+1' del vehículo 'e' puede comenzar solo una vez terminado el proceso de carga anterior 'c'. La variable auxiliar $\delta_{e,c}$ se utiliza para contar el número de vehículos cargándose en el intervalo $[t, t+1)$. De este modo, la sumatoria de la ecuación 2.21 corresponde al total de vehículos siendo cargados en el intervalo $[t, t+1)$, mientras que $N^{\circ}EV_{max}$ define la capacidad de los puntos de carga. Además, se incorporan las restricciones 2.23 y 2.24 que permiten definir tiempos de desconexión, como los utilizados en el modelo de demanda agregada.

$$(P) \quad \min_{t_{e,c}^{\text{fin}}} \max\{t_{e,c}^{\text{fin}}\} \quad (2.17)$$

$$t_{e,c}^{\text{fin}} = t_{e,c}^{\text{ini}} + \Delta t_{e,c} \quad (\forall e, c) \quad (2.18)$$

$$t_{e,c}^{\text{fin}} \leq t_{e,c+1}^{\text{ini}} \quad (\forall e, c) \quad (2.19)$$

$$(2.20)$$

$$\sum \delta_{e,c}(t) \leq N^\circ EV_{max} \quad (\forall t) \quad (2.21)$$

$$\delta_{e,c}(t) = \begin{cases} 1, & t_{e,c}^{ini} \leq t < t_{e,c}^{fin} \\ 0, & e.o.c. \end{cases} \quad (2.22)$$

$$t_{e,c}^{ini}, t_{e,c}^{fin} \notin \Theta_{ff}^e \quad (\forall e, c) \quad (2.23)$$

$$\Delta t_{e,c} \geq T_{off} \Rightarrow t_{e,c}^{ini} \leq T_{off}^{izq} - \Delta t_{e,c} \quad (2.24)$$

En la tabla 2.8 se presenta la nomenclatura utilizada para la formulación presente en 2.17-2.24.

Tipo	Nomenclatura	Descripción
Variable	$t_{e,c}^{fin}$	Instante en que termina el proceso de carga c del vehículo e
	$t_{e,c}^{ini}$	Instante en que inicia el proceso de carga c del vehículo e
	$\delta_{e,c}(t)$	Variable auxiliar de conteo de vehículos cargando en $[t, t+1]$
Parámetro	$\Delta t_{e,c}$	Duración del proceso de carga c asociado al vehículo e
	$N^\circ EV_{max}$	Nº máx. de VEs que pueden cargarse en el pto. de conexión
	Θ_{ff}^e	Tiempos de desconexión para el VE e
	T_{off}	Duración de la desconexión asociada a Θ_{ff}^e
	T_{off}^{izq}	Instante en que comienza la desconexión

Tabla 2.8: Nomenclatura para formulación tipo *Job Shop Scheduling*

Finalmente, se modifica el problema de carga comunitaria al presente en las ecuaciones 2.25-2.30. Esto se hace con el fin de definir dos tipos de demanda energética: carga crítica (CC) y carga deseable (CD). Se trata de dos tipos de energía definidas según las necesidades del usuario final, en donde la primera cubre los requerimientos mínimos de energía para la jornada e.g. para ir y regresar del trabajo, mientras que la segunda es deseable en cuanto se trata de energía que se puede utilizar para otras actividades, siendo favorable para los usuarios tener un estado de carga cercano al 100 %. La idea es incorporar en el problema la necesidad de completar un cierto SoC, en general durante las horas de la mañana, para completar la mayor parte de los viajes de la jornada. De este modo, la carga deseable solo se incorpora en la medida que no se superen los límites de potencia establecidos en la red.

La ecuación 2.25 representa la maximización de la potencia P^{CD} , o potencia de carga deseable, respetando las restricciones de potencia. La ecuación 2.26 establece la unicidad de la potencia de carga por vehículo e instante de tiempo, mientras que 2.27 establece la necesidad de satisfacer la demanda energética crítica, hasta antes de los tiempos de carga especificados por los usuarios, T_i^{CC} . La idea es abordar el escenario en que algún usuario quisiera tener al menos un porcentaje de carga dado (e.g. 50 %) antes de salir al trabajo (e.g. antes de las 7:30 AM). La restricción 2.28 establece que es posible satisfacer la carga deseable hasta cierto máximo, respetando el tamaño de las baterías. Finalmente, 2.29 corresponde a la restricción de potencia y 2.30 establece los tiempos de desconexión y potencias de carga. Cabe señalar que para que se priorice efectivamente el abastecimiento de energía crítica, el factor c debe ser varios órdenes de magnitud superiores a la componente $P_i^{CD}[t]$ en la función

objetivo.

$$(P) \quad \max_{p_i^{CD}[t]} \sum_{i=0}^{n-1} (p_i^{CD}[t] - cE_i^{falla}) \quad (2.25)$$

$$p_i^{CC}[t] + p_i^{CD}[t] \leq 1 \quad (\forall i, t) \quad (2.26)$$

$$\sum_{t=1}^{T_i^{CC}} \eta_i \cdot p_i^{CC}[t] + E_i^{falla} = E_i^{CC} \quad (\forall i) \quad (2.27)$$

$$\sum_{t=1}^T \eta_i \cdot p_i^{CD}[t] \leq E_i^{CD} \quad (\forall i) \quad (2.28)$$

$$\sum_{i=0}^{n-1} (p_i^{CC}[t] + p_i^{CD}[t]) + D_{res}[t] \leq p_i^{TOU} \quad (\forall i, t \in TOU) \quad (2.29)$$

$$p_i[t] \in \{0, p_{ch}\} \quad (\forall i, t), \quad p_i[t] = 0 \quad (\forall i, t \in \Theta_{ff,i}) \quad (2.30)$$

Se presenta en la tabla 2.9 la nomenclatura utilizada para las ecuaciones 2.25-2.30, donde además n corresponde al número total de vehículos. Para la potencia límite p_i^{TOU} es posible definir límites según el bloque horario (señal de costos que varían según la hora del día) pero se utilizó solo una potencia límite dado que se desea modelar la capacidad máxima del punto de conexión.

Tipo	Nomenclatura	Descripción
Variable	$p_i^{CD}[t]$	Potencia dedicada a abastecer energía deseable del VE i
	$p_i^{CC}[t]$	Potencia dedicada a abastecer energía crítica del VE i
	E_i^{falla}	Energía no suministrada para el VE i
Parámetro	E_i^{CC}	Energía definida como crítica para el vehículo i en kWh
	E_i^{CD}	Energía definida como deseable para el vehículo i en kWh
	η_i	Eficiencia del proceso de carga de VEs
	$D_{res}[t]$	Demanda residencial agregada para el instante t
	p_i^{TOU}	Restricción de potencia del pto. de conexión
	$\Theta_{ff,i}$	Período de desconexión del vehículo i
	T_i^{CC}	Tiempo límite para abastecer energía crítica para el VE i

Tabla 2.9: Nomenclatura para formulación de carga comunitaria

2.5.4. Selección Aleatoria

En la figura 2.16 se presenta el esquema general para la selección aleatoria de datos de los pools de VEs y de perfiles de demanda residencial. Para ello se utiliza la librería *sample* de Python, que permite generar enteros aleatorios sin repetición.

2.6. Modelamiento de Redes de Distribución

Para comprobar la efectividad del plan de carga óptimo se implementan tres redes de distribución de baja tensión en OpenDSS. Para ello se utilizan los datos presentes las tablas

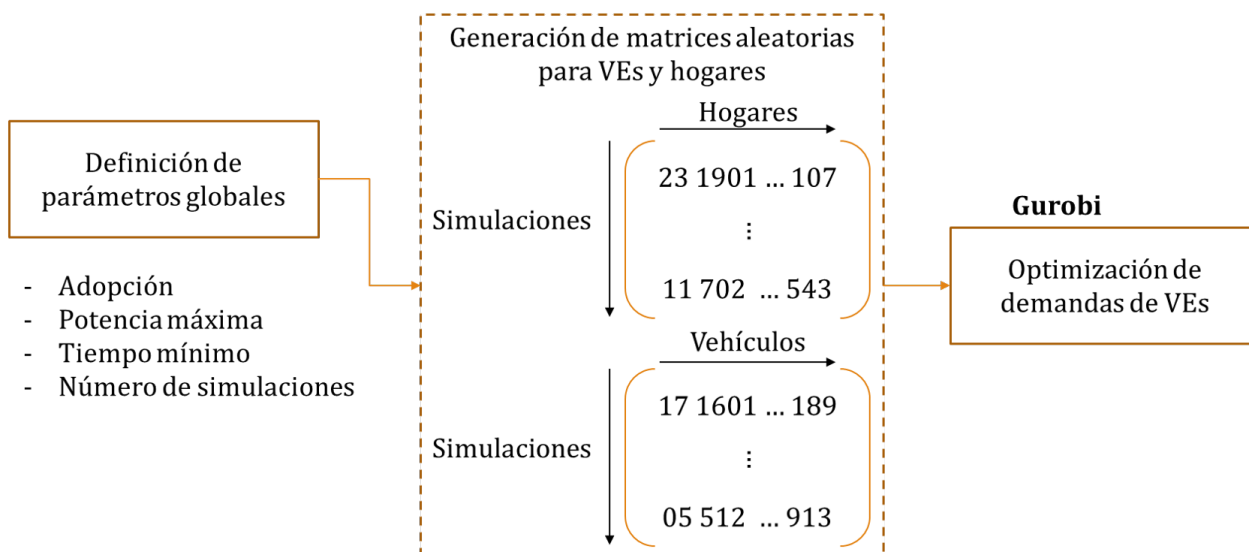


Figura 2.16: Esquema para la selección aleatoria de datos de entrada

2.10, 2.11 y 2.12 en conjunto con datos específicos tales como tipo de conductores, topología, número de nodos y número de nodos de consumo, entre otras. Cabe señalar que los datos fueron creados en el marco del proyecto de investigación Fondecyt de iniciación 11180875 y corresponden a redes de distribución reales, emplazadas en la Región de Valparaíso. Estos datos son importados a Python desde donde se construyen los archivos en formato 'dss' para la ejecución de las redes.

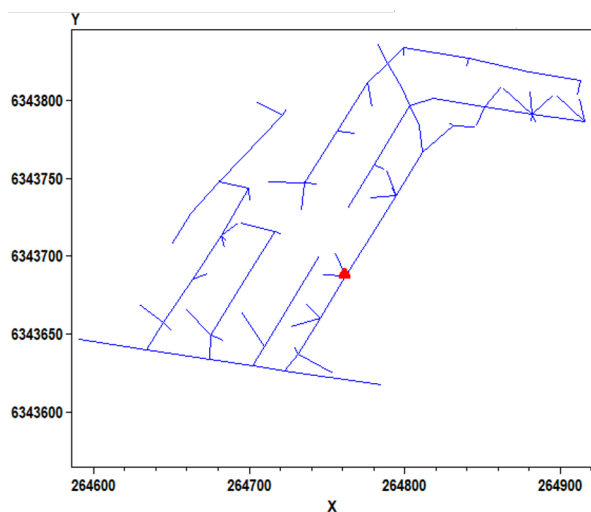


Figura 2.17: Diagrama de la Red 10

Parámetro	Características
N° nodos:	283
Trafo	Λ-Λ, 12 kV-380 V, 300 kVA
Empalme:	6 y 10 kW
Tipo de red:	Trifásica (3 fases y neutro)
N° cargas monofásicas:	226
N° cargas por fase:	~ 75

Tabla 2.10: Datos de la Red 10

En las figuras 2.17, 2.18 y 2.19 se presentan los diagramas de red generados a partir del comando *plot Profile* de OpenDSS. Se aprecia que al igual que en el caso del Estudio Origen-Destino, se utilizan coordenadas UTM. Por otro lado, en las tablas 2.10, 2.11 y 2.12 se presentan los datos asociados a cada una de las redes. Se utiliza el modelo de cargas de potencia constante, que corresponde al peor escenario desde el punto de vista de regulación de tensión. Esto porque, como se detalla en la sección 1.1.8, dado que la potencia demandada

no depende del voltaje, ante variaciones de voltaje la carga se mantiene constante y no es capaz de amortiguar estas variaciones.

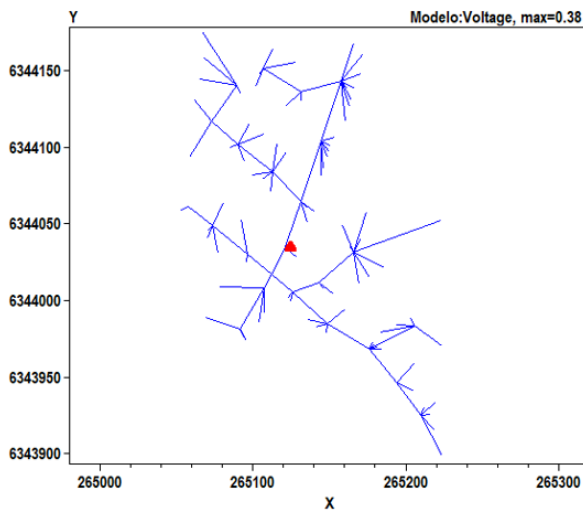


Figura 2.18: Diagrama de la Red 12

Parámetro	Características
N° nodos:	130
Trafo	Δ-Δ, 12 kV-380 V, 300 kVA
Empalme:	6 y 10 kW
Tipo de red:	Trifásica (3 fases y neutro)
N° cargas monofásicas:	100
N° cargas por fase:	~ 33

Tabla 2.11: Datos de la Red 12

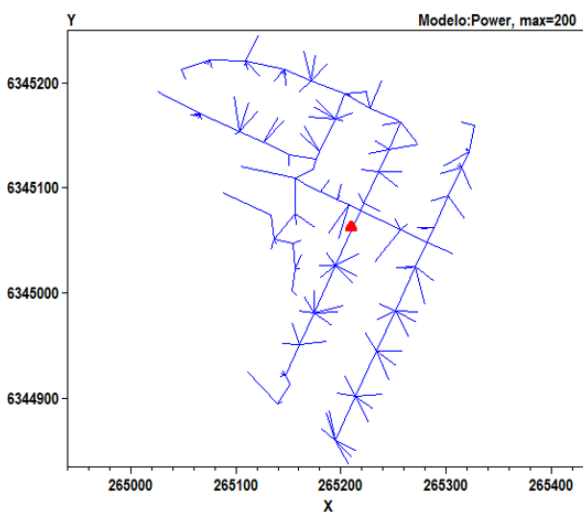


Figura 2.19: Diagrama de la Red 20

Parámetro	Características
N° nodos:	204
Trafo	Δ-Δ, 12 kV-380 V, 300 kVA
Empalme:	6 y 10 kW
Tipo de red:	Trifásica (3 fases y neutro)
N° cargas monofásicas:	142
N° cargas por fase:	~ 47

Tabla 2.12: Datos de la Red 20

2.7. Resultados Esperados

En el caso del análisis de los planes de carga, en particular para el enfoque de minimización de la máxima demanda agregada, se espera que la opción de carga lenta presente una menor demanda punta. Esto se aprecia al considerar la carga sin demanda residencial, en donde la disminución de la máxima demanda agregada es equivalente a ubicar los bloques de carga de forma agrupada tal y como el juego "tetrix", de modo de evitar que una unidad adicional aumente la potencia agregada máxima, o bien, que suba el nivel de los bloques de tetrix. Dado que una unidad adicional en la opción de carga rápida presenta una potencia mayor, se tiene necesariamente que la potencia máxima será igual o superior al caso de carga lenta. Se espera que este fenómeno aplique también al considerar la demanda residencial.

Para el enfoque de carga comunitaria, se espera que en la medida que aumente la potencia del punto de conexión, la opción de carga rápida permita abastecer una mayor cantidad de carga crítica que la opción de carga lenta. Al considerar que en este escenario se define una energía crítica para cada usuario que debe suministrarse antes de una hora dada y que está asociada a las principales necesidades (e.g. trasladarse al trabajo en la mañana), se aprecia que el mismo tiempo acotado la carga rápida será capaz de suministrar el doble de carga. Este fenómeno afectara en particular a aquellos vehículos que requieren una cantidad alta de energía crítica, dado que en el caso de carga lenta podrían no ser capaces de abastecer toda la carga en el tiempo disponible. En cambio, para escenarios con mayores restricciones de potencia, se espera que la opción de carga rápida suministre igual o menor cantidad de energía crítica que la opción de carga lenta, tomando en consideración que la potencia máxima será igual o superior al caso de carga lenta como se detallaba en el párrafo anterior.

En el caso de análisis del *Hosting Capacity* para las redes de distribución, se espera que disminuyan los desbalances de tensión para la opción de carga rápida, dado que se trata de un consumo trifásico y por tanto simétrico. Si bien se espera una menor demanda coincidente para la opción de carga lenta, la programación óptima de carga permitiría obtener un desempeño similar para la carga rápida de modo que no se supere la potencia nominal del transformador de bajada. Esto hace alusión a que al ordenar los bloques de carga, la carga rápida estará en el peor de los casos solo 3.6 kW por sobre la potencia agregada del proceso de carga lenta (considerando 3.6 kW y 7.2 kW para carga lenta y rápida respectivamente) que es una potencia baja en relación a la capacidad del transformador (300 kVA). En ese sentido, el cumplimiento de la norma en términos de la regulación de tensión adquiriría una mayor preponderancia, obteniendo una mayor adopción en el caso de carga rápida.

Capítulo 3

Resultados y Discusión

3.1. Validación de Datos de Desconexión

Tras la ejecución de planes de carga se verifica el cumplimiento de las restricciones de desconexión de vehículos a través de un *script* de Python. Los tiempos de desconexión indican el horario en que cada vehículo se encuentra fuera del hogar (e.g. en ruta o en el lugar de trabajo) y en donde por tanto no puede ser calendarizada carga en el modelo de optimización. La obtención de estos datos se describe en detalle en la sección 2.4.3. Si bien la verificación se realiza para todos los vehículos, se ilustra de forma gráfica el cumplimiento de los tiempos para los 25 primeros VEs en el caso de minimización de máxima demanda agregada.

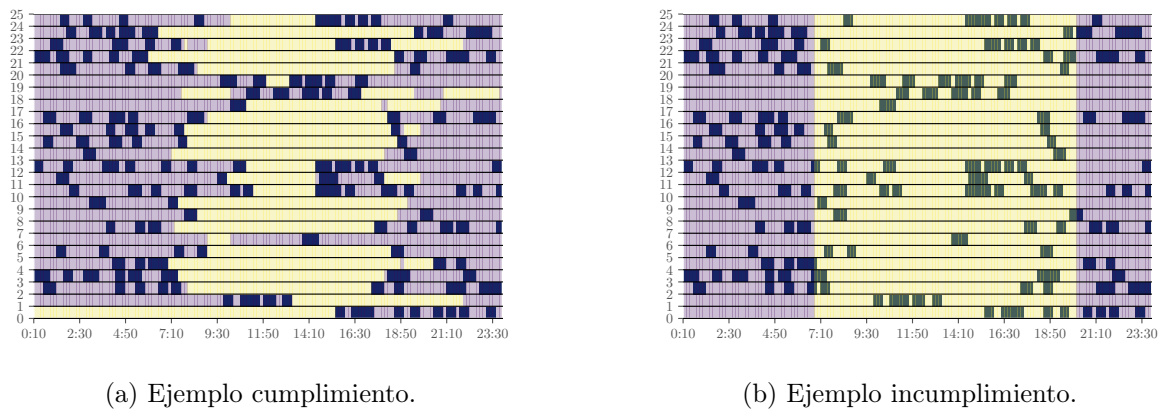


Figura 3.1: Muestras de 25 VEs con períodos de carga (azul) períodos disponibles (violeta) y períodos de viaje (amarillo)

En la figura 3.1 se presentan en (a) un ejemplo de cumplimiento, en (b) un ejemplo en donde no se cumplen los tiempos de desconexión. Los bloques en amarillo corresponden a tiempos de desconexión para cada vehículo en donde no puede haber carga de los vehículos, dado que se encuentran fuera del hogar. Los bloques en morado corresponden a períodos en que el VE se encuentra en el hogar disponible para carga y finalmente los bloques en azul corresponden a períodos en donde el vehículo se encuentra cargando. En (b) dado que

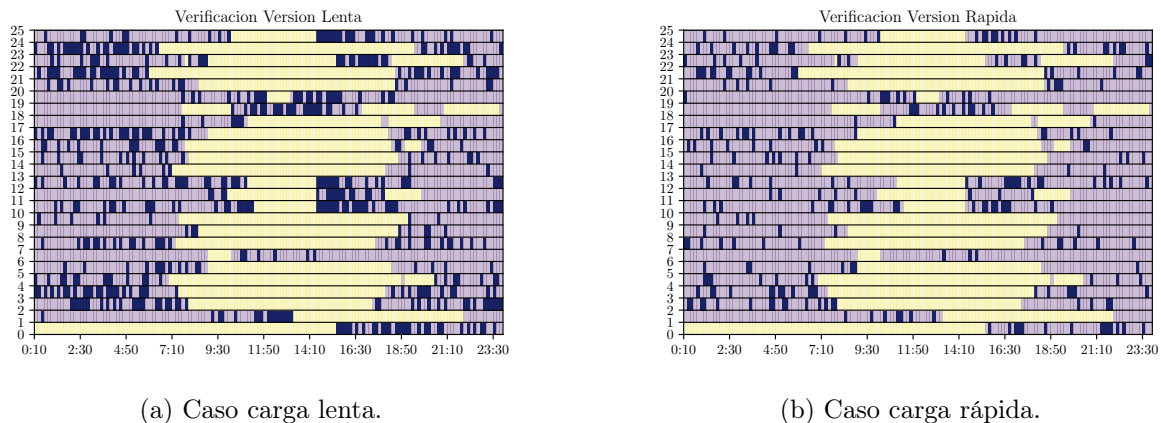


Figura 3.2: Ejemplo tiempos de desconexión

los bloques de carga y de desconexión se superponen se trata de un ejemplo de incumplimiento creado con propósitos ilustrativos, mientras que en (a) se presenta un caso de carga coordinada lenta con tiempo mínimo de carga de 30 minutos.

En la figuras 3.2 (c) y (d) se muestran los planes coordinados de carga lenta y rápida respectivamente para los primeros 25 VEs y considerando un tiempo mínimo de 10 minutos. Se aprecia nuevamente que satisfacen la restricción de tiempos de desconexión: no existe carga (azul) en períodos de desconexión (amarillo). En el caso de la figura 3.2 se nota que los procesos de carga se disponen con cierta dispersión. Esto, dado que las simulaciones en adelante consideran un tiempo mínimo de carga de 10 minutos. Se configuró este tiempo mínimo de carga dado que es razonable desde un punto de vista práctico, producto de que la granularidad exigida por la norma técnica de sistemas de distribución para chequear regulación de tensión es de 10 minutos y permite además reducir considerablemente los tiempos de simulación (condición menos restrictiva en el problema de optimización).

3.2. ADMD

Una vez obtenido el perfil de carga rápida no coordinada se procede a calcular el ADMD o *After Diversity Maximum Demanda* para la demanda residencial, demanda EV y el conjunto hogar-vehículos. Como se describe en la sección 1.1.2, el ADMD corresponde a la potencia máxima de un grupo de cargas dividida por el número total de cargas y permite obtener la potencia de diseño dado el número de cargas, aproximando la demanda coincidente máxima de tal número de cargas. Esta curva se obtiene simulando grupos de hogares y VEs, considerando primero solo un vehículo y un hogar, para luego aumentar la cantidad en la forma $\{1, 10, 20, 30, \dots, 990, 1000\}$. De este modo, para cada grupo se realizan 1000 simulaciones, en donde se seleccionan los datos del *pool* de vehículos y perfiles residenciales, calculando el ADMD según lo planteado en la sección 1.1.2. La idea de efectuar 1000 simulaciones y presentar los resultados promedio para cada número de cargas es obtener resultados que sean representativos del universo de datos (*pool* de perfiles de consumo de VEs sin gestión de carga y *pool* de perfiles de consumo residencial).

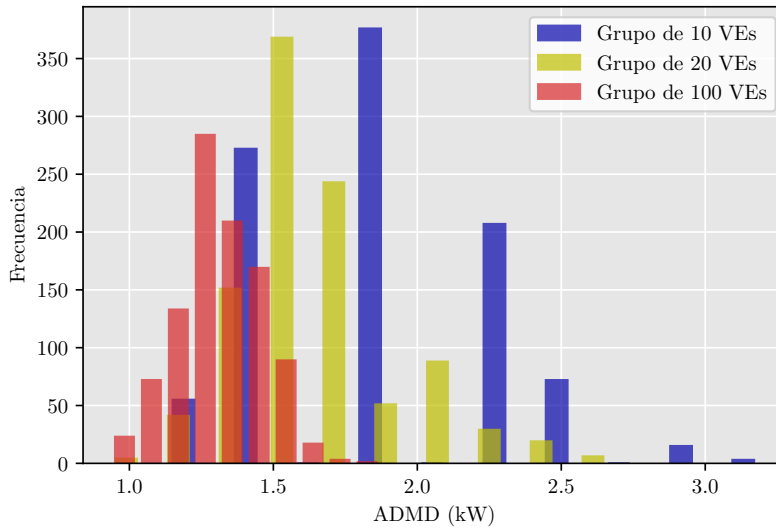


Figura 3.3: Histograma de ADMD para grupos de 10, 20 y 100 VEs en el escenario de carga lenta sin coordinación.

En la figura 3.3 se presentan los histogramas para grupos de 10, 20 y 100 VEs con el fin de ilustrar la variabilidad que presenta el ADMD a lo largo de las 1000 simulaciones con selección aleatoria de perfiles de carga y perfiles de demanda residencial. Se aprecia que en la medida que aumenta el número de cargas la dispersión de los datos tiende a disminuir y la distribución del ADMD se desplaza hacia la izquierda (disminuye el ADMD con lo que al aumentar el número de cargas disminuye la contribución que cada carga tiene respecto de la potencia coincidente máxima del grupo de cargas).

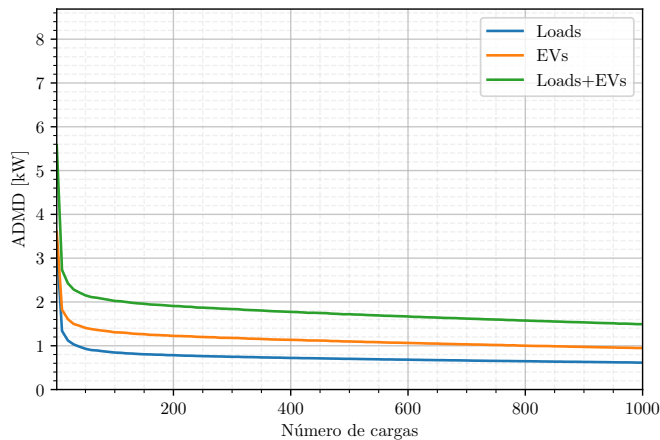


Figura 3.4: Curva ADMD promedio con carga lenta para *pool* de 1700 VEs.

En la figura 3.4 se presenta el ADMD promedio de las 1000 simulaciones para cada grupo de cargas. En realidad cada grupo presenta su correspondiente distribución (tales como las presentadas en 3.3) pero estas son representadas a partir del valor promedio, obteniendo una curva suave que tiende a un variar menos en la medida que aumenta el número de cargas.

De la figura 3.4 se aprecia la curva de ADMD promedio para el *pool* de 1700 VEs dados por la asociación entre tiempos de desconexión y tiempos de carga, presentando el caso de carga lenta. Mientras que en 3.5 se presenta el caso de carga rápida. De las figuras se aprecia que por ejemplo para 500 cargas, el ADMD de los VEs es de 1,10 kW en el caso de carga lenta y 1,38 kW en el caso de carga rápida, mientras que el ADMD del conjunto hogar-VEs es 1,71 kW y 2,02 kW para los casos de carga lenta y rápida respectivamente.

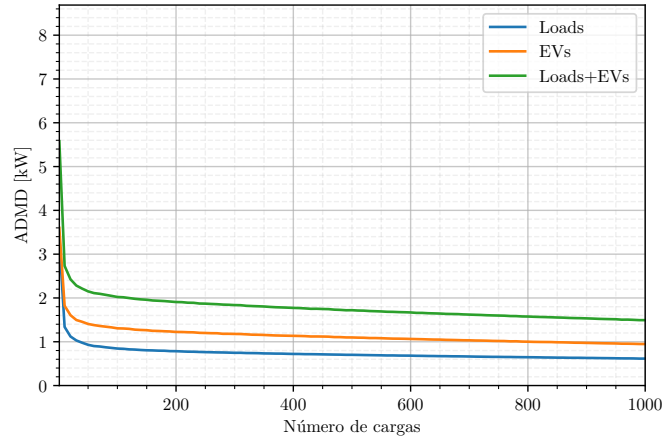


Figura 3.5: Curva ADMD promedio con carga lenta para *pool* de 1700 VEs.

En las figuras 3.6 y 3.7 se presentan la curvas de ADMD promedio para el pool de 2000 VEs, en su versión de carga lenta y carga rápida respectivamente, con el perfil de carga rápida obtenido como se explica en la sección 2.4.6. La idea de realizar el cálculo para la flota de 2000 VEs es evaluar el impacto que puede tener en la demanda el dejar de lado los 300 VEs que no satisfacen los tiempos de conexión. Se aprecia que el ADMD de VEs es de 1,13 y 1,40 kW en los casos de carga lenta y rápida respectivamente, mientras que el ADMD del conjunto hogares-VEs es de 1,75 y 2,04 kW respectivamente.

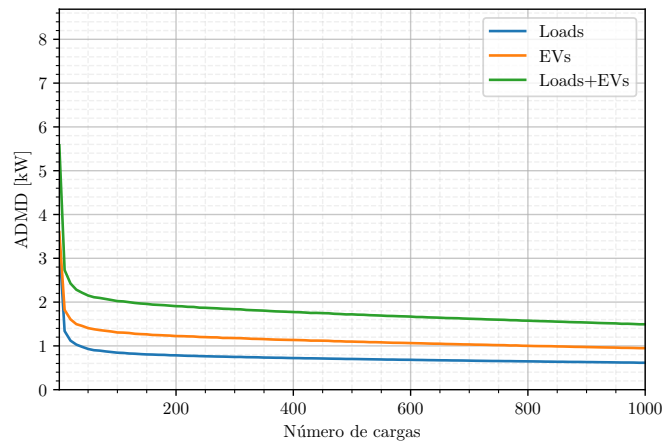


Figura 3.6: Curva ADMD promedio con carga lenta para *pool* de 1700 VEs.

De los resultados se aprecia que al evaluar el total de 2000 VEs se produce un aumento en

el ADMD promedio de las cargas EV respecto del *pool* de 1700 VEs que satisface los tiempos de desconexión, con un incremento cercano al 2,7% para el caso de carga lenta y 1,4% para carga rápida. Dado que los valores de ADMD promedio no varían significativamente al utilizar el *pool* inicial de 2000 VEs o el *pool* de 1700 VEs que satisface los tiempos de desconexión, se establece que no se pierde la validez de los datos en términos de este indicador de la demanda.

Para el caso de 1700 VEs se aprecia que en la opción de carga rápida el ADMD para VEs es superior en un 25% en contraste con el caso de carga lenta, con valores de 1.10 kW y 1.38 kW respectivamente. Esto es consistente con que, en el caso de carga rápida, se obtiene una curva de demanda agregada con mayores valores máximos dados por el aumento de la potencia de carga desde 3,6 kW a 7,2 kW. La diferencia en términos de ADMD es de solo ~ 0.3 kW en contraste con los 3.6 kW de diferencia entre las opciones de carga. Esto se debe a que si bien la potencia de carga se duplica para la opción de carga rápida, se tiene que disminuye la coincidencia de las cargas. Esto es, dado que en la opción de carga rápida los vehículos tardan menos en cargar, también coinciden menos, explicando la menor diferencia en el ADMD.

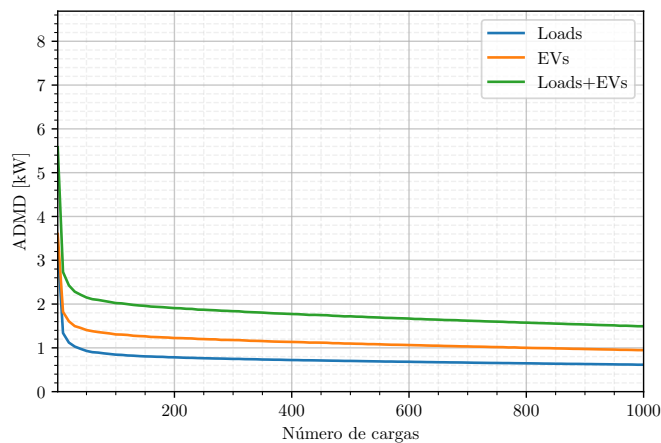


Figura 3.7: Curva ADMD promedio con carga lenta para *pool* de 1700 VEs.

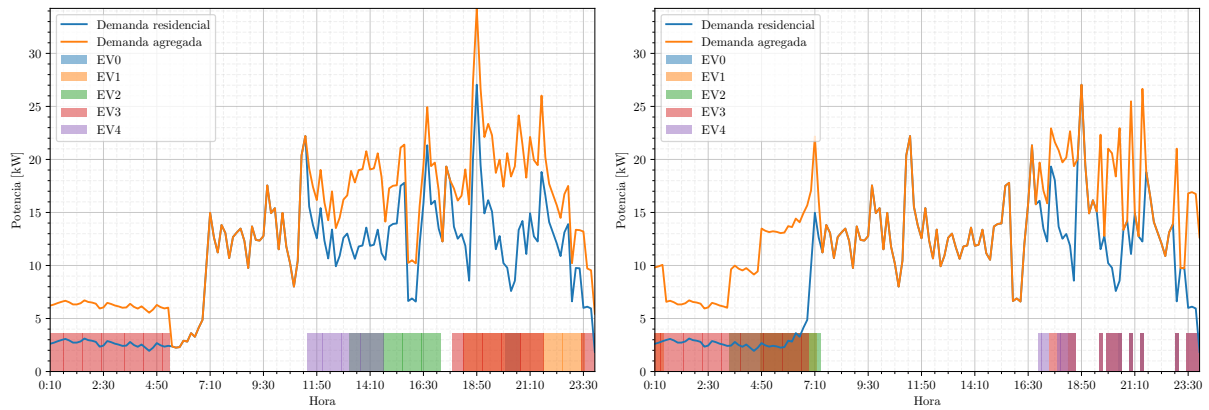
3.3. Análisis de Planes de Carga

En lo que sigue se presenta el desempeño de los planes de carga rápida y lenta para los enfoques de minimización de la máxima demanda agregada en la sección 3.3.1 y carga comunitaria en la sección 3.3.2.

3.3.1. Enfoque de Demanda Agregada

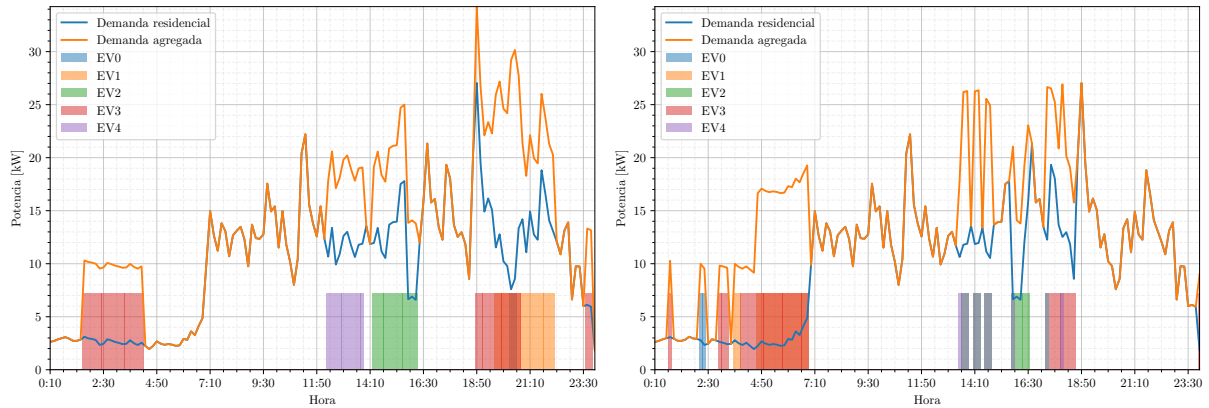
Antes de pasar al análisis estadístico se presenta a través de un ejemplo cómo la gestión de flota permite disminuir la máxima demanda agregada para las opciones de carga lenta y rápida. De este modo se implementa el modelo de optimización para un escenario de 20 consumos residenciales y 5 VEs (25% de adopción). Tanto la demanda residencial como la demanda de los vehículos son escogidos de forma aleatoria de sus respectivas bases de datos (*pools*). La idea es presentar cómo se modifican los bloques de carga de los vehículos y su

influencia en el perfil de demanda agregada, es por ello que se plantea un caso con pocos VEs en donde es posible apreciar de forma clara los períodos de carga de cada uno de los vehículos involucrados.



(a) Escenario sin coordinación, carga lenta.

(b) Resultados tras gestión de carga. Carga lenta.



(c) Escenario sin coordinación, carga rápida.

(d) Resultados tras gestión de carga. Carga rápida.

Figura 3.8: Caso de ejemplo para el modelo de optimización de demanda agregada.

Se presentan en la figuras 3.8 (a) y (c) los escenarios sin coordinación, para carga lenta y carga rápida respectivamente. El perfil en azul corresponde a la demanda agregada residencial, mientras que los bloques en colores corresponden a la demanda de cada uno de los vehículos incorporados al modelo. Por último el perfil en naranja corresponde a la demanda agregada, esto es, a la suma de la demanda residencial y la demanda de VEs. Se aprecia que en ambos casos la demanda coincidente máxima es la misma (34.2 kW) que ocurre alrededor de las 7 PM. Por otro lado, tan solo el vehículo 3 presenta carga durante las horas de la madrugada.

En las figuras 3.8 (b) y (d) se presenta por otro lado la solución obtenida a partir del modelo de optimización, en donde la demanda agregada máxima se reduce de 34.2 kW a 27 kW tanto para la opción de carga lenta como para la opción de carga rápida, lo que equivale a una reducción del 21%. Al observar el escenario coordinado en (b) y (d) es posible notar que en ambos casos se desplaza carga de las horas de la tarde a horas de la madrugada, en donde la demanda residencial es mínima y solo uno de los vehículos presentaba carga, de forma que la demanda máxima tiende a reducirse. Además, la demanda máxima se mantiene

alrededor de las 7 PM en el escenario coordinado, dado que existe una elevada demanda agregada residencial que es independiente de la demanda de los vehículos gestionada por el modelo de optimización.

En la tabla 3.1 se presentan los principales resultados del análisis estadístico para la minimización de la máxima demanda agregada. En este se varían las condiciones de número de carga y de presencia de demanda residencial conformando 4 escenarios diferentes. Para cada uno de los escenarios se implementan 100 simulaciones con el fin de obtener resultados promedio que representen en buena medida la gran mayoría de las combinaciones de cargas distintas, y luego, se realizan 1000 simulaciones por escenario con el fin de corroborar los resultados del ejercicio anterior.

N° sim.	N° EVs	Dem. Res.	Dem. no coord. promedio (Lenta)	Dem. coord. promedio (Lenta)	Dem. no coord. promedio (Rápida)	Dem. coord. promedio (Rápida)	Tiempo sim.
100	100	Sin	131.7	70.8	172.1	72.6	0:08:31
		Con	201.3	118.4	239.2	120.2	0:16:43
	500	Sin	552.4	307.7	687.9	309.6	0:28:32
		Con	857.9	526.3	1001.8	528.0	0:41:02
1000	100	Sin	131.2	70.3	171.0	72.0	1:05:47
		Con	202.8	118.4	241.7	120.2	2:58:15
	500	Sin	549.0	307.2	687.8	309.0	3:59:52
		Con	857.3	525.1	1006.3	526.9	5:57:36

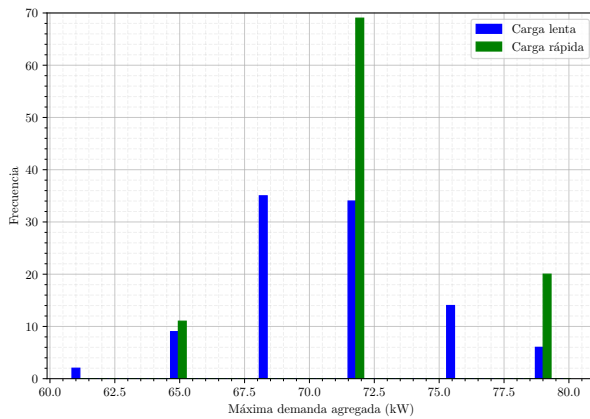
Tabla 3.1: Demanda agregada no coordinada y coordinada para opciones de carga lenta y rápida, sin restricciones de potencia agregada límite.

En la primera columna se especifica el número de simulaciones, esto es, el número de veces que se seleccionan muestras aleatorias de VEs y perfiles de consumo residencial y se corre el modelo de optimización. En la segunda columna se muestra el número de VEs presentes en cada simulación, en donde se selecciona un igual número de perfiles de consumo residencial dado que se presentan los resultados para el 100 % de adopción de VEs. La tercera columna especifica si el modelo considera o no los perfiles de consumo residencial, para comparar el caso de solo VEs y el caso de consumos residenciales y VEs. Los resultados para la carga lenta se presentan en las columnas 4 y 5, en donde se presenta el promedio de la máxima demanda agregada de las 100 o 1000 simulaciones para el caso sin coordinación y con coordinación respectivamente. En las columnas 6 y 7 se presenta el promedio de la máxima demanda agregada con la opción de carga rápida para los escenarios sin coordinación y con coordinación respectivamente. Finalmente, en la columna 8 se presenta el tiempo de simulación por escenario. Se aprecia en esta última columna que el escenario con los perfiles de demanda residenciales aumenta considerablemente los tiempos de cómputo.

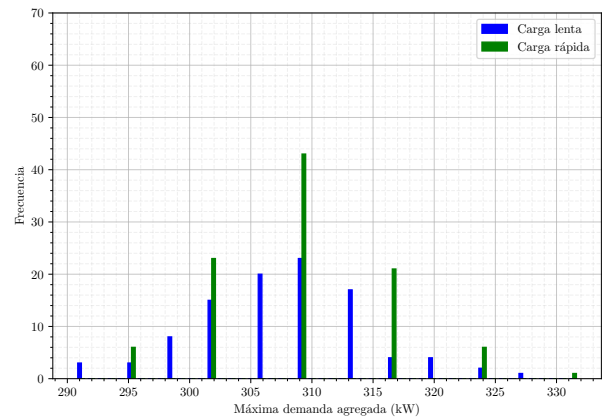
En la tabla 3.1 se aprecia que la opción de carga lenta presenta un valor objetivo menor a la opción de carga rápida. Este fenómeno se presenta tanto modificando el número de vehículos como considerando escenarios sin y con demanda residencial. Se aprecia además que la demanda agregada máxima del caso base (no coordinado) de carga rápida es sumamente elevada en contraste con el caso de carga lenta no coordinada.

El offset entre carga coordinada lenta y rápida que se presenta en la tabla 3.1 tiende en todos los escenarios a un valor cercano a 1,8 kW, representando diferencias porcentuales del 0,3 % al 2,5 % dependiendo del escenario. A grandes rasgos, si se considera un escenario óptimo en donde tanto carga lenta como carga rápida poseen el mismo valor objetivo, al incorporar sucesivamente mayores requerimientos de carga se alcanzará un punto en donde necesariamente una unidad adicional de 7,2 kW empeora el valor objetivo en comparación con una unidad adicional de 3,2 kW, por lo que es de esperar que efectivamente un escenario posea una ventaja por sobre el otro. Sin embargo, se aprecia que esta diferencia es poco significativa, obteniendo resultados de mínima demanda agregada sumamente similares. Se tiene entonces que gestionar vehículos con carga rápida conlleva a resultados tan favorables como los de gestionar vehículos con carga lenta, pero con el beneficio de aumentar el nivel de bienestar de lo usuarios, dado que tienen la oportunidad de cargar más rápidamente sus vehículos.

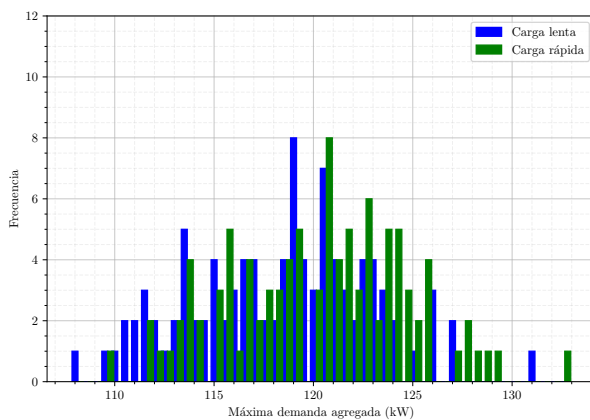
Por otro lado, la demanda agregada máxima en el caso sin coordinación es considerablemente mayor para la opción de carga rápida, siendo superior en un rango del 16,7 % (caso con demanda residencial) al 30,3 % (caso sin demanda residencial).



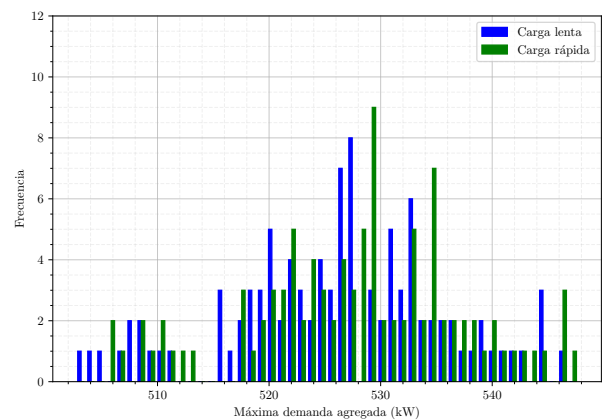
(a) Caso con 100 VEs, sin demanda residencial.



(b) Caso con 500 VEs, sin demanda residencial.



(c) Caso con 100 VEs, con demanda residencial.

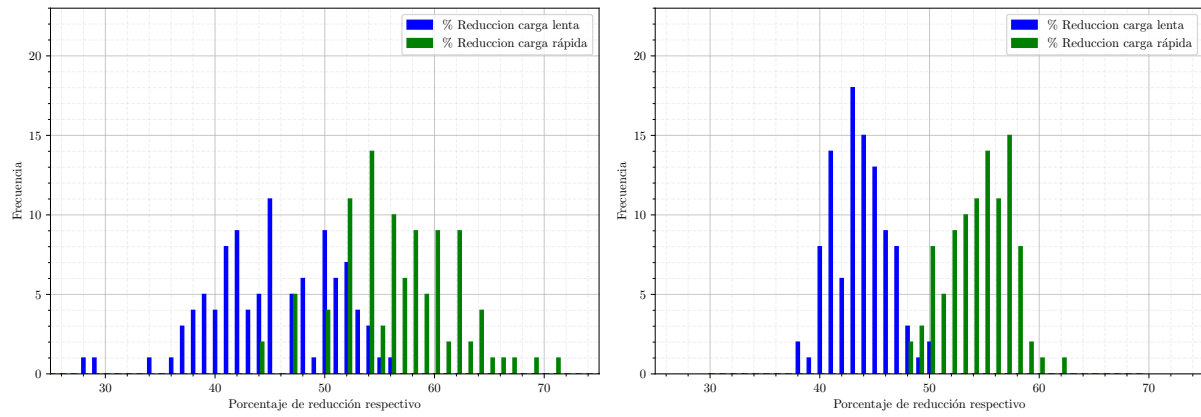


(d) Caso con 500 VEs, con demanda residencial.

Figura 3.9: Valores objetivos para el enfoque de minimización de la máxima demanda agregada para 100 simulaciones.

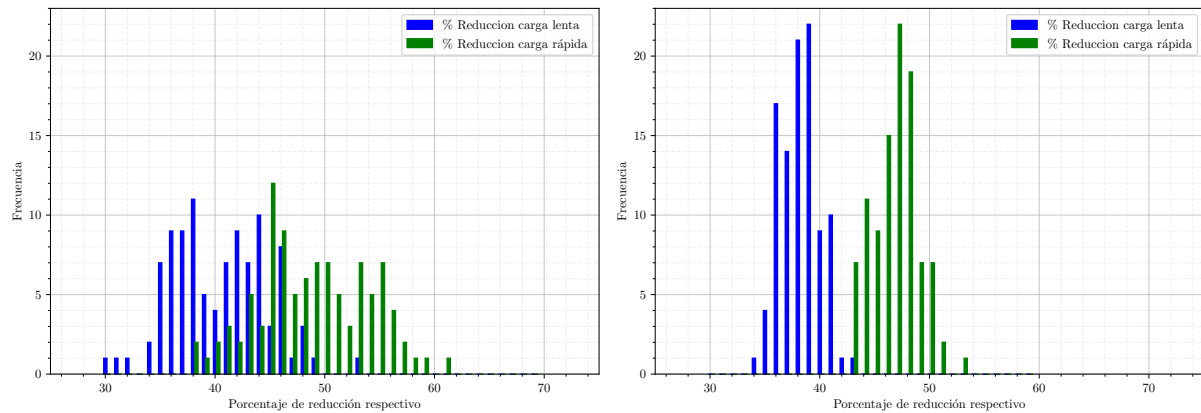
En la figura 3.9 se presentan la frecuencia versus la máxima demanda agregada en los casos de carga lenta (azul) y carga rápida (verde) para el escenario de 100 simulaciones. En (a) y en (c) se presentan los resultados para grupos de 100 VEs, mientras que en (b) y en (d) se presentan los resultados para grupos de 500 VEs. Se aprecia que en los casos sin demanda residencial (a) y (b) se obtiene una baja gama de posibilidades para la máxima demanda agregada, con la opción de carga rápida manifestándose de forma intermitente. Por otro lado, al considerar demanda residencial como en (c) y en (d) se amplía la gama de valores objetivo. En ambos casos se tiene que la curva azul se encuentra desplazada hacia la izquierda lo cual indica que efectivamente presenta valores menores de máxima demanda con mayor frecuencia.

En el caso de la figura 3.9 se tiene que la baja gama de valores objetivo en el caso sin demanda residencial es consistente con la potencia fija que posee una unidad adicional de carga, con 3,6 kW en el caso de carga lenta y el doble en el caso de carga rápida. Esto último explica justamente la intermitencia, porque para una curva plana, al incorporar una unidad adicional, el valor objetivo incrementa necesariamente lo mismo que el valor de la unidad adicional de carga.



(a) Caso con 100 VEs, sin demanda residencial.

(b) Caso con 500 VEs, sin demanda residencial.

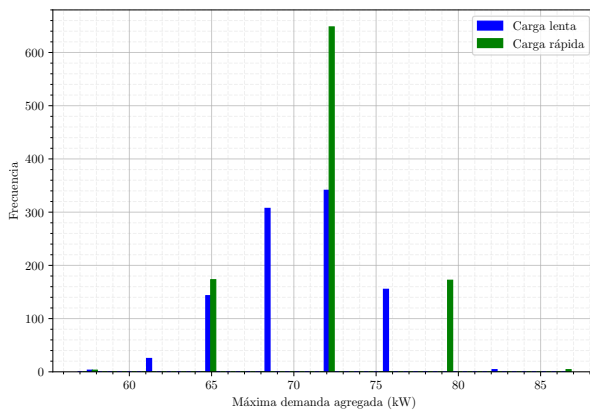


(c) Caso con 100 VEs, con demanda residencial.

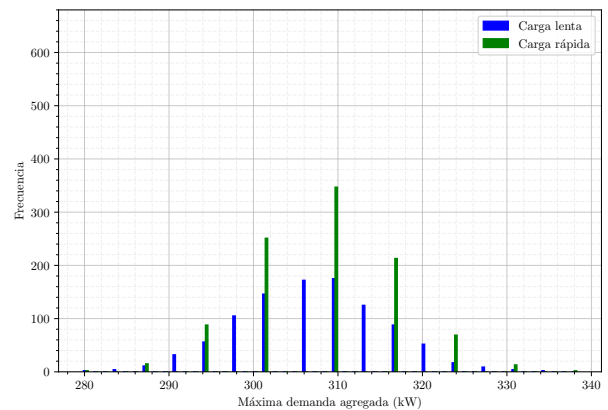
(d) Caso con 500 VEs, con demanda residencial.

Figura 3.10: Porcentajes de reducción de la demanda agregada con respecto al caso base para 100 simulaciones.

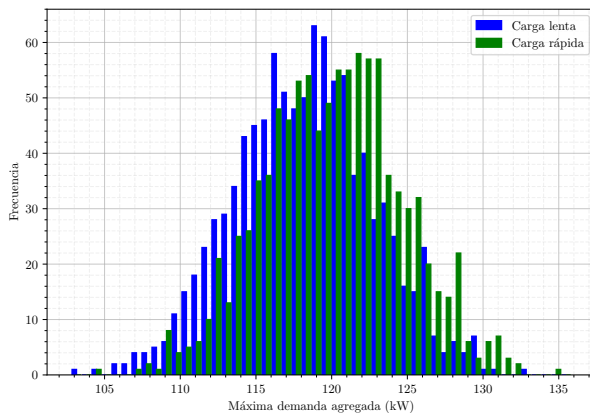
En la figura 3.10 se presentan los porcentajes de reducción con respecto a la máxima demanda agregada del escenario no coordinado para 100 simulaciones. Se aprecia un desacople marcado entre las curvas de carga lenta y carga rápida, acentuado al pasar de 100 a 500 VEs. Al tomar por ejemplo el caso de las figuras (a) y (b), se aprecia que el número de simulaciones se mantiene fijo en 100, pero cada simulación de (b) recoge una muestra más grande de datos (vehículos) y por tanto cada simulación tiene mayor probabilidad de presentar un resultado cercano al promedio, concentrándose ambos histogramas en torno al promedio. Además el promedio de reducción de la máx. demanda agregada es similar en ambos casos. El promedio de reducción porcentual para 100 VEs se obtiene de la tabla 3.1, con 46.2 % para la carga lenta y 57.8 % para la carga rápida. En el caso de 500 VEs el porcentaje promedio de reducción es de 44.2 % para la carga lenta y 55 % para la carga rápida.



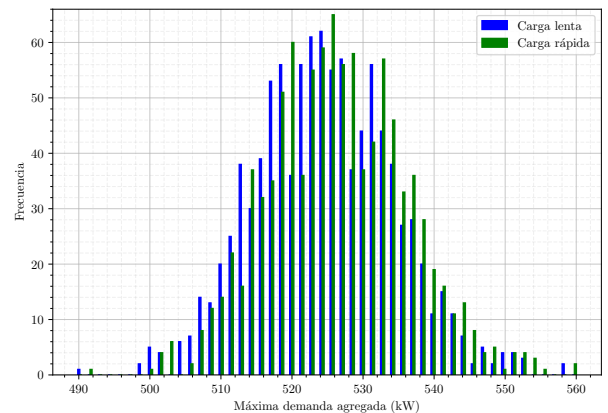
(a) Caso con 100 VEs, sin demanda residencial.



(b) Caso con 500 VEs, sin demanda residencial.



(c) Caso con 100 VEs, con demanda residencial.



(d) Caso con 500 VEs, con demanda residencial.

Figura 3.11: Valores objetivos para el enfoque de minimización de la máxima demanda agregada para 1000 simulaciones.

Se aprecia que las diferencias son más evidentes en 3.10 que en 3.9. Esto se debe a que si bien los valores de máxima demanda agregada son similares para las opciones de carga lenta y carga rápida en el escenario coordinado (como se aprecia en la figura 3.9), al tomar en consideración el escenario sin coordinación y comparar los resultados incorporando gestión de carga se encuentran notables diferencias en el caso de carga rápida. Esto porque el escenario sin coordinación para la opción de carga rápida presenta mayores *peaks* de demanda agregada,

y por tanto aún con valores algo superiores de demanda coincidente en el caso coordinado, se obtienen marcados niveles de reducción respecto del caso sin coordinación como se observa en la figura 3.10.

Dado que en cada simulación se seleccionan de forma aleatoria grupos diferentes de vehículos y perfiles de consumo residenciales, se plantea simular 1000 casos con el fin de encontrar si al aumentar significativamente el número de simulaciones se podían encontrar diferencias notables en los resultados. En la figura 3.11 se presenta la frecuencia de valores objetivo para el caso de 1000 simulaciones. Se evidencian nuevamente los fenómenos manifestados en el caso de 100 simulaciones, con intermitencia en los valores objetivo de carga rápida para el caso sin demanda (a)-(b) y con una leve desviación de la carga lenta hacia el origen del plano en (a)-(d), indicando que presenta con mayor frecuencia mejores valores objetivo (menores valores punta de demanda agregada). Ambos fenómenos serán discutidos en mayor detalle al final de esta sección. Con ello se comprueba que los fenómenos discutidos anteriormente aplican de forma general al problema de gestión de carga para las opciones de carga lenta y carga rápida.

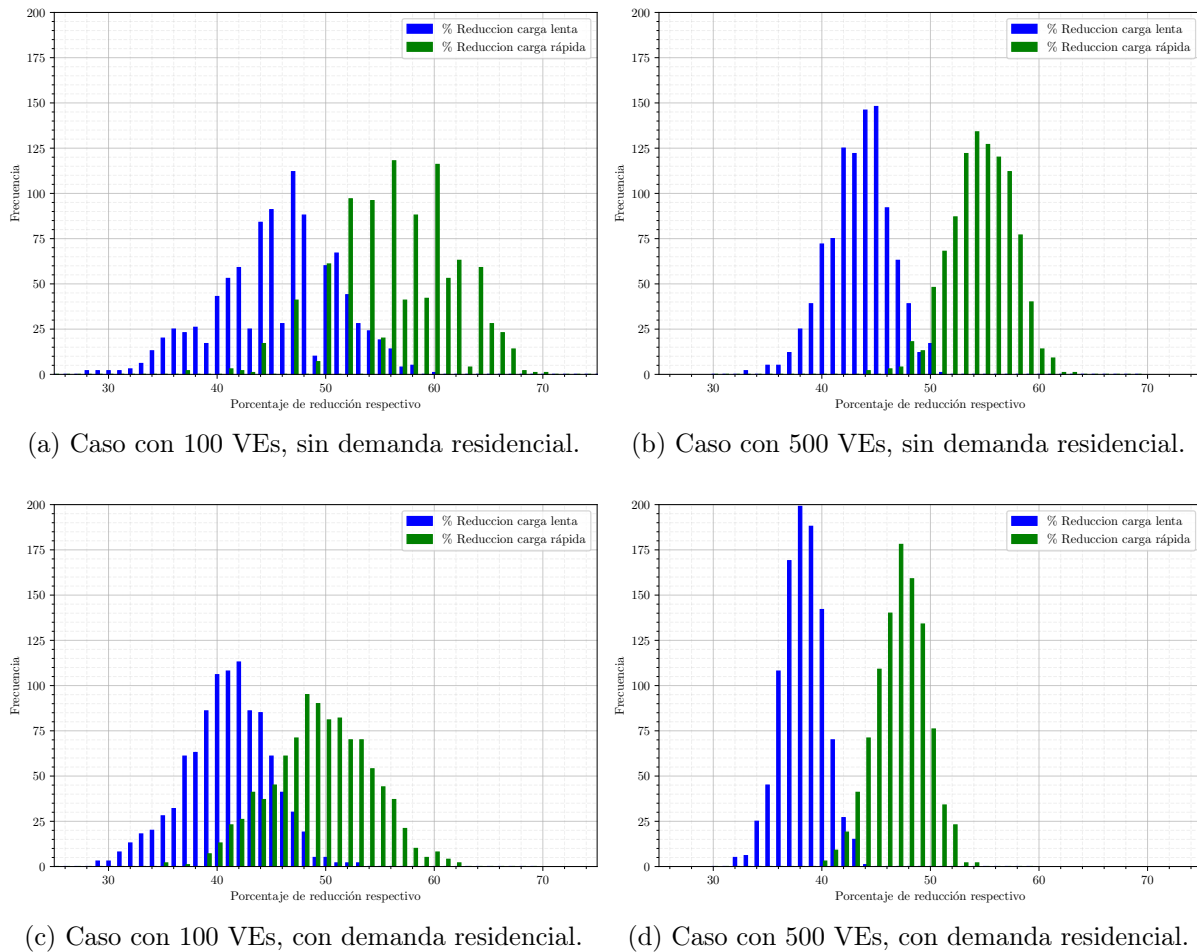


Figura 3.12: Porcentajes de reducción de la demanda agregada con respecto al caso base para 1000 simulaciones.

El mayor número de simulaciones manifiesta histogramas mejor definidos tanto para la

figuras 3.11 (c) y (d) como para las figuras 3.12 (a)-(d). En el caso de 3.11 se aprecia nuevamente que los valores de la máxima demanda coincidente al coordinar los VEs son similares para las opciones de carga lenta y carga rápida, en donde la carga lenta presenta en la mayoría de los casos valores de demanda agregada máxima levemente inferiores.

En la figura 3.12 se presentan los porcentajes de mejora con respecto al escenario base para el caso de 1000 simulaciones. Nuevamente se presenta un claro desacople entre las opciones de carga lenta y carga rápida, reforzando los resultados previos, en donde la opción de carga rápida presenta porcentajes de mejora significativamente superiores con mayor una frecuencia.

Con ello se establece que los resultados para 100 simulaciones permiten encontrar tendencias globales (como las encontradas para 1000 simulaciones), por lo que se plantea el estudio de 100 simulaciones por escenario para el enfoque de carga comunitaria, reduciendo los tiempos de simulación asociados. Los resultados para este último enfoque se presentan a continuación en la sección 3.3.2.

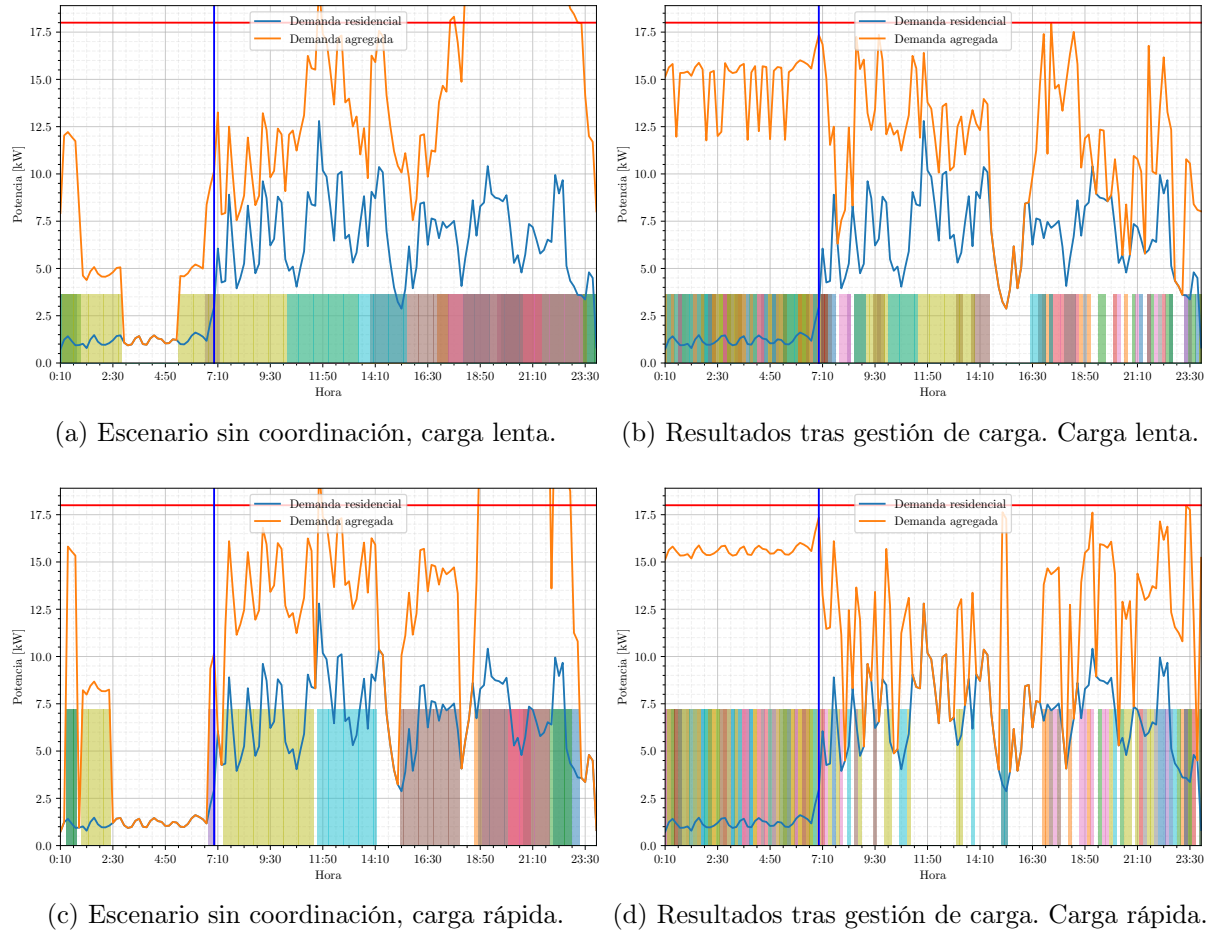
En conclusión se tiene que al observar los porcentajes de disminución de demanda agregada respecto del caso base, en la figura 3.10 se aprecia que la carga rápida presenta mayores porcentajes de mejora. Esto demuestra que la carga rápida, aún con peores escenarios no coordinados, puede alcanzar requerimientos de potencia similares al caso de carga lenta, con porcentajes de disminución de demanda coincidente respecto del escenario no coordinado muy superiores a los del caso de carga lenta. Los resultados de las figuras 3.11 y 3.12 refuerzan justamente las observaciones detalladas anteriormente.

3.3.2. Enfoque de Carga Comunitaria

Con el fin de ilustrar el funcionamiento del modelo de optimización se simuló un escenario particular que contempla 10 hogares y 10 vehículos eléctricos, esto es, un 100 % de adopción. Se escoge un número menor de hogares y de vehículos con el fin de ilustrar de mejor forma el desplazamiento de la carga y cómo este desplazamiento influye en el perfil de demanda agregada. Para la determinación de la potencia del punto de conexión se emplea un factor de ADMD de 1.4 [54]. Este factor corresponde a la demanda máxima de un grupo de consumos, dividida en el número de consumos. Por tanto, al considerar 10 hogares se obtiene una potencia de diseño de 14 kW, que se ajusta a 18 kW para brindarle cierto margen de holgura. Como supuesto para el ejemplo se considera que un 75 % de la energía de carga original corresponde a carga crítica y el restante 25 % a carga deseable para cada vehículo. Se considera además una hora límite de carga de 7:00 AM para todos los vehículos. En la realidad esta información podrá ser decidida por cada uno de los usuarios finales para alimentar al modelo de optimización.

En las figuras 3.13 (a) y (c) se presenta el escenario sin coordinación para carga lenta y rápida respectivamente. La curva azul corresponde a la demanda residencial, los bloques coloreados corresponden a cada uno de los VEs considerados en el modelo y la curva en naranja corresponde a la demanda agregada (suma de la demanda residencial con la demanda de los VEs). Además, la línea en azul (vertical) corresponde a la hora límite para efectuar la carga crítica de todos los vehículos mientras que la línea en rojo (horizontal) corresponde a la capacidad del punto de conexión en kW. En primer lugar se observa que la demanda

residencial es en todo momento menor a la capacidad del punto de conexión, lo que se condice con el valor de diseño utilizado para el ejemplo. Por otro lado, se aprecia que de no haber coordinación alguna, los perfiles sin coordinación resultarían en un desprendimiento de carga dado que se supera la capacidad del punto de conexión, lo que es notorio en particular en las horas de la tarde (19 a 23 h).



(a) Escenario sin coordinación, carga lenta.

(b) Resultados tras gestión de carga. Carga lenta.

(c) Escenario sin coordinación, carga rápida.

(d) Resultados tras gestión de carga. Carga rápida.

Figura 3.13: Caso de ejemplo para el modelo de optimización de carga comunitaria.

En las figuras 3.13 (b) y (d) se presentan los perfiles de demanda agregada, demanda residencial y bloques de carga de VEs para el caso coordinado, para las opciones de carga lenta y rápida respectivamente. Dada la necesidad de satisfacer la energía crítica antes de las 7:00 AM se aprecia que se desplaza una gran cantidad de carga a las horas de la madrugada, respetando siempre el límite de potencia dado por la capacidad del punto de conexión. En este caso de particular tanto la carga lenta como la carga rápida fueron capaces de cargar el 100 % de la energía definida como crítica para el usuario. Se aprecia además que para el resto del día se satisface también el límite de potencia, con lo que no ocurre desprendimiento de carga. La baja cantidad de hogares considerados implica que cada variación de los bloques de carga afecta de forma considerable al perfil agregado. En particular en (d) entre las 7:00 y las 11:00 h se presentan mayores oscilaciones en el perfil de potencia que desaparecen al incorporar un mayor número de clientes.

En las tablas 3.2, 3.3 y 3.4 se presentan los resultados del enfoque de carga comunitaria

N° EVs	Dem. Res.	Potencia límite	Energía crítica objetivo promedio	Energía crítica promedio (Lenta)	Energía crítica promedio (Rápida)	Tiempo simulación
100	Sin	50	1258.4	327.5	302.4	0:06:01
		100	1261.7	680.4	655.1	0:06:39
		150	1263.6	1033.1	1008.0	0:06:32
		500.000	1270.9	1241.1	1269.3	0:06:01
	Con	100	1250.7	601.2	581.1	0:05:50
		150	1251.0	895.2	881.1	0:06:21
		200	1265.9	1216.6	1265.4	0:06:27
		500.000	1250.4	1224.5	1248.1	0:06:40

Tabla 3.2: Energía crítica objetivo y energía crítica abastecida por planes de carga lenta y rápida para 100 VEs, para tiempo crítico de carga 7:00 AM

para 100 simulaciones y tiempos mínimos de carga de 10 minutos.

N° EVs	Dem. Res.	Potencia límite	Energía crítica objetivo promedio	Energía crítica promedio (Lenta)	Energía crítica promedio (Rápida)	Tiempo simulación
500	Sin	300	5621.2	2091.6	2066.3	0:36:52
		350	5621.5	2444.3	2419.2	0:34:33
		400	5614.3	2797.2	2772.0	0:32:42
		500.000	5628.0	5499.6	5617.4	0:26:36
	Con	400	5598.0	2140.0	2127.5	0:28:56
		500	5597.0	2841.5	2828.7	0:28:57
		600	5606.3	3545.5	3532.9	0:29:49
		500.000	5614.2	5491.7	5604.1	0:26:35

Tabla 3.3: Energía crítica objetivo y energía crítica abastecida por planes de carga lenta y rápida para 500 VEs, para tiempo crítico de carga 7:00 AM

La energía crítica se genera a partir de los requerimientos de energía originales, considerando que un 75 % de la energía original corresponde a energía crítica para el usuario y el restante 25 % a energía deseable. Este supuesto se toma con el fin de mostrar el funcionamiento del modelo, en la realidad este valor, y el tiempo al cual debe ser satisfecha la carga crítica para cada uno de los vehículos podrán ser decididos por los usuarios de la comunidad. Tanto en 3.2 como en 3.3 se asigna el tiempo crítico de carga de las 7:00 AM, justo antes del comienzo de la jornada laboral. Mientras que en 3.4 se asignan tiempos críticos de carga aleatorios entre las 9:00 de la mañana y 14:00 hrs. La columna "Energía crítica objetivo promedio" corresponde a la energía crítica en kWh que es deseable alcanzar en promedio para las 100 simulaciones y el tipo de escenario.

De la tabla 3.2 se aprecia que la opción de carga lenta permite abastecer una mayor cantidad de energía crítica cuando existe una marcada limitación de la potencia del punto de

conexión. En la medida en que se afloja esta restricción de potencia disminuye la diferencia de energía crítica entre uno y otro escenario, con la opción carga rápida llegando incluso a superar al caso carga lenta para el escenario sin restricción de potencia. Esto se condice con el hecho de que la carga rápida, dada su mayor potencia, permite cargar mayor energía en un tiempo acotado. Para ello debe darse justamente la libertad de utilizar toda esta potencia adicional, que se da en el caso sin restricciones.

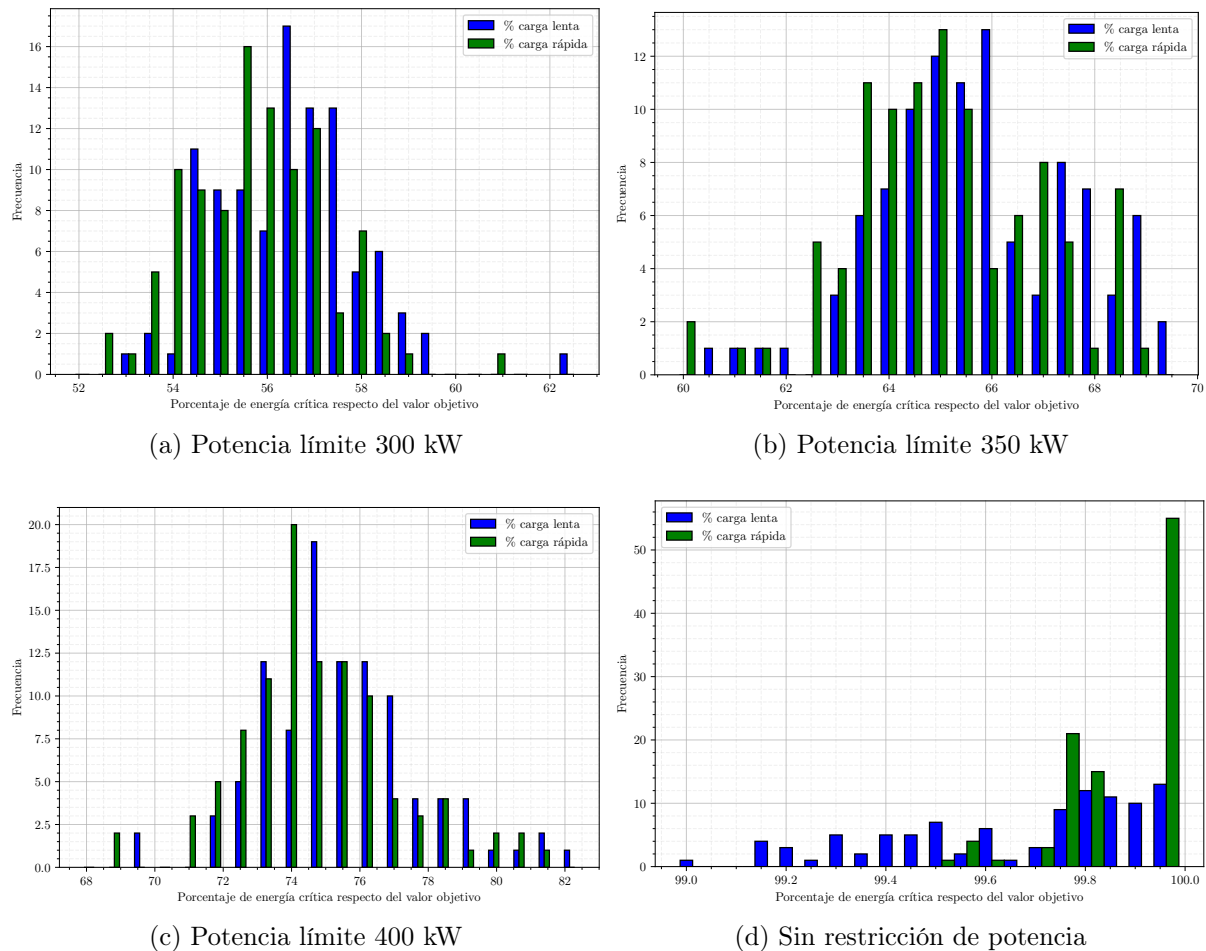


Figura 3.14: Resultados de carga crítica para 500 VEs sin demanda residencial y hora de carga crítica 7:00 AM.

De los resultados de las tablas 3.2 y 3.3 para el enfoque de carga comunitaria se aprecia que en la medida en que se libera la restricción de potencia límite la opción de carga rápida es capaz de brindar una mayor cantidad de energía crítica para el usuario final, lo que concuerda con su capacidad para abastecer una mayor cantidad energía en un tiempo dado, debido a su mayor potencia. Esto se aprecia de forma gráfica en las figuras 3.14 y 3.15. Por otro lado, al observar 3.4 se tiene que en la medida en que se entregue una mayor holgura temporal para efectuar la carga crítica, el escenario de carga rápida supera con creces al escenario de carga lenta brindando grandes prestaciones al usuario. Esto motiva la evaluación de este enfoque para otros escenarios de carga crítica-tiempo final de carga. Sin embargo, para tener resultados prácticos se requiere información empírica sobre el comportamiento de usuarios EV con opción de carga rápida, información que al día de hoy requiere de más esfuerzos de

medición a nivel global, con su posterior divulgación.

De 3.3 se aprecia el mismo fenómeno en donde en la medida en que se entrega holgura a la restricción de potencia ambas opciones permiten acercarse a la energía crítica objetivo, ocurriendo que la opción de carga rápida supera a la opción de carga lenta para el caso sin presencia de potencia límite. De forma análoga a lo que ocurre en 3.2, la opción de carga lenta es capaz de explotar sus facultades en el escenario sin restricciones de potencia. Dado un tiempo acotado, existirán vehículos que en la opción de carga lenta, aún utilizando todo el tiempo no logren abastecer la totalidad de la energía requerida durante la mañana (carga crítica). En cambio, los tiempos de carga de esos vehículos se reducen considerablemente para la opción de carga rápida, con lo que es posible abastecer gran parte o la totalidad de la energía requerida.

En la figura 3.14 se observa que en la medida en que se libera la restricción de límite de potencia las curvas tienden a superponerse hasta que en el caso sin límite de potencia (d), el caso de carga rápida permite en la mayoría de las ocasiones cargar el 100 % de la energía crítica objetivo.

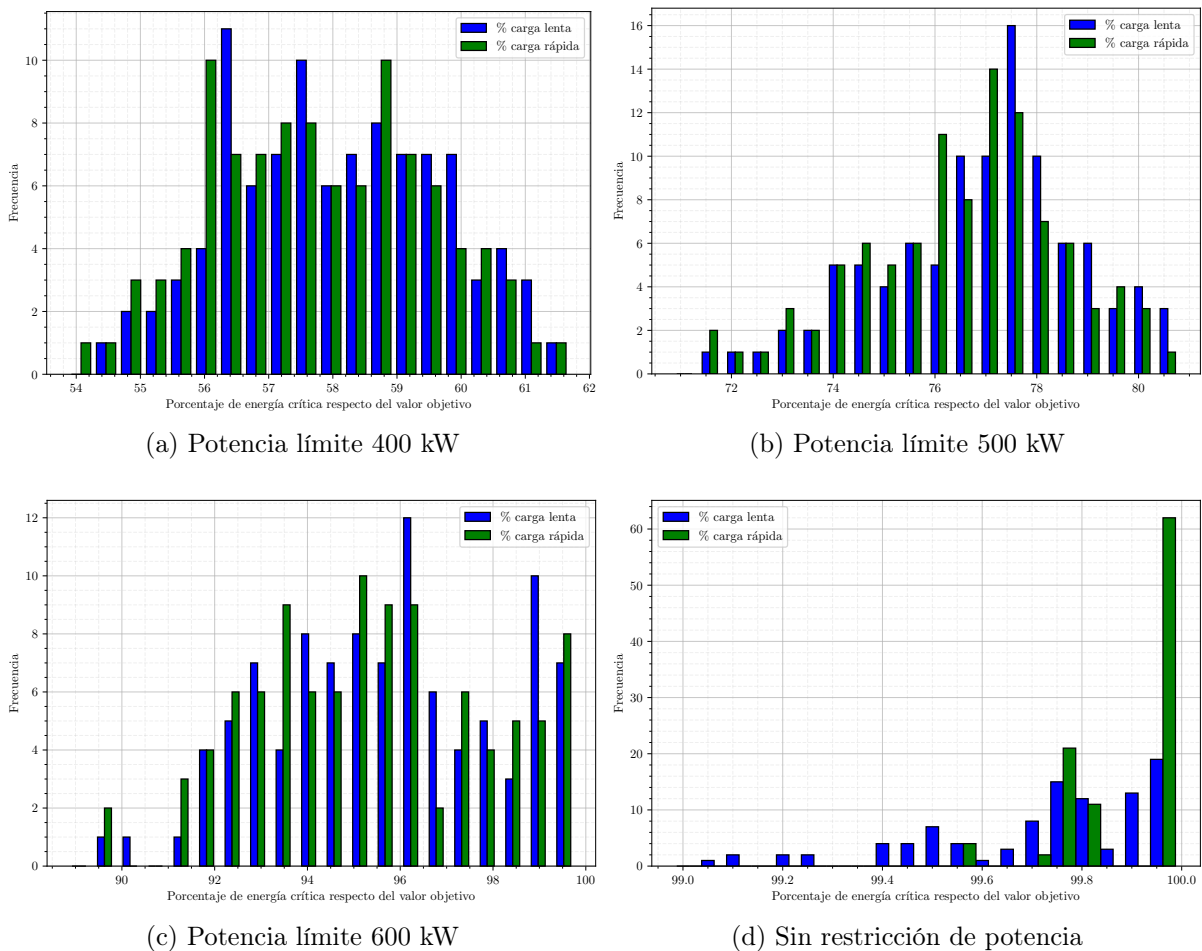


Figura 3.15: Resultados de carga crítica para 500 VEs con demanda residencial y hora de carga crítica 7:00 AM.

Al observar 3.15 y los valores de la tabla 3.3 se nota en primer lugar que la diferencia absoluta de energía crítica entre ambas opciones de carga es baja. Sin embargo, en (a)-(c) se aprecia un leve desplazamiento a la derecha para carga lenta, indicando que es capaz de abastecer una mayor cantidad de energía crítica. Esto se debe a que dada una potencia límite, en general la carga lenta podrá disponer de una mayor cantidad de cargas en simultáneo que la opción de carga rápida, puesto que la probabilidad de que una unidad extra supere el límite de potencia es mayor para el caso de carga rápida, dada su mayor potencia de carga por vehículo. Por otro lado, al llegar a (d) en donde no existe límite de potencia, se observa el fenómeno observado anteriormente en 3.3, con la opción de carga rápida superando a la carga lenta al satisfacer en la mayoría de los casos el 100% de la energía crítica objetivo. En este último caso ambas opciones pueden disponer de tantas cargas simultáneas como sean necesarias, no obstante para la opción de carga lenta existen vehículos que aún cargando desde las 00:00 hasta las 7:00 AM no son capaces de satisfacer toda la energía crítica.

N° EVs	Dem. Res.	Potencia límite	Energía crítica objetivo promedio	Energía crítica promedio (Lenta)	Energía crítica promedio (Rápida)	Tiempo simulación
100	Sin	50	1252.6	591.8	577.5	0:07:39
		100	1261.5	1113.8	1164.6	0:07:34
		150	1258.2	1249.4	1257.8	0:07:16
		500.000	1253.1	1245.8	1252.8	0:07:16
	Con	110	1268.8	869.4	878.4	0:08:37
		150	1259.6	1243.5	1256.9	0:06:08
		200	1260.5	1253.3	1260.1	0:06:01
		500.000	1262.4	1253.5	1261.2	0:05:50

Tabla 3.4: Energía crítica objetivo y energía crítica abastecida por planes de carga lenta y rápida para 500 VEs, para tiempo crítico de carga aleatorio entre 9 AM y 2 PM.

Finalmente, en la tabla 3.4 se presentan los resultados para el escenario en que los tiempos críticos de carga son definidos de forma aleatoria entre las 9 AM y 2 PM. Se aprecia que solo en el caso sin demanda residencial y con 50 kW como potencia límite, la opción de carga lenta supera a la opción de carga rápida en términos de la energía crítica que logra abastecer. En todos los demás casos la opción de carga rápida supera a la opción de carga lenta. Esto ilustra claramente que la relación entre el desempeño de la opción de carga lenta y carga rápida dependen fuertemente de las condiciones particulares del escenario, en este caso un escenario con mayor holgura temporal para el abastecimiento de la carga crítica en contraste con lo presentado en 3.2.

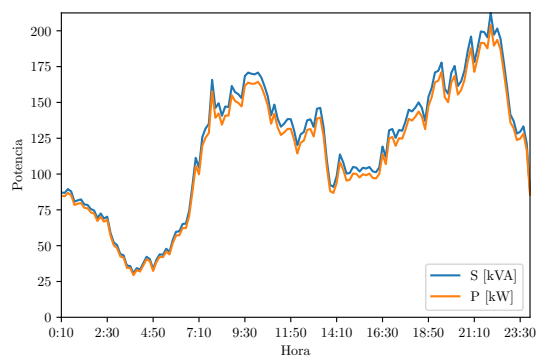
3.4. Hosting Capacity para Esquema de Demanda Agregada

Acorde a lo expuesto en la tabla 1.1 de la sección 1, dado que las redes modeladas son de baja tensión y densidad media a alta, la tensión debe situarse en el intervalo $[0.925, 1.075]$ p.u. el 95 % del tiempo. En lo que sigue se detallan los resultados de *Hosting Capacity* para las tres redes de distribución modeladas.

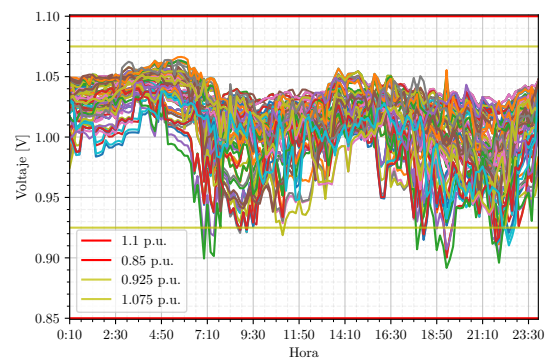
3.4.1. Red 12

Validación de Red

En primera instancia se evalúan los resultados de las redes para corroborar su correcta implementación. En términos del voltaje, se encontraron períodos de sobrevoltaje por sobre la referencia del transformador para escenarios tanto con y sin adopción de VEs. Esto se puede explicar si se trata de redes fuertemente desbalanceadas. Como ejemplo, se presentan los resultados para un escenario de 90 % adopción EV con carga lenta no coordinada para la Red 12, presente en la figura 3.16. Para comprobar que este fenómeno se explica por desbalance de las cargas y no radica en algún problema atribuible al modelo de red, se construyeron dos casos comparativos. En el primer caso se le asignó a cada carga residencial un único perfil de consumo correspondiente a la demanda residencial agregada y normalizada por el número de casas. Del mismo modo, se realizó este procedimiento para las cargas de los vehículos con los resultados presentes en la figura 3.17. Luego, dado que se distribuye un número semejante de cargas en cada fase y que cada carga presenta igual perfil de consumo se reduce significativamente el desbalance de las fases.



(a) Potencia, 90 % adopción sin coordinación.

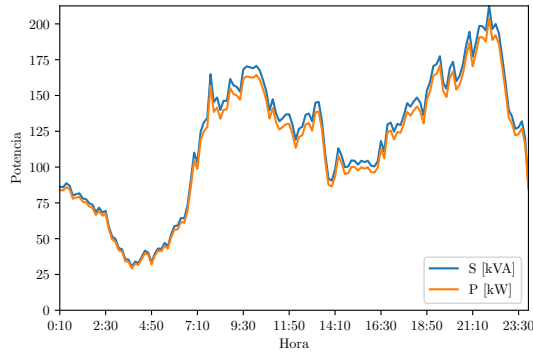


(b) Voltaje, 90 % adopción sin coordinación.

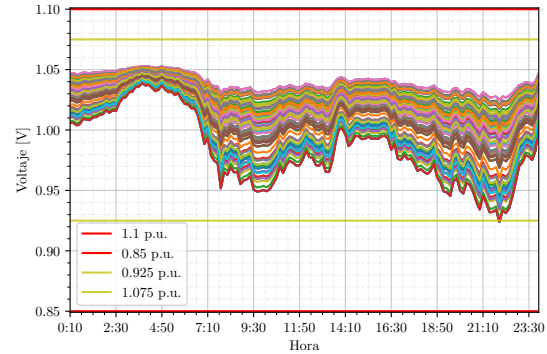
Figura 3.16: Potencia medida en secundario del transformador y perfil de voltaje en nodos de carga para red trifásica desbalanceada.

Se aprecia que la potencia medida en el secundario del transformador (a) es idéntica al caso anterior, con lo cual se trata de una comparación justa. En (b) se reducen casi en su totalidad las sobretensiones presentes en el caso anterior, ilustrando que este fenómeno se daba efectivamente por el desbalance de las cargas. En el segundo caso comparativo se distribuyeron las mismas cargas que en el escenario original, solo que esta vez se configuraron

como cargas balanceadas (trifásicas). Para ello se conservó la magnitud de potencia activa y el factor de potencia, se modificó el voltaje fase-neutro 220 V a voltaje fase-fase 380 V y se modificó la conexión de monofásica a trifásica. En este caso cada carga se conecta a cada una de las fases distribuyendo la carga de forma simétrica, constituyendo un sistema balanceado. Con ello se observan los resultados de la figura 3.18 en donde se aprecia una potencia medida (a) casi idéntica, mientras que no se presentan sobretensiones en el perfil de voltaje. De los casos de análisis se comprueba que solo existen sobretensiones significativas para la red en presencia de cargas desbalanceadas, validando la implementación de las redes.

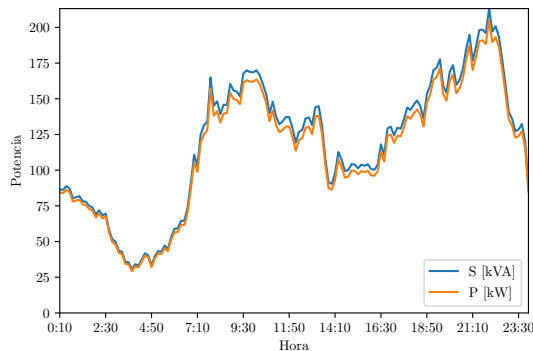


(a) Potencia, 90 % adopción sin coordinación.

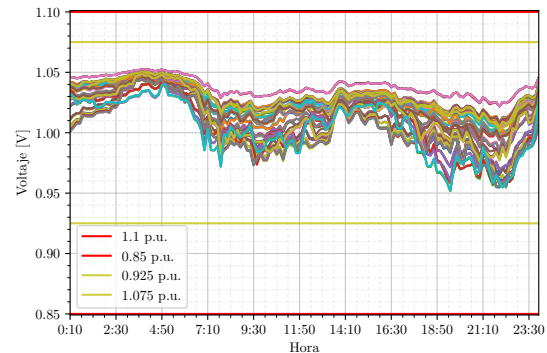


(b) Voltaje, 90 % adopción sin coordinación.

Figura 3.17: Potencia medida en secundario del transformador y perfil de voltaje en nodos de carga para red trifásica con perfiles de consumo idénticos.



(a) Potencia, 90 % adopción sin coordinación.



(b) Voltaje, 90 % adopción sin coordinación.

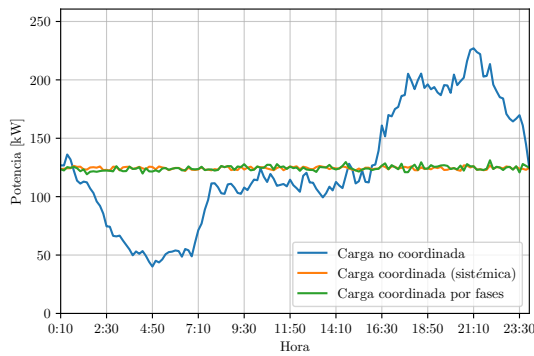
Figura 3.18: Potencia medida en secundario del transformador y perfil de voltaje en nodos de carga para red trifásica balanceada.

Potencia en el Transformador de Bajada

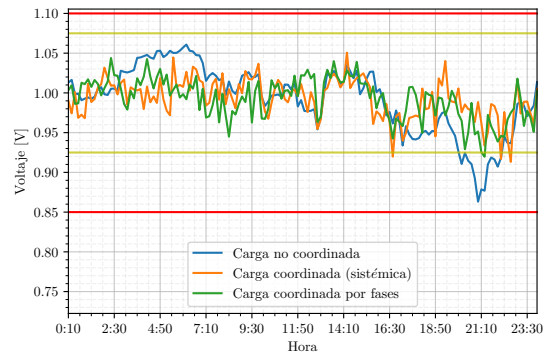
Se presenta a modo de ejemplo un único escenario de adopción de VEs para la Red 12. De este modo, para un 100 % de adopción de VEs (1 vehículo por hogar), y considerando que existen 100 hogares para la red presente, se simulan escenarios sin coordinación, con coordinación considerando la demanda agregada de las tres fases y con coordinación considerando la demanda de cada una de las fases. Este último enfoque no incorpora la regulación

de voltaje en el problema de optimización, sino que busca evitar que una fase resulte mucho más cargada que las demás, lo cual puede ocurrir en el problema de optimización original que observa la demanda de las tres fases como un todo.

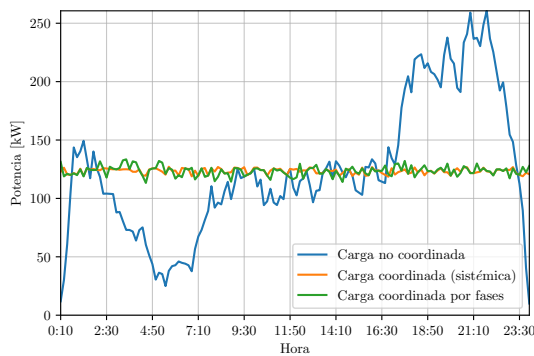
En las figuras 3.19 (a) y (c) se presenta la potencia medida en el secundario del transformador de bajada de la Red 12 para opciones de carga lenta y rápida respectivamente. El perfil en azul corresponde a la demanda agregada del escenario sin coordinación, para el cual se tiene una potencia máxima de alrededor de 260 kW para la opción de carga rápida y 227 kW para la opción de carga lenta. En naranja se presenta la demanda agregada para el escenario de coordinación sistémica, en donde se obtiene una potencia máxima de 127 kW tanto para la opción de carga lenta como para la opción de carga rápida. Finalmente, en verde se presenta la demanda agregada para el escenario de coordinación por fases, con 131 kW de potencia máxima para la opción de carga lenta y 133 kW para la opción de carga rápida.



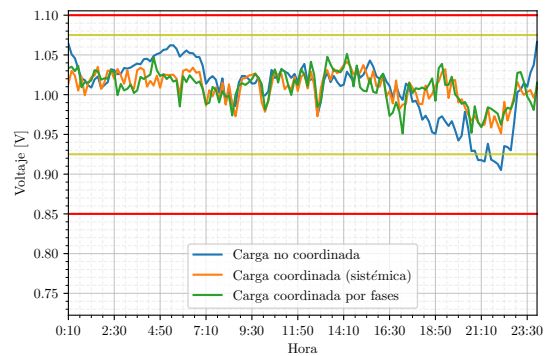
(a) Potencia medida en el secundario del transformador, carga lenta.



(b) Voltaje en nodo de cola de red, carga lenta.



(c) Potencia medida en el secundario del transformador, carga rápida.



(d) Voltaje en nodo de cola de red, carga rápida.

Figura 3.19: Resultados de escenario particular con 100 % de adopción de VEs en la Red 12.

Por otro lado en (b) y en (d) se presenta el voltaje en el nodo de cola de red, que corresponde al nodo más distante del transformador a través de los alimentadores y que presenta por tanto mayores pérdidas de transmisión y por siguiente mayores caídas de tensión que

el resto de los nodos. En las figuras se presenta en particular la fase a la cual se encuentra conectada la carga residencial y la carga del vehículo para el caso de carga lenta (recordando que en el caso de carga rápida se trata de una carga trifásica, conectada a las tres fases). Un resultado importante es que el perfil de voltaje para la opción de carga rápida presenta caídas de voltaje menos marcadas, lo que es atribuible a la conexión trifásica. Esto será discutido en detalle en el análisis estadístico presentado más adelante en esta sección. Por otro lado, se reducen los intervalos con problemas de caídas de voltaje de 2 h y 10 min con problemas de caídas de tensión en el escenario sin coordinación a 30 minutos para la coordinación sistémica y 10 minutos para la coordinación por fases en el caso de carga lenta. Esto valida el objetivo de la coordinación por fases, en donde si bien se desmejora la potencia *peak* (de 127 a 131 kW para carga lenta) se mejoran en general los problemas de caídas de voltaje. En el caso de la carga rápida se reduce el tiempo con problemas de caídas de voltaje de 1 h 10 min a 0 min tanto para la coordinación sistémica como para la coordinación por fases.

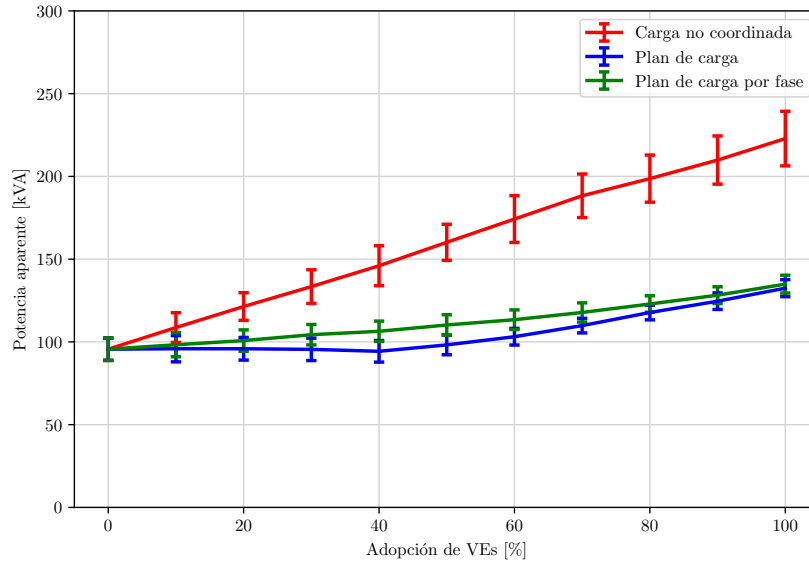
Con ello se da paso al análisis estadístico, presentando en primer lugar la potencia vista desde el transformador de bajada, que es relevante dado que el modelo de gestión de carga contempla justamente la demanda agregada del sistema sin considerar las restricciones de red. Los resultados de potencia real y aparente máxima de la tabla 3.5 corresponden al escenario con 100 % de adopción EV, presentando los resultados promedio de 100 simulaciones en donde cada simulación contempla grupos diferentes de vehículos y perfiles de consumo residenciales. Se distinguen además dos escenarios coordinados, el escenario de coordinación sistémica y el escenario de coordinación por fase. En el primero se realiza un solo proceso de optimización por simulación considerando la demanda agregada de las fases, en el segundo caso se realizan 3 procesos de optimización por simulación en donde cada proceso busca aplanar la demanda agregada de cada una de las fases. Este enfoque en ningún caso consiste en la incorporación de la regulación del voltaje en el problema de optimización (que requeriría un modelamiento estilo flujos de potencia), sino que se trata de un ejercicio para evitar que una fase resulte más cargada que las demás debido al proceso de optimización que observa la demanda como un agregado.

	Carga lenta			Carga rápida		
Tiempo de simulación	8:07:45			13:10:08		
Resultados promedio	Sin coord.	Coord. sistémica	Coord. por fase	Sin coord.	Coord. sistémica	Coord. por fase
Hosting Capacity [%]	100	100	100	100	100	100
Máxima S [kVA]	222.9	132.4	134.9	269.4	133.5	138.1
Máxima P [kW]	214.6	126.3	129.0	260.6	127.6	132.3

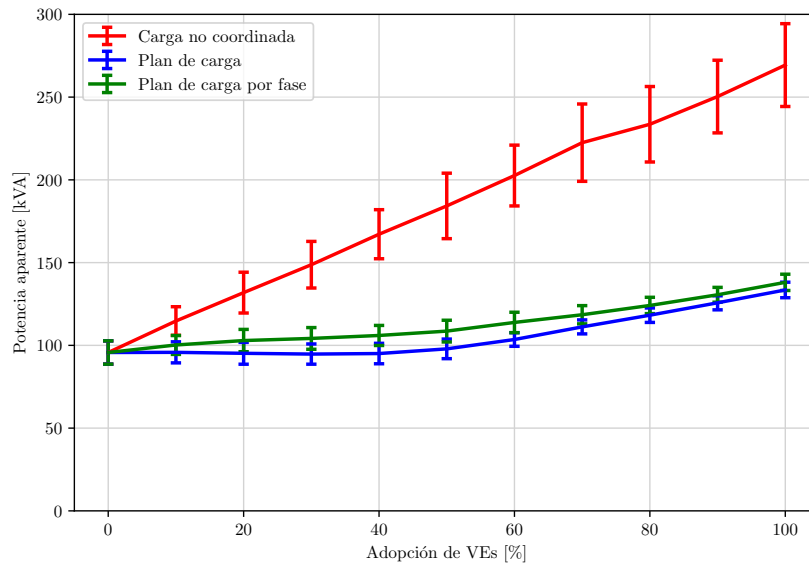
Tabla 3.5: Resultados de potencia para red 12

Se aprecia que la potencia activa máxima empeora levemente en el caso de coordinación por fases tanto para la opción de carga lenta como de carga rápida. Como se verá más adelante en la sección de voltaje en nodos de carga y como se apreció en el ejemplo de la figura 3.19, se genera un *trade-off* entre la potencia vista por el transformador y el balance de la carga en cada fase, dado que se persigue reducir el peak de potencia en cada fase en lugar del peak de las fases agregadas. Además, se encuentra que el valor objetivo para la opción de carga rápida presenta un mejor desempeño que la opción de carga lenta, como se observó efectivamente en la sección 3.3.

En la figura 3.20 se presentan los valores promedio de la máxima demanda coincidente por nivel de adopción (% adopción desde 0 a 100), mientras que las barras de error se corresponden con la desviación estándar de la máxima demanda coincidente. Esto es, que un 68.4% de los resultados se encuentran en el rango ilustrado por estas barras. El nivel de adopción indica el número de VEs siendo considerados (e.g. un 10% corresponde a un VE por cada 10 hogares).



(a) Caso carga lenta.



(b) Caso carga rápida.

Figura 3.20: Potencia medida en el secundario del transformador según nivel de adopción.

El ejercicio de realizar varias simulaciones es importante puesto que en cada una se consideran diferentes grupos de vehículos y hogares y por tanto diferentes requerimientos de carga y perfiles de carga residenciales. La idea es presentar resultados que representen de buena forma a la gran mayoría de distintos grupos de carga considerados. Tanto en 3.20 (a) como en (b) se aprecia que la coordinación por fases empeora la máxima demanda coincidente, pero

se implemente con el fin de reducir variaciones de potencia en cada una de las fases y por consiguiente reducir problemas de tensión específicos de cada fase. Además el escenario sin coordinación de carga rápida casi alcanza la potencia máxima del transformador (300 kVA), pero al incorporar la coordinación de carga se obtienen niveles de potencia muy por debajo de la capacidad nominal.

De 3.20 se nota que la desviación de los escenarios sin coordinación es mayor que la de los escenarios coordinados. Esto puede radicar en la coincidencia que presenten los vehículos en cada uno de los grupos seleccionados de forma aleatoria, en donde si bien la potencia máxima puede variar significativamente al variar los grupos de VEs (e.g. VEs que coinciden en la tarde aumentarán significativamente la demanda punta, mientras que otros grupos pueden no coincidir reduciendo la demanda punta), el espacio para gestionar los VEs y reducir esa demanda punta se mantiene dado que los requerimientos de energía de carga de los vehículos no varían tan significativamente de un grupo a otro. Esto es, puede que hallan dos escenarios con los mismos requerimientos de carga (kWh) pero que dada la coincidencia presenten grandes diferencias en cuanto a su potencia máxima.

Voltaje en Nodos de Carga

En la figura 3.21 (a)-(b) se presentan los resultados para 11 niveles de adopción ($\{0,10,20, \dots,100\}$) con 100 simulaciones por escenario considerando una referencia de 1.06 p.u. en el secundario del transformador. Cada simulación implica un proceso de optimización para los perfiles de carga de VE aleatoriamente escogidos, considerando la demanda residencial que se forma también producto de la selección aleatoria de perfiles de carga de hogares como se detalla en la sección 2.4.4. Así por ejemplo en la figura (a) se aprecia que un 60 % de adopción de VEs (6 de cada 10 hogares con un VE), el 6 % de los clientes presenta problemas de caídas de tensión que se reducen significativamente a 0.3 % y 0.2 % para los escenarios de coordinación sistémica y coordinación por fases respectivamente. Por otro lado, en la figura 3.21 (c)-(d) se presentan los resultados para una referencia de 1.075 como referencia en el secundario del transformador.

De la figura 3.21 (a) se observa en primer lugar que los escenarios de coordinación sistémica (azul) y coordinación por fase (verde) permiten desplazar el *Hosting Capacity* desde un 10 % a un 20 % y un 40 % respectivamente. Con ello se tiene que efectivamente la coordinación por fases, aún cuando presenta una mayor demanda coincidente máxima, permite reducir los problemas de tensión y aumentar el porcentaje de incorporación de VEs. Esto se debe a que el problema original resuelve una sola optimización, en donde aún cuando la demanda agregada es baja, alguna de las fases se encuentra en una situación de estrés ocasionando mayores problemas de tensión. En este punto se insiste que en el modelo no se ha resuelto un *optimal power flow* que considere las restricciones de voltaje, sino que el enfoque de optimización por fases permite disminuir en cierta medida los problemas de caídas de tensión al disminuir el desbalance. Por otro lado al observar el caso de carga rápida en (b) se encuentra que los problemas de tensión se reducen sustancialmente, incluso en el caso no coordinado que presenta demandas *peak* muy superiores.

La comparación de 3.21 (a)-(b) y 3.21 (c)-(d) se hizo para ilustrar el impacto de la referencia del secundario en los problemas de voltaje. La consideración de la referencia de 1.06 p.u. contempla tanto las características técnicas de los transformadores de bajada como los

problemas de subidas de tensión que se producen en el caso base en caso de aumentar la referencia. Esto se relaciona con el fuerte desbalance de los consumos que genera intervalos con una tensión por sobre la referencia en el secundario.

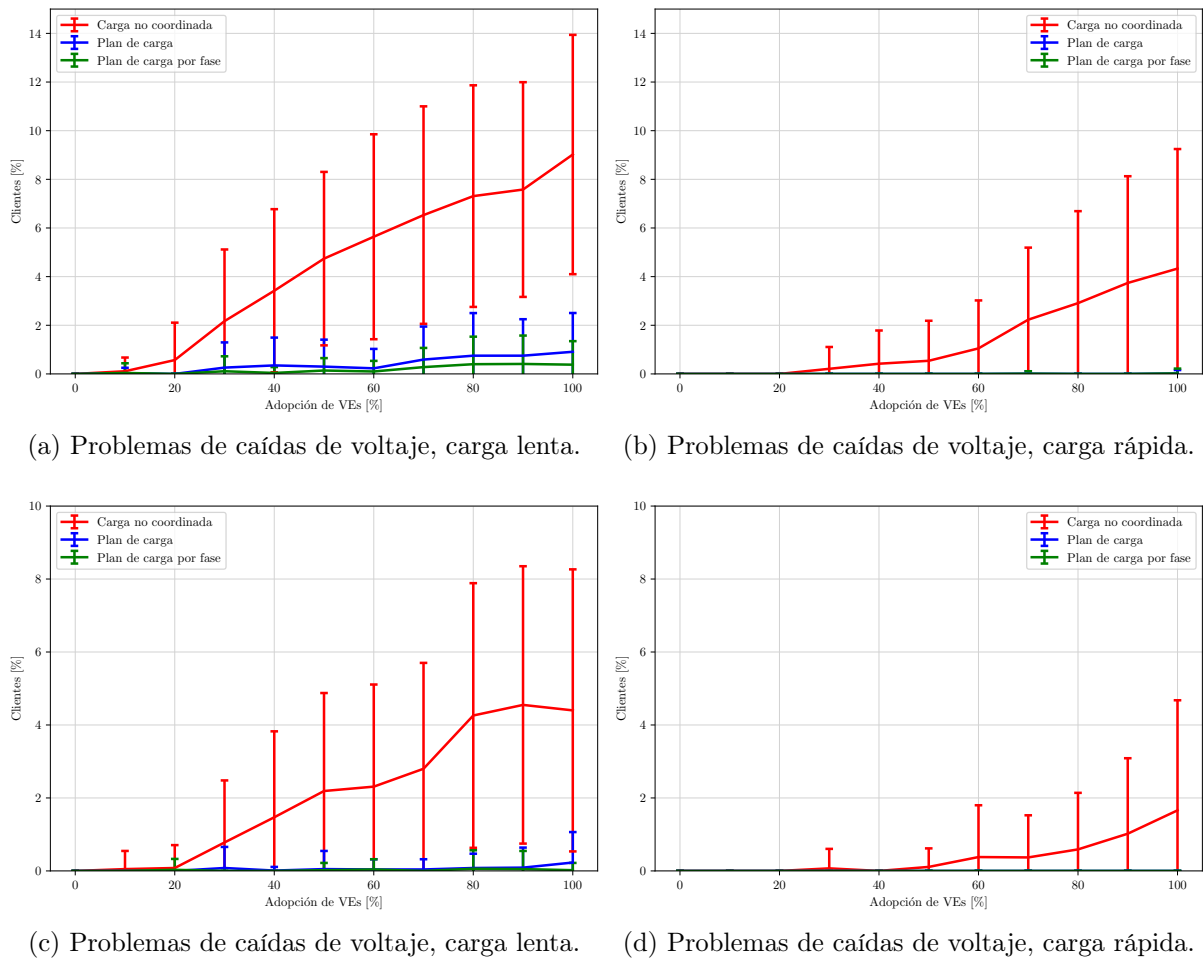
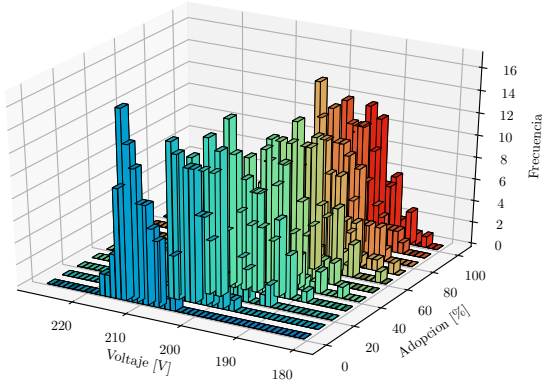


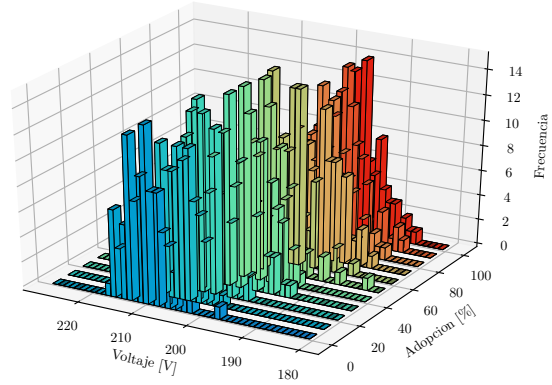
Figura 3.21: Porcentaje de clientes con problemas de voltaje acorde a la norma técnica.

En las figuras 3.22 y 3.23 se presentan respectivamente los histogramas de voltaje mínimo por simulación y nivel de adopción EV, y el coeficiente de desbalance calculado en el instante y nodo de ocurrencia de los voltajes mínimos. De este modo, en 3.22 (a) se tiene que para 0% de adopción en la mayoría de las 100 simulaciones los voltajes mínimos de toda la red se encuentran en torno a 212 V (3.6% bajo el voltaje nominal y por tanto dentro de los límites de $\pm 7,5$ exigidos por la norma, como se detalla en la sección 1.1.1). Asimismo, se aprecia que tanto la coordinación sistémica como la coordinación por fases tienden a desplazar los histogramas hacia valores más elevados, por ejemplo, en (a) para el 100% de adopción se alcanzan valores extremos en torno a 183 V, mientras que en (c) y en (e) se alcanzan valores de hasta 190 V. Por otro lado, al comparar la opción de carga lenta con la opción de carga rápida se tiene que valores de voltaje mínimo menos extremos.

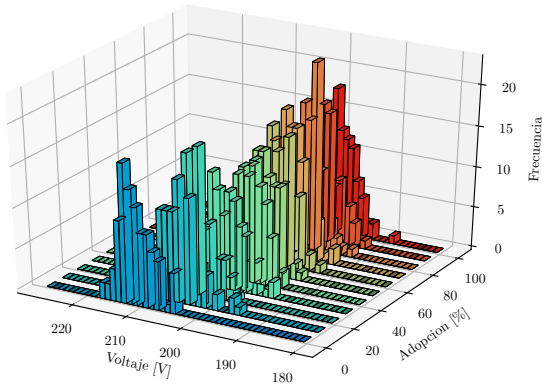
La explicación de esta mejora en los voltajes mínimos de las 100 simulación da lugar a la figura 3.23 en donde se presenta el coeficiente de desbalance o PVUR. Este coeficiente entrega una medida del nivel de desbalance de una fase con respecto a las demás. Su calculo



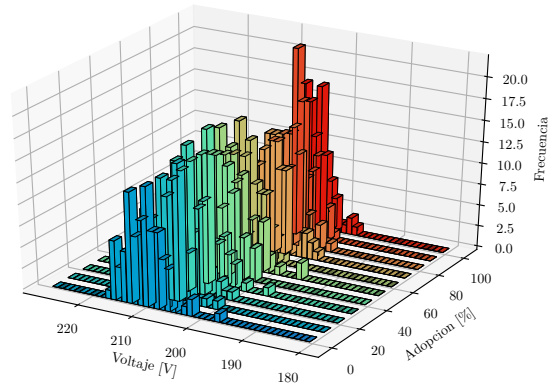
(a) Carga lenta sin coordinación.



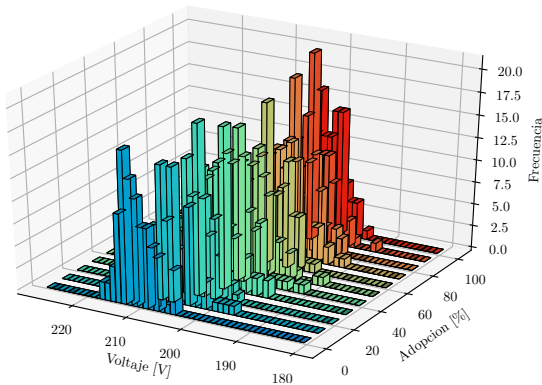
(b) Carga rápida sin coordinación.



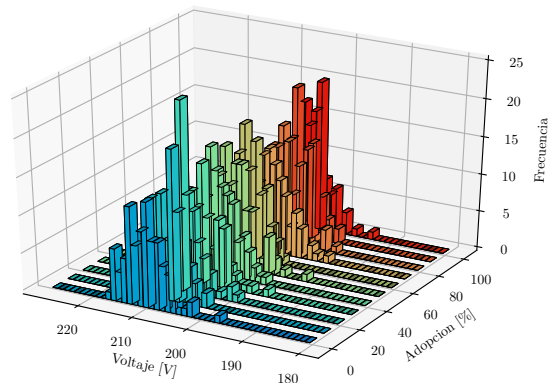
(c) Carga lenta con coordinación sistémica.



(d) Carga rápida con coordinación sistémica.

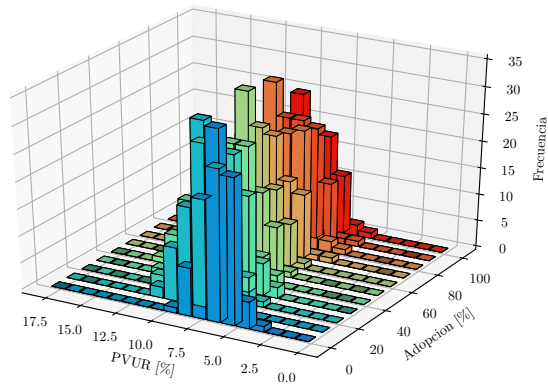


(e) Carga lenta con coordinación por fase.

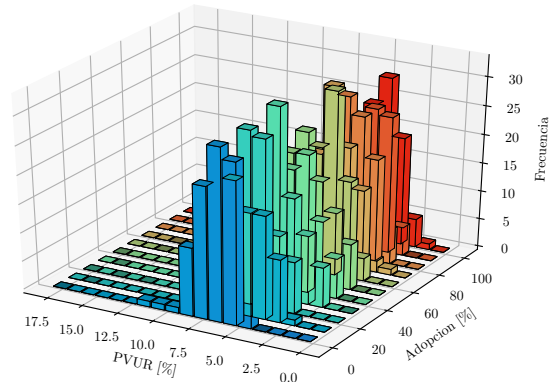


(f) Carga rápida con coordinación por fase.

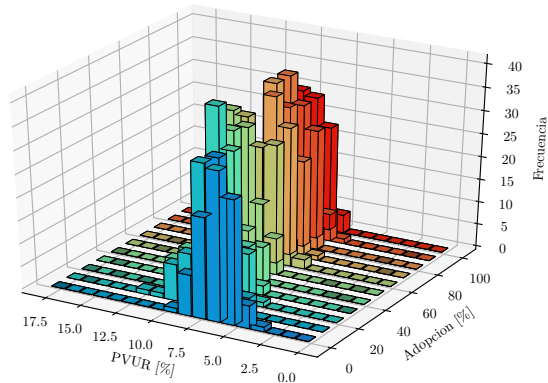
Figura 3.22: Voltaje mínimo del día vs frecuencia para cada nivel de adopción.



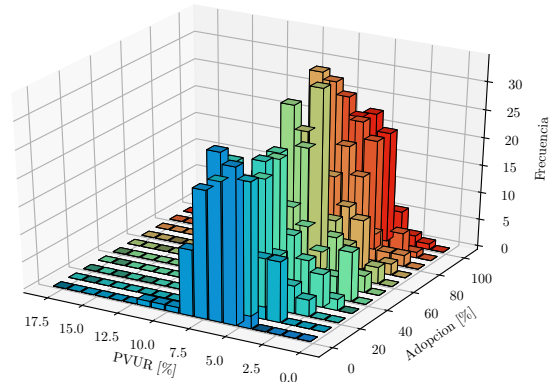
(a) Carga lenta sin coordinación.



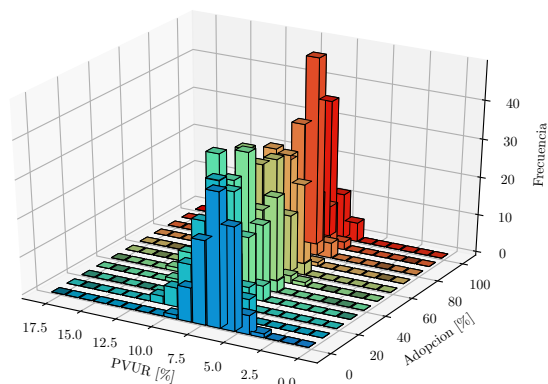
(b) Carga rápida sin coordinación.



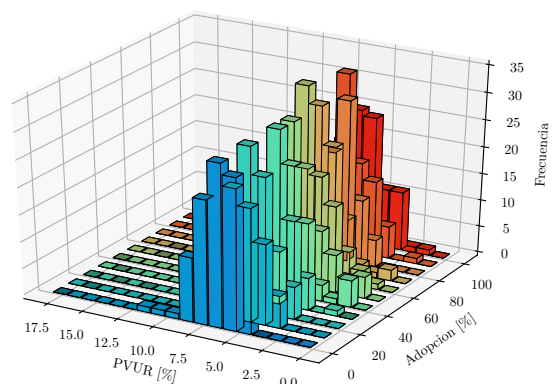
(c) Carga lenta con coordinación sistémica.



(d) Carga rápida con coordinación sistémica.



(e) Carga lenta con coordinación por fase.



(f) Carga rápida con coordinación por fase.

Figura 3.23: Coeficiente de desbalances calculado para el voltaje mínimo diario vs frecuencia, según cada nivel de adopción

se detalla en la sección 1.1.3. En 3.23 se aprecia que la opción de carga rápida presenta un nivel de desbalance menor a la opción de carga lenta en todos los escenarios (con y sin coordinación). Esto se debe a que la conexión para el caso de carga rápida es trifásica y por tanto se distribuye la carga de forma balanceada en las tres fases. Así por ejemplo en (b), donde se presenta el escenario sin coordinación para carga rápida, se nota que para un 0% de adopción se tiene un coeficiente de desbalance idéntico al de (a) (carga lenta sin coordinación) y que en la medida que se incorporan vehículos el coeficiente de desbalance asociado a los voltajes mínimos disminuye. Por otro lado de (c) y (e) se aprecia que la coordinación por fase permite disminuir levemente el coeficiente de desbalance con lo cual se explican las mejoras en los problemas de caídas de tensión que se ven en 3.21.

De 3.22 se encuentra que en la opción de carga lenta se presentan voltajes mínimos extremos con mayor frecuencia en comparación a la opción de carga rápida. Por otro lado, de 3.23 se observa que la opción de carga rápida presenta menores valores de PVUR, o bien, un menor nivel de desbalance de voltaje. Esto explica directamente la mejora en términos del porcentaje de clientes con problemas de caídas de voltaje que presenta la opción de carga rápida, en donde al disminuir el desbalance disminuyen también las pérdidas y las caídas de voltaje como se explica en detalle en la sección 1.1.4. Se encuentra además que el PVUR no cambia sustancialmente al pasar de la coordinación sistémica a la coordinación por fases en el caso de carga rápida, en donde los vehículos están conectados de forma trifásica. Esto se debe a que solo varía la demanda residencial en cada fase, pues la demanda de los VEs se encuentra equilibrada por su definición trifásica. Mientras que en el caso de carga lenta se aprecia una leve disminución del desbalance al utilizar el enfoque de optimización por fases.

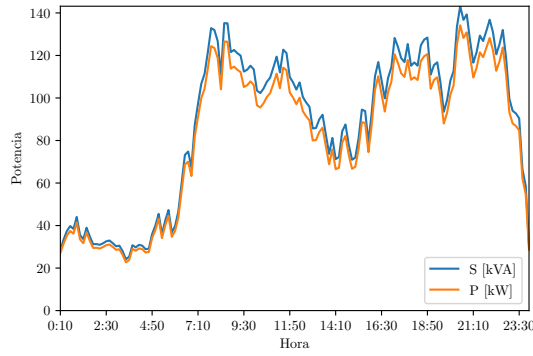
3.4.2. Red 20

A continuación se presenta un ejercicio de validación de red, para dar paso a un caso ilustrativo del proceso de optimización y finalmente presentar los resultados del análisis estadístico para la red 20. La discusión de los resultados se efectúa en la medida que se presentan los resultados.

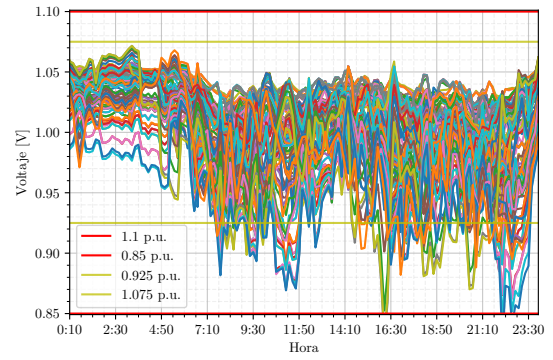
Validación de Red

De manera análoga a lo realizado para la Red 12, se compara la red de cargas asimétricas, presente en la figura 3.24, con la red de cargas simétricas monofásicas en donde todas las cargas (tanto vehículos como hogares) poseen el mismo perfil construido como la demanda agregada dividida en el número de cargas, presente en la figura 3.25, y finalmente, con la red de cargas trifásicas o red balanceada presente en la figura 3.26. Para todos los casos se simuló el escenario sin coordinación con un 10% de adopción de VEs. Dado que en esta red se cuenta con 142 hogares, esto equivale a la incorporación de 14 vehículos. Cabe recordar que los vehículos son incorporados desde la cola de red hacia el secundario del transformador de bajada, esto es, desde el nodo que presenta mayor distancia del transformador de bajada a través de los alimentadores, hacia los nodos de menor distancia.

De las figuras 3.25 y 3.26 se encuentra nuevamente que al eliminar el desbalance de los consumos, desaparecen los períodos de voltaje por sobre la referencia del transformador, dando cuenta que éstos se producen debido a la característica asimétrica de los consumos.

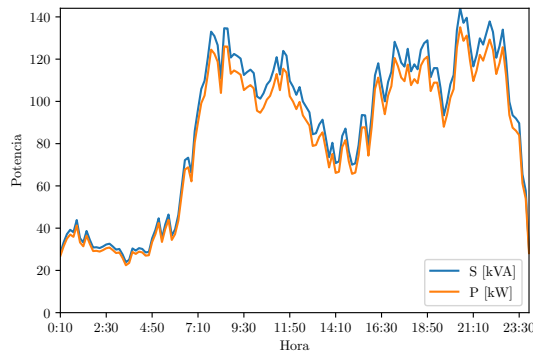


(a) Potencia medida en secundario del trafo.

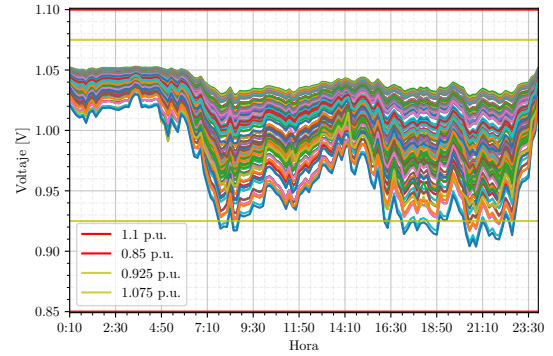


(b) Voltaje en nodos de carga.

Figura 3.24: Red trifásica desbalanceada.

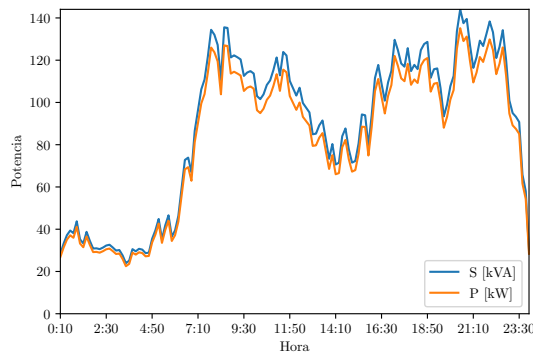


(a) Potencia medida en secundario del trafo.

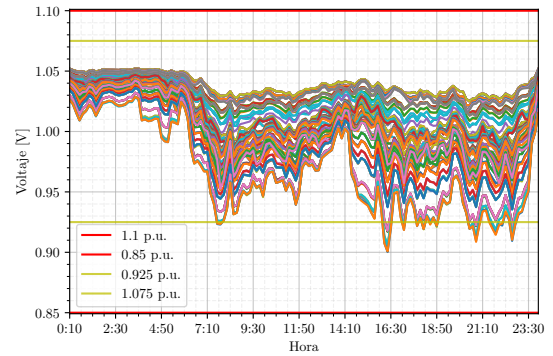


(b) Voltaje en nodos de carga.

Figura 3.25: Red trifásica con perfiles de consumo idénticos.



(a) Potencia medida en secundario del trafo.

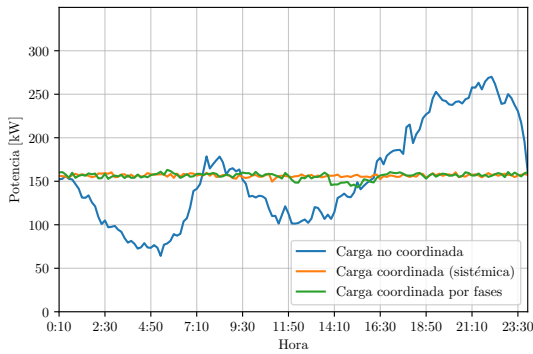


(b) Voltaje en nodos de carga.

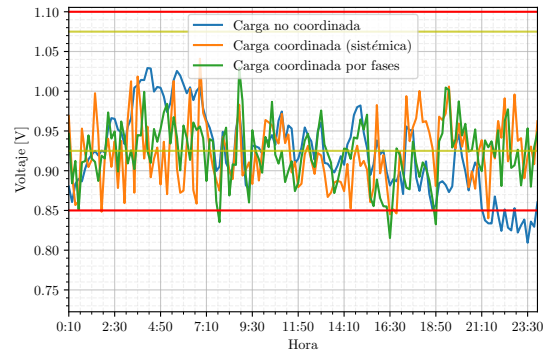
Figura 3.26: Red trifásica balanceada.

Potencia en el Transformador de Bajada

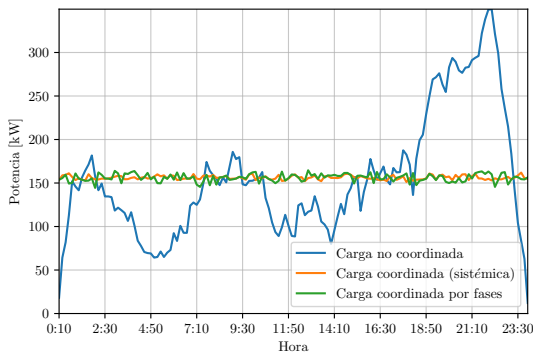
Como primera aproximación se presenta la simulación de un solo escenario con un 100 % de adopción, esto es 142 VEs (uno por hogar). La idea es ilustrar a través de este ejemplo los escenarios que más adelante se modelan a través de 100 simulaciones por nivel de adopción ([0 %,10 %,20 %,....,100 %]). En 3.27 (a) y (c) se presenta la demanda agregada a lo largo del día, con los escenarios sin coordinación, con coordinación de la demanda agregada y con la coordinación de la demanda por fase en azul, naranja y verde respectivamente. En el caso de la coordinación por fases se ejecutan tres procesos de optimización -uno por cada fase- con el fin de tener niveles de carga similares en cada una de las fases.



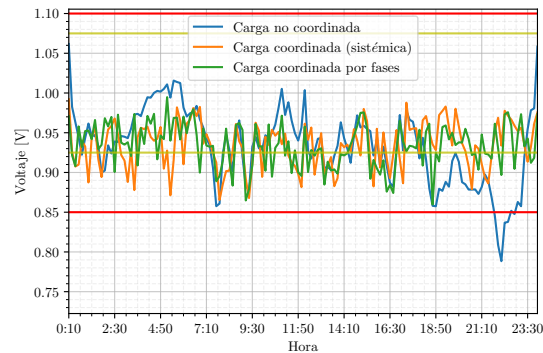
(a) Potencia medida en el secundario del transformador, carga lenta.



(b) Voltaje en nodo de cola de red, carga lenta.



(c) Potencia medida en el secundario del transformador, carga rápida.



(d) Voltaje en nodo de cola de red, carga rápida.

Figura 3.27: Resultados de escenario particular con 100 % de adopción de VEs en la Red 20.

En particular en (c) (carga rápida) se observa que la demanda agregada en el escenario sin coordinación supera la potencia del transformador (300 kVA), con alrededor de 350 kW (donde se presentó una potencia aparente de ~ 360 kVA) en torno a las 21:30 h. Con ello en la red real se ocasionaría un desprendimiento de carga al actuar las protecciones, con lo cual no se lograría abastecer toda la energía requerida para los VEs y se perjudicaría al grupo particular de usuarios cuyos consumos fueron desconectados. Por otro lado la demanda máxima para el escenario de coordinación sistémica alcanza los 160 kW y 162 kW para las opciones de carga lenta y rápida respectivamente, mientras que la coordinación por fases alcanza los 163

y 164 kW en cada caso. En ambos tipos de coordinación se mejora sustancialmente el uso de la capacidad del transformador, evitando por ejemplo la desconexión de carga ocurrida en (c). Se tiene además que la coordinación por fases tiende a presentar una potencia máxima algo superior, lo que es consecuente con que la suma de las soluciones óptimas que el modelo encuentra para cada fase no es necesariamente el óptimo global que sí se alcanza en el caso de la coordinación sistémica.

En (b) y (d) se presenta el perfil de voltaje del nodo de consumo en cola de red, que corresponde al nodo con mayor distancia eléctrica (a través de los alimentadores) del transformador de bajada. Dado que se trata de una red con un mayor número de cargas (residenciales y VEs) se observan mayores caídas de voltaje que lo observado en 3.19. Un resultado importante en este caso corresponde a la mejora en las caídas de voltaje presentes en (d) (carga rápida) respecto de (b) (carga lenta), que se podría explicar por la condición de carga trifásica de la opción de carga rápida. Este punto se aborda más adelante en esta sección. También se aprecia que la gestión de los vehículos (escenario coordinado) permite reducir también problemas de caídas de tensión como consecuencia de reducir los peaks de potencia. Esto se aprecia en particular en (d), en donde para el peak de potencia de alrededor de las 21:30 h se presenta una caída marcada que no cumple con la normativa de regulación de tensión, dado que se sobrepasa el límite de 0.85 p.u. Tanto en (b) como en (d) no se presenta una tendencia clara sobre qué tipo coordinación mejora los problemas de caídas de voltaje, por lo que se deja la evaluación de esta característica para el análisis estadístico presentado más adelante en esta sección. En este último análisis se puede obtener un resultado que representa de forma general a la mayoría de las cargas (residenciales y VEs) por sobre los resultados de un caso particular.

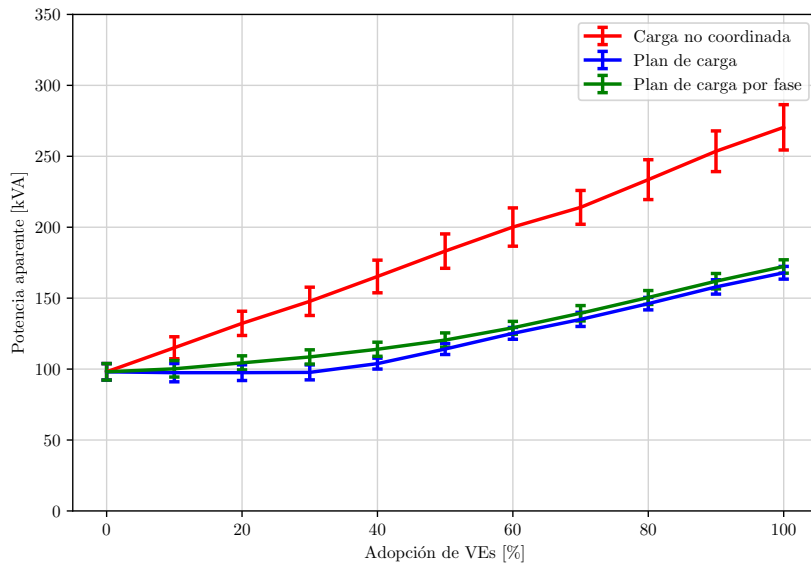
En la tabla 3.6 se presentan los resultados de potencia máxima promedio de 100 simulaciones para un 100 % de adopción. La idea de realizar 100 simulaciones es lograr resultados representativos de todo el universo vehículos (con sus requerimientos de energía y tiempos de disponibilidad) y el universo de hogares (con sus respectivos perfiles de consumo residenciales). En la tabla se presenta el Hosting Capacity asociado a la capacidad del transformador de bajada, la demanda agregada máxima en términos de potencia real (P, kW) y de la potencia aparente (S, kVA) para cada uno de los escenarios. Se implementan tres tipos de escenarios que corresponden a escenarios sin coordinación de carga de VEs, con coordinación de VEs observando la demanda de todas las fases en un solo perfil agregado y con coordinación de VEs observando la demanda de cada fase por separado, tanto para la opción de carga lenta como para la opción de carga rápida.

Tiempo de simulación	Carga lenta			Carga rápida		
	12:20:36			21:09:34		
Resultados promedio	Sin coord.	Coord. sistémica	Coord. por fase	Sin coord.	Coord. sistémica	Coord. por fase
Hosting Capacity [%]	100	100	100	94	100	100
Máxima S [kVA]	270.4	167.9	172.3	318.7	168.6	173.0
Máxima P [kW]	261.7	161.5	166.1	309.6	162.9	167.0

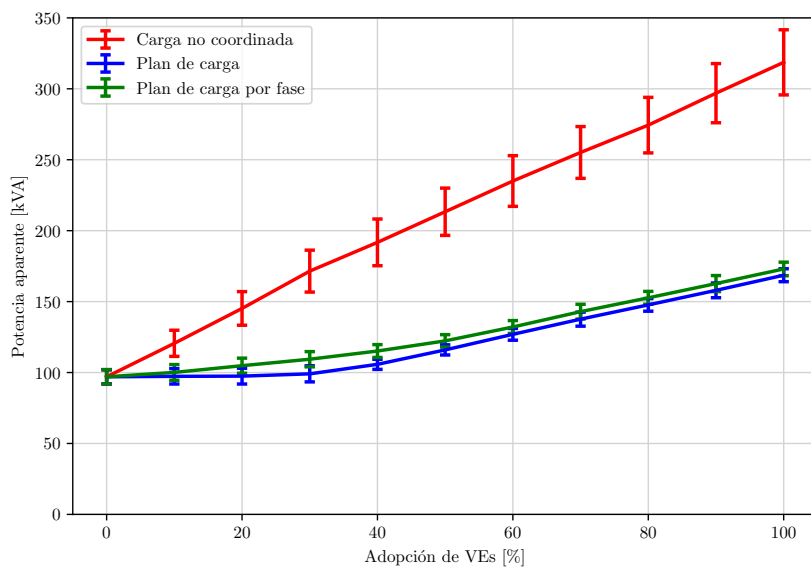
Tabla 3.6: Resultados de potencia para red 20

De la tabla 3.6 se encuentra que la opción de carga rápida sin coordinación supera la

capacidad nominal del transformador (300 kVA) y que por tanto no es posible lograr un 100% de adopción a menos que se incorpore la herramienta de gestión. Además, ambos tipos de coordinación permiten reducir sustancialmente la potencia máxima y por tanto permitir una mejor utilización de la capacidad del transformador. Para los escenarios coordinados se encuentran resultados de potencia algo superiores para el caso de la opción de carga rápida respecto de la carga lenta, situación que se abarcó también en la sección 3.3 y se discute en detalle más adelante en esta misma sección. Se aprecia además que la coordinación por fases incrementa levemente la potencia máxima, lo que es coherente con que el modelo de optimización no es capaz de ver la demanda agregada global, sino que observa y optimiza la demanda de cada fase por separado. Se aprecia además que los tiempos de simulación aumentaron considerablemente debido a que aumentó también el tamaño de la red.



(a) Caso carga lenta.



(b) Caso carga rápida.

Figura 3.28: Potencia medida en el secundario del transformador según nivel de adopción.

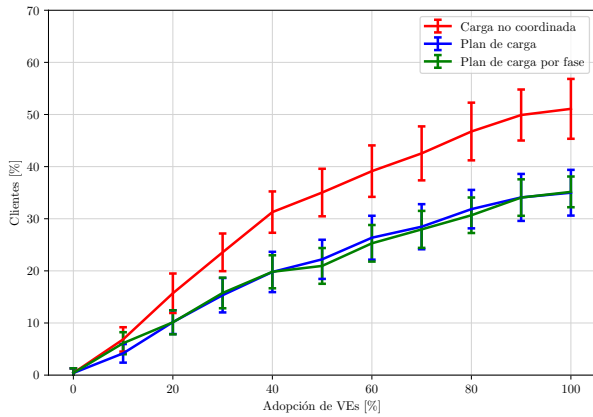
En la figura 3.28 se presenta la potencia máxima promedio de las simulaciones para diferentes niveles de adopción de VEs. Los resultados son consistentes con lo expuesto anteriormente para la red 12, en donde para el escenario sin coordinación la opción de carga rápida presenta una demanda máxima significativamente superior, debido a que la coincidencia de VEs en horas punta aún siendo menor que en el caso de carga lenta sigue siendo considerable y a que la potencia de carga de cada vehículo se duplica. Por otro lado, para los escenarios coordinados se presenta una potencia máxima superior en el caso de la coordinación por fase respecto de la coordinación sistémica, y superior para la opción de carga rápida respecto de la opción de carga lenta.

De lo presentado en 3.28 (a) se aprecia que para la red 20 todavía es posible operar con un 100 % de adopción de VEs sin superar la capacidad del transformador en el caso de carga lenta, mientras que en (b) (carga rápida) se tiene que desde un 90 % comienzan a presentarse problemas. Para un 90 % de adopción en cerca de la mitad de los casos simulados se supera la potencia máxima del transformador y ya para un 100 % de adopción se supera en la gran mayoría de los casos con el consecuente desprendimiento de carga que afectará fuertemente a algunos clientes y con lo cual no podrán ser satisfechas las demandas energéticas de algunos de los vehículos. Sin embargo, al introducir gestión de carga tanto sistémica como por fases, es posible reducir estos niveles de potencia *peak* de modo que no se supere la capacidad del transformador y que por tanto no ocurra desprendimiento de carga.

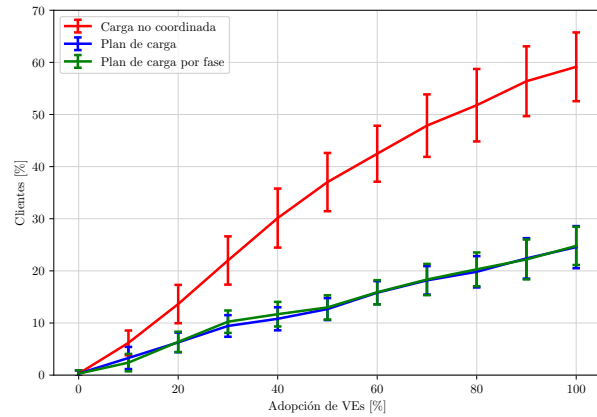
Voltaje en Nodos de Carga

En la figura 3.29 se presentan los resultados para 11 niveles de adopción ($\{0, 10, 20, \dots, 100\}$) con 100 simulaciones por escenario. En primer lugar, se aprecia se incrementó el orden de magnitud del porcentaje de clientes con problemas de caídas de tensión, logrando tan solo que no existan problemas de voltaje en el caso base. Esto guarda relación con el aumento significativo del número de cargas (alrededor de un 50 % respecto de la red 12) y la topología particular de la red 20. Es preciso hacer énfasis en que la importancia de estas figuras radica en las mejoras sustanciales que se producen al introducir algún tipo de coordinación, tanto para la opción de carga lenta como para la opción de carga rápida. En particular la coordinación permite menores niveles de clientes con problemas de tensión para el caso de la carga rápida. Esto se puede explicar en que la coordinación en este caso logra valores de potencia máxima similares a los de la carga lenta, pero con un menor nivel de desbalance dada la conexión trifásica de los vehículos. Esto se ahondará con mayor detalle en las figuras que siguen.

En el caso de la figura 3.29 se encuentra que nuevamente los escenarios coordinados permiten reducir el porcentaje de clientes con problemas de forma sustancial. Sin embargo en este caso no es suficiente para alcanzar niveles de adopción considerables. Esto se puede deber a que, dado el tamaño superior de la Red 20 y que se incorporan los VEs desde la cola de red hacia el transformador, se presentan problemas de voltaje en los nodos con mayor distancia eléctrica y por ende mayores pérdidas y mayores caídas de tensión. Se plantea para este caso evaluar la posibilidad de aumentar la referencia en el secundario del transformador de bajada, que dependerá del modelo del transformador. De todos modos, se mantienen los hallazgos más relevantes tales como: mejor desempeño de la opción de carga y leve mejora del enfoque de coordinación por fases en particular para la opción de carga lenta. El aumento en el orden



(a) Problemas de caídas de voltaje, caso carga lenta.



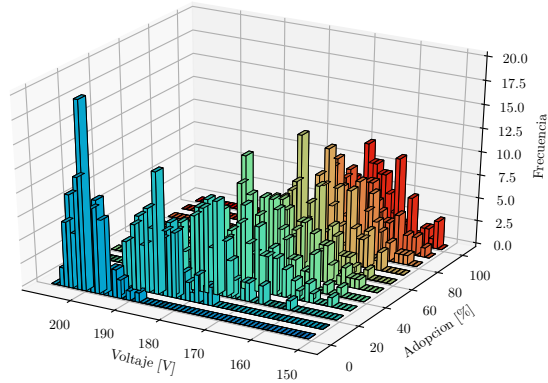
(b) Problemas de caídas de voltaje, caso carga rápida.

Figura 3.29: Porcentaje de clientes con problemas de voltaje acorde a la norma técnica

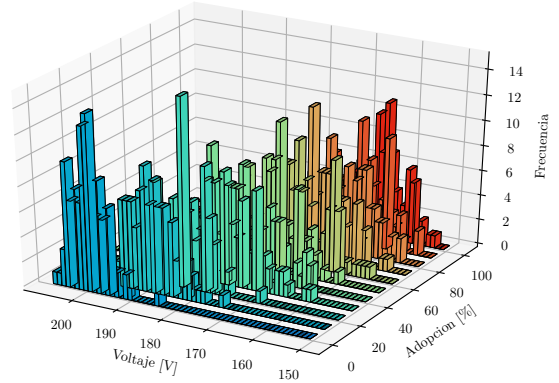
de magnitud del porcentaje de clientes con problemas de tensión puede explicarse también en el aumento de vehículos para el caso de 100 % de adopción, con 142 vehículos en contraste con los 100 vehículos de la Red 12.

Se presentan en la figura 3.30 y 3.31 los histogramas de voltaje mínimo y PVUR (coeficiente de desbalance) calculado para esos voltajes mínimos respectivamente. Así por ejemplo en (a) se tiene que para un 10 % de adopción la mayoría de los voltajes mínimos de las 100 simulaciones asociadas a este nivel de adopción se encuentran en torno a 190 V. De 3.30 (a) y (b) se tiene que en el escenario sin coordinación la carga lenta y la carga rápida presentan voltajes mínimos similares. Sin embargo, al introducir coordinación como en (d) y en (f), la opción de carga rápida permite mejorar los perfiles de voltaje mínimo. Asimismo, la coordinación por fase permite desplazar los histogramas de voltaje mínimo hacia valores superiores, lo que se aprecia claramente en (c) (coordinación sistémica); en donde se presentan voltajes en torno a 165 V, y en (e) (coordinación por fases); en donde los voltajes se presentan a partir de los 170 V.

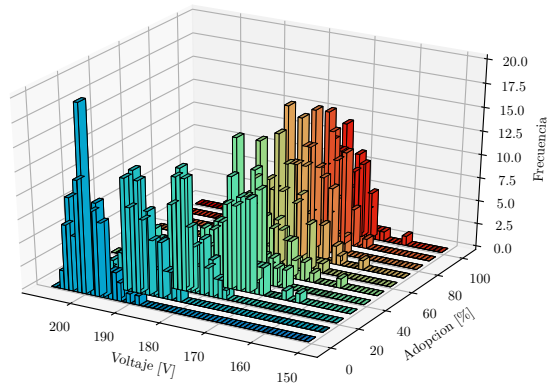
Finalmente de la figura 3.31 se aprecia que el coeficiente de desbalance es significativamente menor para todos los escenarios de la opción de carga rápida, esto es, que presenta menores niveles de desbalance. Esto explica en gran medida los menores problemas de caídas de tensión para la opción de carga rápida, debido a una disminución de las corrientes de secuencia negativa y cero como se detalla en la sección 1.1.4. Excepcionalmente al observar 3.29 (b) se aprecia que el escenario sin coordinación de carga rápida presenta cerca de un 60 % de clientes con problemas de caídas de tensión en contraste con el 50 % para el escenario sin coordinación de carga lenta, aún cuando la carga rápida presenta menor nivel de desbalance. Sin embargo, esta situación radica en la elevada potencia máxima que presenta la opción de carga rápida en el escenario no coordinado como se aprecia de 3.28 (b). Por otro lado se tiene que la coordinación por fases logra disminuir en cierto grado el coeficiente de desbalances con valores que bordean el 20 % en (c) (coordinación sistémica) y valores en torno a 15 % en (e) (coordinación por fases) para un 100 % de adopción de VE's.



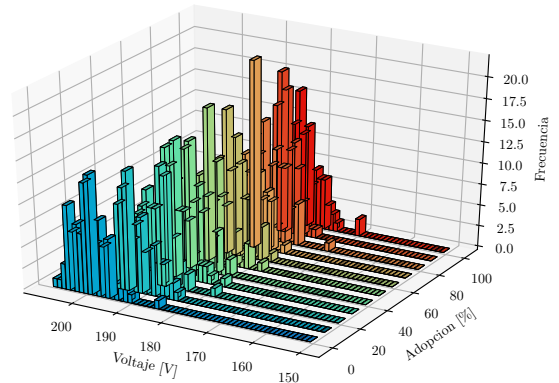
(a) Carga lenta sin coordinación.



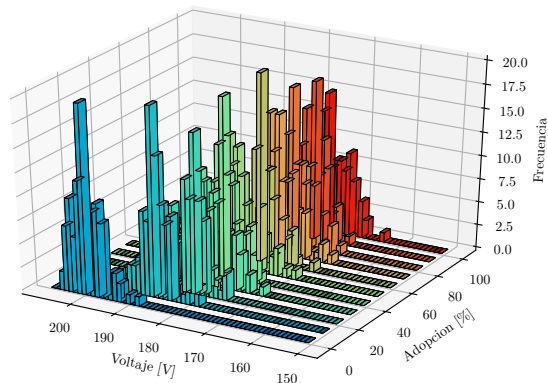
(b) Carga rápida sin coordinación.



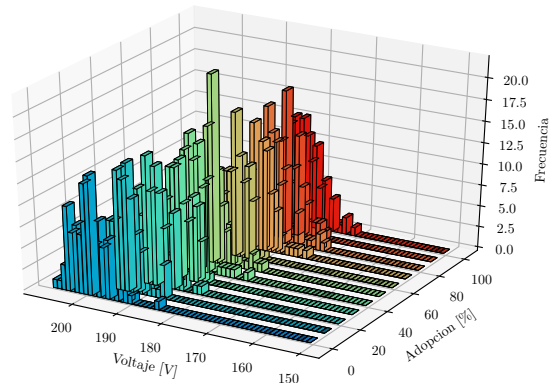
(c) Carga lenta con coordinación sistémica.



(d) Carga rápida con coordinación sistémica.

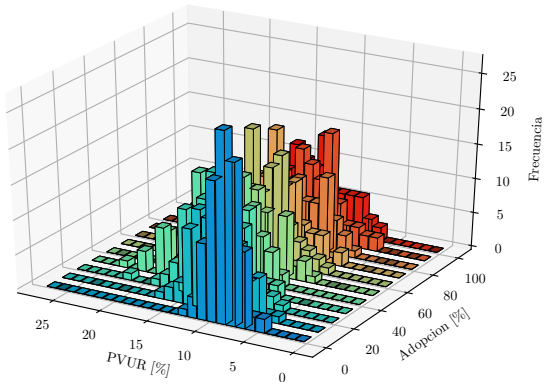


(e) Carga lenta con coordinación por fase.

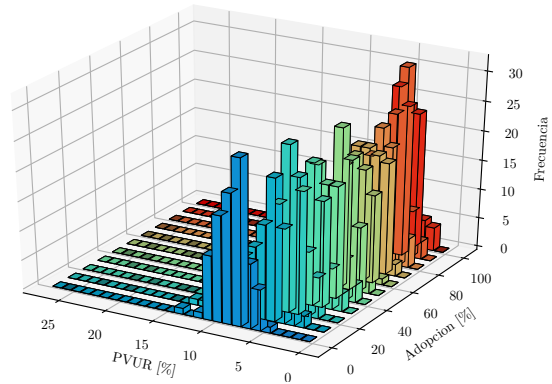


(f) Carga rápida con coordinación por fase.

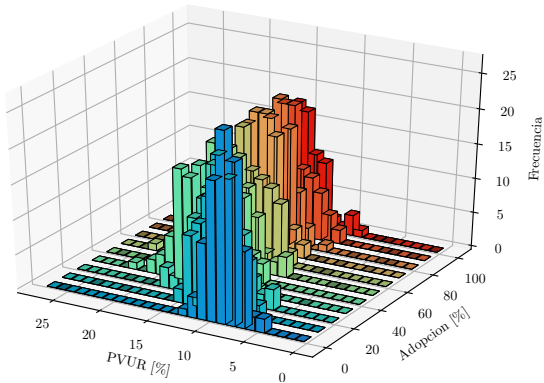
Figura 3.30: Voltaje mínimo del día vs frecuencia para cada nivel de adopción.



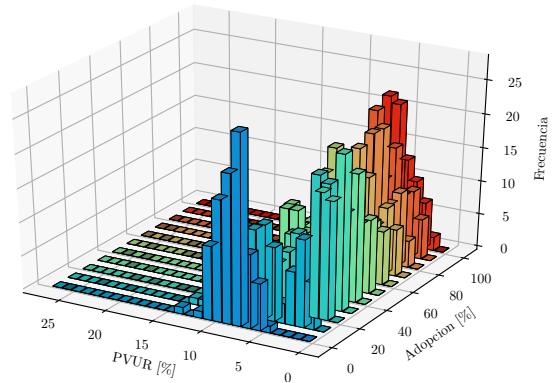
(a) Carga lenta sin coordinación.



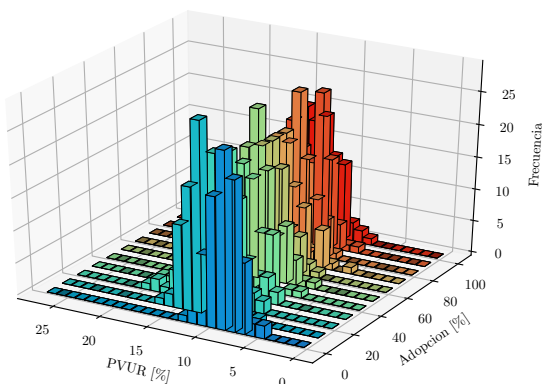
(b) Carga rápida sin coordinación.



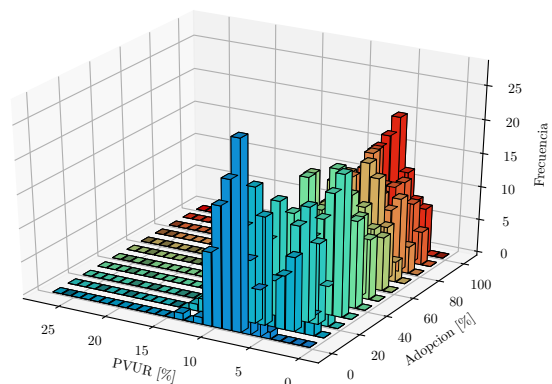
(c) Carga lenta con coordinación sistémica.



(d) Carga rápida con coordinación sistémica.



(e) Carga lenta con coordinación por fase.



(f) Carga rápida con coordinación por fase.

Figura 3.31: Coeficiente de desbalances calculado para el voltaje mínimo diario vs frecuencia, según cada nivel de adopción

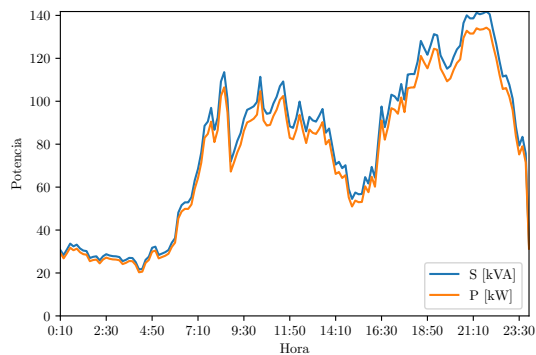
En el caso de las figuras 3.30 y 3.31 se presenta nuevamente que la opción de carga rápida presenta tanto un menor coeficiente de desbalance como voltajes mínimos menos radicales. De 3.31 (c) y (e) se encuentra nuevamente que el PVUR tiende a disminuir para el caso de coordinación por fase en contraste con el caso de coordinación sistémica.

3.4.3. Red 10

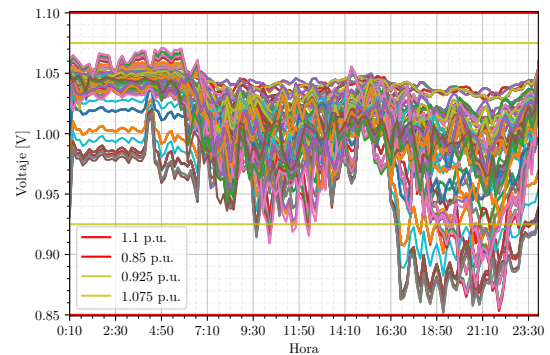
Se presenta a continuación un ejercicio de validación de red para pasar luego a un caso ilustrativo de gestión de demanda en la red 10 y finalmente presentar los resultados del análisis estadístico tanto para la potencia vista desde el transformador como el voltaje medido en nodos de carga. Las características de la red 10 se disponen en la sección 2.6.

Validación de Red

Se presentan en las figuras 3.32, 3.33 y 3.34 los diferentes escenarios de carga utilizados para la validación de red.

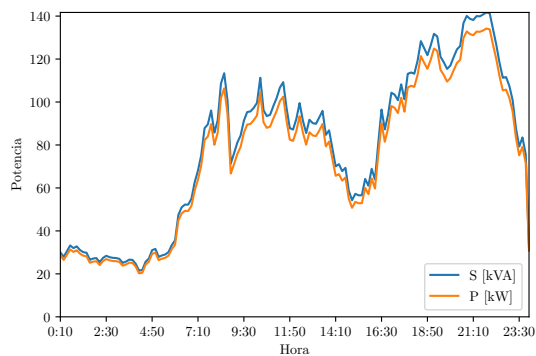


(a) Potencia medida en secundario del trafo.

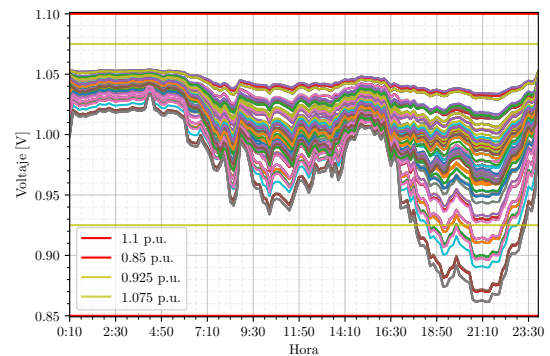


(b) Voltaje en nodos de carga.

Figura 3.32: Red trifásica desbalanceada.



(a) Potencia medida en secundario del trafo.



(b) Voltaje en nodos de carga.

Figura 3.33: Red trifásica con perfiles de consumo idénticos.

En 3.32 se simulan cargas monofásicas con perfiles de demanda individuales, en 3.33 se simulan cargas monofásicas que poseen un perfil de consumo idéntico calculado como la demanda agregada dividida por el número de cargas (tanto para VEs como para hogares) y en 3.34 se simulan cargas de perfiles individuales pero trifásicas, correspondiendo a una red balanceada. Para todos los casos se simuló el escenario sin coordinación con un 10 % de adopción de VEs. Dado que la red 10 posee 226 hogares, el 10 % corresponde a 23 VEs.

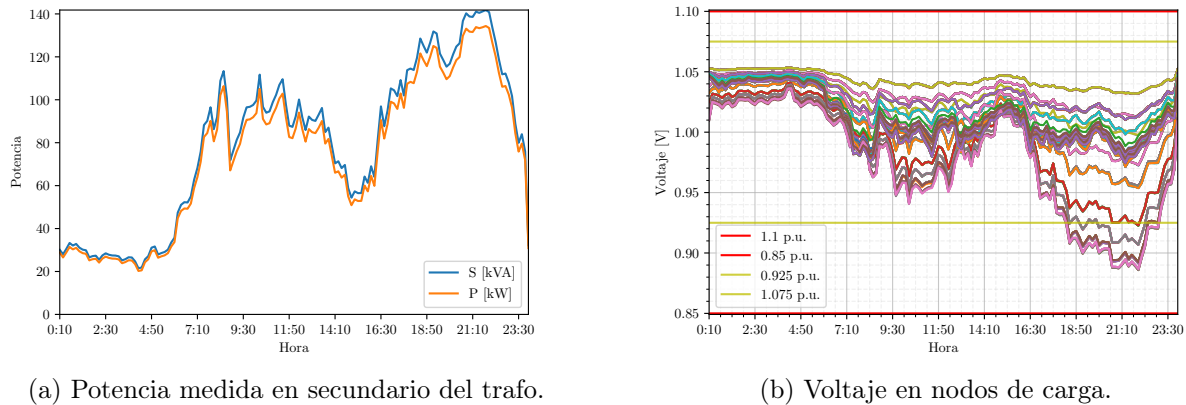


Figura 3.34: Red trifásica balanceada.

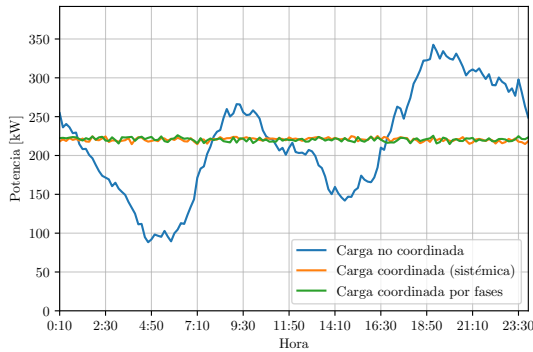
De las figuras 3.33 y 3.34 Se aprecia que al reducir el desbalance de las cargas desaparecen los períodos con voltaje por sobre la referencia del transformador, tal y como ocurrió para el caso de las redes 12 y 20. Además, se encuentra que la red presenta nodos con fuertes problemas de caídas de tensión. Esto último sin embargo es esperable de redes que no están diseñadas para la incorporación de VEs y se consideran validadas las redes dado que las sobretensiones radican en el desbalance de las cargas.

Potencia en el Transformador de Bajada

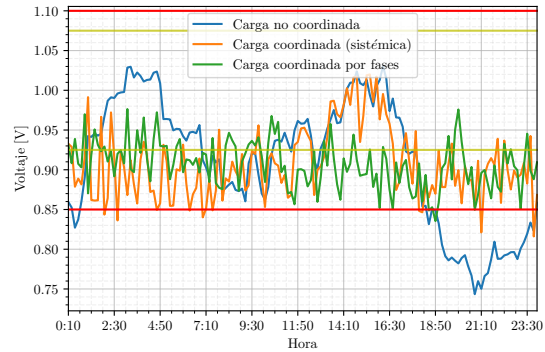
A modo de ejemplo se presenta la optimización de un escenario particular con 100 % de adopción de VEs (esto es 226 vehículos, uno por hogar). En 3.35 (a) y (c) se presenta la potencia vista desde el transformador para los escenarios sin coordinación (azul), con coordinación de la demanda de las fases de forma agregada (naranja) y con coordinación por fases (verde), para carga lenta y rápida respectivamente. Se aprecia que para ambas opciones de carga se supera la capacidad del transformador en las horas de la tarde cuando no se consideran acciones de coordinación para los VEs, lo que tiene como consecuencia el desprendimiento de carga con la consiguiente insatisfacción de los requerimientos de carga de algunos VEs y la afcción de las cargas residenciales desconectadas. Sin embargo, al introducir algún tipo de coordinación (tanto sistémica como por fases) es posible reducir los peaks de potencia de modo que no se supere la capacidad del transformador y sean satisfechas las demandas de carga, contando aún con holgura para la capacidad del transformador.

En las figuras 3.35 (b) y (d) se presenta el perfil de voltaje del nodo en cola de red. En particular se presenta el perfil de la fase a la cual se encuentra conectada la carga residencial y el vehículo en la opción de carga lenta. De las figuras se tiene que los escenarios sin coordinación alguna presentan problemas notables durante las horas de demanda peak, sobrepasando el

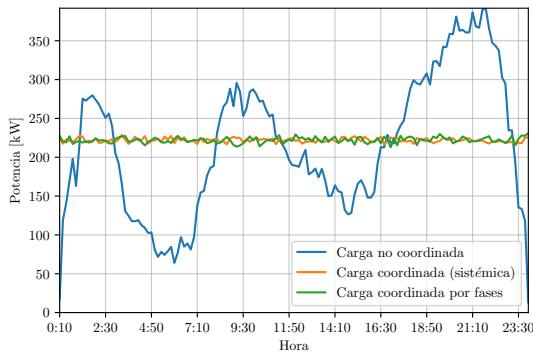
límite de 0.85 p.u. planteado por la norma (ver sección 1.1.1). En ambos casos, al introducir gestión de carga es posible reducir los problemas de caídas de tensión de forma que no se supere este límite inferior. Por otro lado, para el escenario sin coordinación se observa que aún cuando la potencia alcanza los 392 kW en el caso de carga rápida (343 kW en el caso de carga lenta), el perfil de voltaje no es tanto peor en términos de las caídas de voltaje, lo que puede ser explicado por la característica trifásica (balanceada) de la opción de carga rápida. Este punto se aborda más adelante en esta sección.



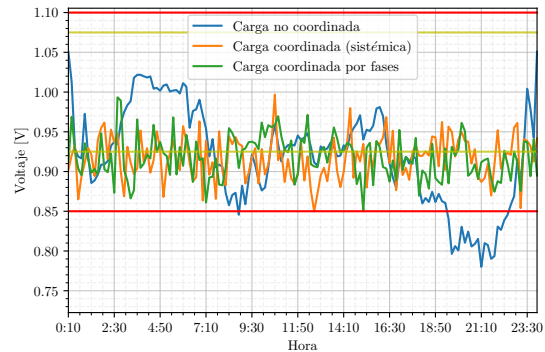
(a) Potencia medida en el secundario del transformador, carga lenta.



(b) Voltaje en nodo de cola de red, carga lenta.



(c) Potencia medida en el secundario del transformador, carga rápida.



(d) Voltaje en nodo de cola de red, carga rápida.

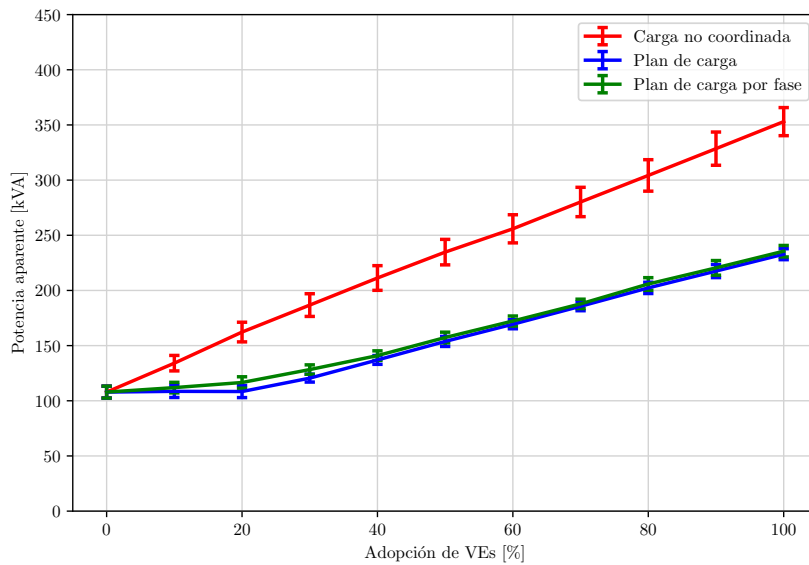
Figura 3.35: Resultados de escenario particular con 100 % de adopción de VEs en la Red 10.

En la tabla 3.7 se presentan los resultados de potencia máxima promedio de 100 simulaciones para un 100 % de adopción de VEs. La idea de presentar los resultados promedio de 100 simulaciones es obtener indicadores globales, aplicables a una mayoría de casos, desprendiendo los resultados de tendencias particulares asociadas a cada grupo de vehículos y consumos residenciales. En la tabla se presenta el nivel de adopción posible en términos de la potencia del transformador de bajada (hosting capacity), el promedio de la potencia aparente (S , kVA) máxima de las 100 simulaciones y el promedio de la máxima potencia real (P , kVA), ambas observadas desde el transformador de bajada.

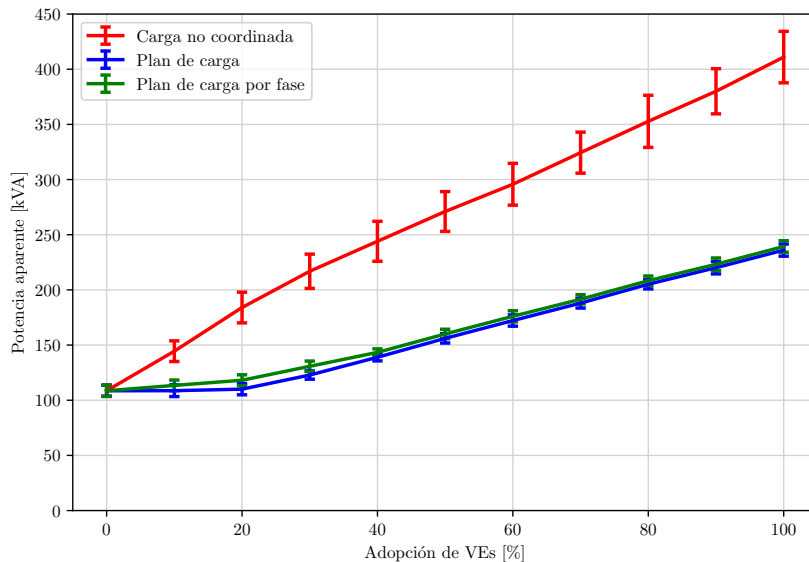
Dado que la Red 10 corresponde a la red con mayor número de cargas (226), se obtienen niveles de potencia agregada superiores a los de las redes 12 y 20. Se aprecia que en términos

	Carga lenta			Carga rápida		
Tiempo de simulación	19:23:50			30:44:04		
Resultados promedio	Sin coord.	Coord. sistémica	Coord. por fase	Sin coord.	Coord. sistémica	Coord. por fase
Hosting Capacity [%]	85.0	100	100	73.0	100	100
Máxima S [kVA]	353.0	232.8	235.6	411.0	236.1	239.3
Máxima P [kW]	342.3	225.2	228.9	399.4	229.0	232.4

Tabla 3.7: Resultados de potencia para red 10



(a) Caso carga lenta.



(b) Caso carga rápida.

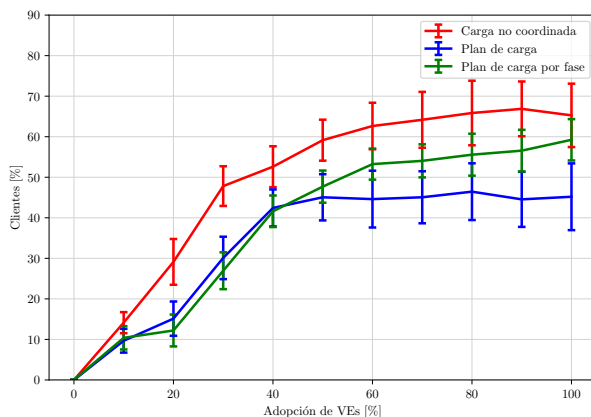
Figura 3.36: Potencia medida en el secundario del transformador según nivel de adopción.

de la potencia del transformador solo es posible una adopción del 73 % (165 VEs) para la opción de carga rápida y 85 % (192 VEs) para la opción de carga lenta. Sin embargo, al incorporar algún tipo de gestión de carga es posible aumentar la adopción al 100 % con una notable reducción de la demanda agregada máxima. Por otro lado, los resultados son consistentes con los resultados de las redes anteriores, con un desempeño en términos de potencia algo inferior para el caso de coordinación por fases respecto de la coordinación sistémica, y un desempeño en términos de potencia inferior para la opción de carga rápida respecto de la opción de carga lenta.

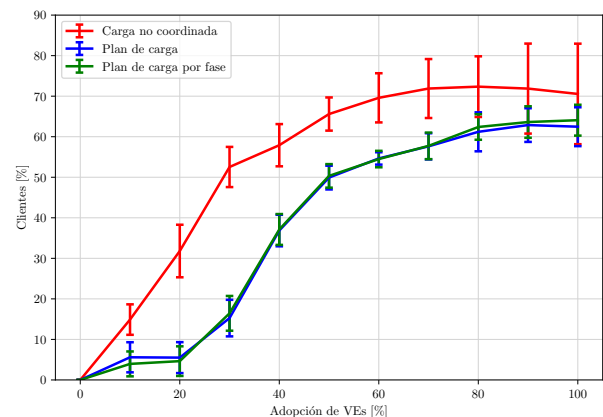
En la figura 3.36 se presenta la potencia máxima promedio de las 100 simulaciones para diferentes niveles de adopción de VEs. Así por ejemplo, en (a) se tiene que para un 100 % de adopción en el escenario no coordinado se presenta una demanda máxima de 350 kVA que supera la capacidad del transformador de bajada (300 kVA). Sin embargo, en ambos escenarios coordinados la potencia se encuentra en torno a 240 kVA, potencia significativamente menor y que permite evitar el desprendimiento de carga que se da al sobrepasar la capacidad del transformador.

Voltaje en Nodos de Carga

En la figura 3.37 se presentan los resultados para 11 niveles de adopción ($\{0, 10, 20, \dots, 100\}$) con 100 simulaciones por escenario. Estas 100 simulaciones tiene el objetivo de capturar resultados globales por sobre resultados asociados a un escenario particular, con un conjunto de cargas residenciales y vehículos particulares. Se aprecia que en el caso de la Red 10 que se presentan problemas de voltaje desde una adopción del 10 % tanto para la opción de carga lenta como rápida. Asimismo en este escenario particular ocurre que la coordinación por fases presenta mayores niveles de problemas en el caso de carga lenta lo que será analizado en detalle en esta sección. De todos modos se destaca que es posible reducir los problemas de caídas de tensión al introducir algún tipo de gestión de carga como consecuencia de la reducción de los peak de demanda agregada.



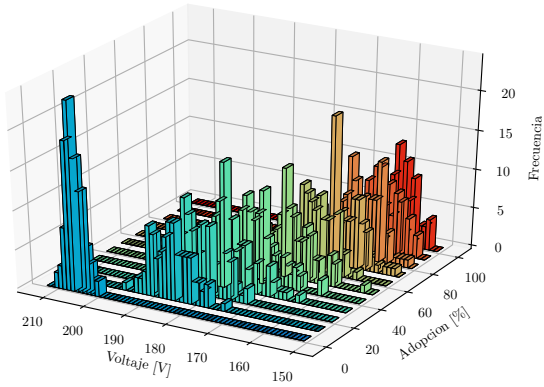
(a) Problemas de caídas de voltaje, caso carga lenta.



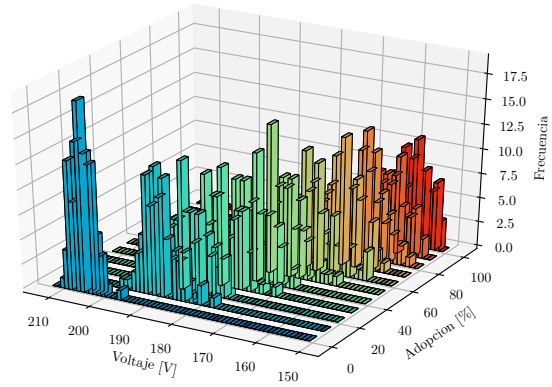
(b) Problemas de caídas de voltaje, caso carga rápida.

Figura 3.37: Porcentaje de clientes con problemas de voltaje acorde a la norma técnica

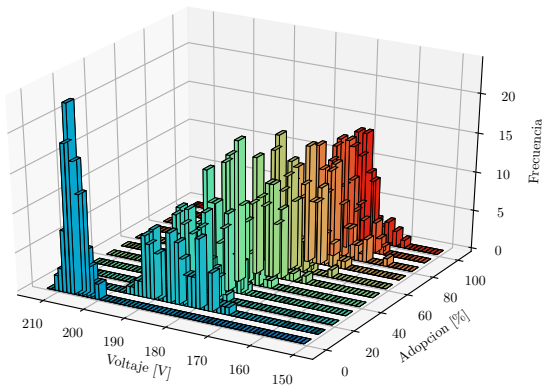
Tanto en (a) como en (b) se encuentra que al pasar de 90 % a 100 % de adopción el



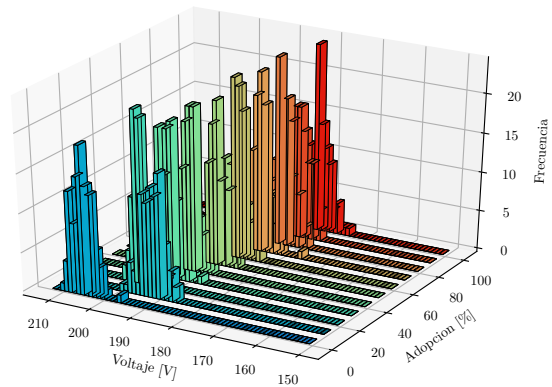
(a) Carga lenta sin coordinación.



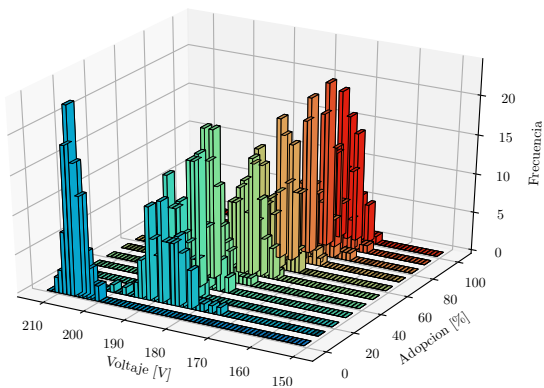
(b) Carga rápida sin coordinación.



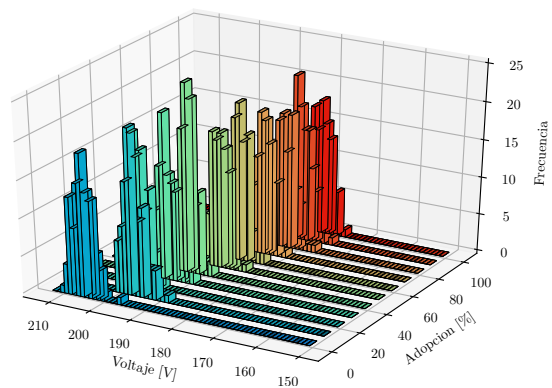
(c) Carga lenta con coordinación sistémica.



(d) Carga rápida con coordinación sistémica.

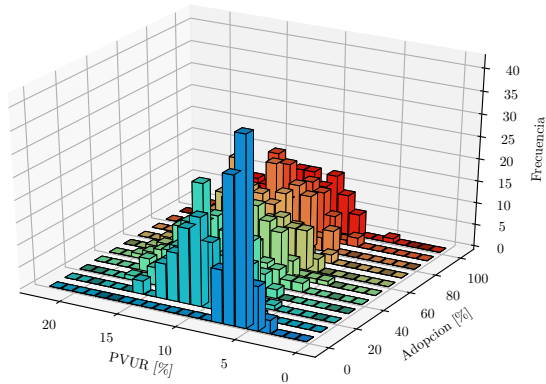


(e) Carga lenta con coordinación por fase.

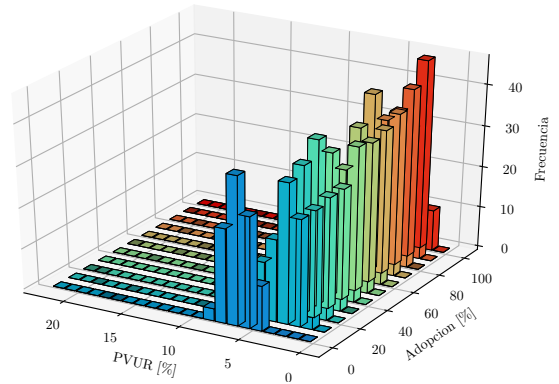


(f) Carga rápida con coordinación por fase.

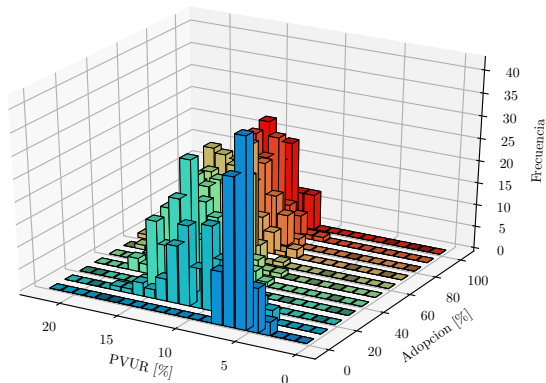
Figura 3.38: Voltaje mínimo del día vs frecuencia para cada nivel de adopción.



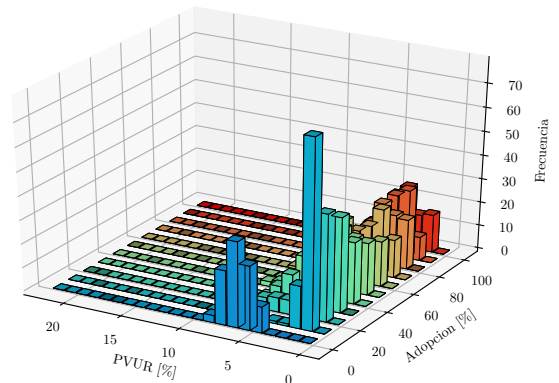
(a) Carga lenta sin coordinación.



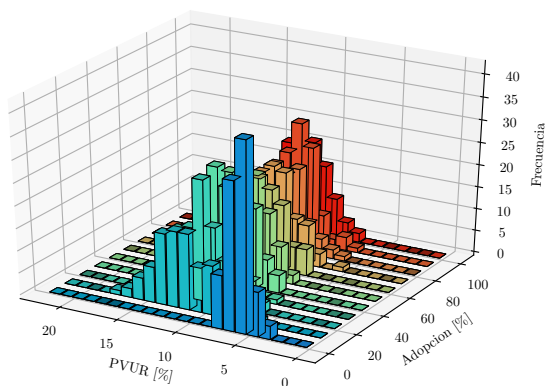
(b) Carga rápida sin coordinación.



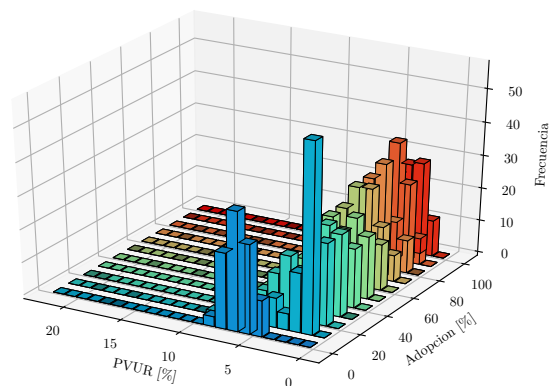
(c) Carga lenta con coordinación sistémica.



(d) Carga rápida con coordinación sistémica.



(e) Carga lenta con coordinación por fase.



(f) Carga rápida con coordinación por fase.

Figura 3.39: Coeficiente de desbalances calculado para el voltaje mínimo diario vs frecuencia, según cada nivel de adopción

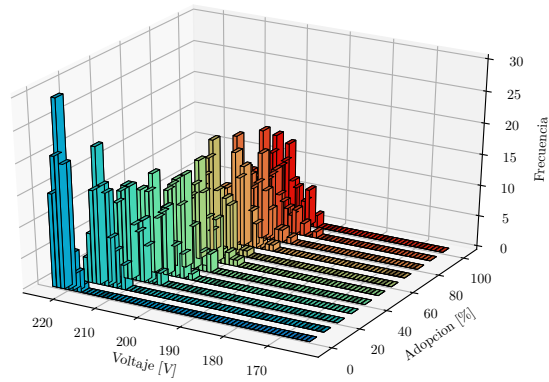
porcentaje de clientes con problemas de caídas de tensión tiende a disminuir para el escenario sin coordinación. Sin embargo al observar 3.36 se tiene que efectivamente aumentó la potencia máxima al aumentar de 90 % a 100 % la adopción en ambos casos. Por lo demás, al observar las figuras 3.38 (a) y (b), en donde se presenta el histograma de voltaje mínimo para el escenario sin coordinaciones de las opciones de carga lenta y rápida respectivamente, se observa que los voltajes tienden a disminuir como es esperable de un aumento en la carga. Por tanto se atribuye este fenómeno a algún factor inherente a las redes.

Al observar 3.38 se encuentran valores de voltaje mínimo similares para ambos tipos de carga en el escenario sin coordinación. Por otro lado al incorporar coordinación de algún tipo la carga rápida mejora sus niveles de voltaje en comparación con la carga lenta, lo que radica en que tras la optimización se obtienen valores similares de demanda agregada pero la carga rápida presenta además una conexión trifásica (balanceada), lo que reduce las caídas de voltaje como acorde con lo expuesto en 1.1.4. Esto se puede apreciar al observar la figura 3.39 en donde se presenta el PVUR (coeficiente de desbalance) calculado para los voltajes mínimos presentados en 3.38. En todos los casos se tiene que la opción de carga rápida presenta un menor coeficiente de desbalance. Por otro lado, al comparar la coordinación por fases en el escenario de carga lenta (e) con la coordinación sistémica (c) se encuentra que efectivamente se reduce el PVUR y por tanto el nivel de desbalance del sistema, como era de esperar para el esquema que considera la carga de cada una de las fases. El fenómeno que se presenta en 3.37, en donde aún con menor nivel de desbalance se presentan peores niveles de clientes con problemas de caídas de tensión, se analiza con mayor detalle más adelante en esta sección.

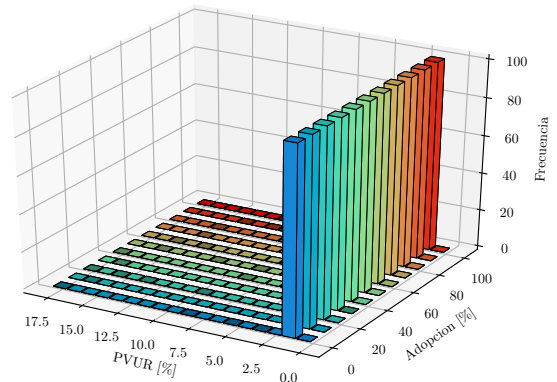
De la figura 3.37 se aprecia nuevamente porcentajes elevados de clientes con problemas de caídas de tensión. Dado que nuevamente se trabaja con una red de mayor extensión, el porcentaje de clientes con problemas se puede explicar por la ubicación de los vehículos desde la cola de la red hacia el transformador. Un resultado que se distingue con respecto a los obtenidos para las redes 12 y 20 corresponde al aumento en el número de clientes con problemas de caídas de tensión para el caso de coordinación por fases respecto de la coordinación sistémica en la opción de carga lenta. Al observar las figuras 3.38 y 3.39 se aprecia que efectivamente la coordinación por fases presenta con menor frecuencia valores mínimos de voltaje extremos, mientras que el coeficiente de desbalance se ve reducido. Se plantea que para este caso la acción de disminución de desbalances juega en contra al aumentar la carga en una fase que anteriormente se encontraba con una menor carga que las demás, pero que al ser exigida levemente, empeora fuertemente el porcentaje de clientes con problemas. En ese sentido se entiende que el desempeño del esquema de coordinación por fases es *case specific*. Esto no es un problema dado que el análisis se realiza anterior a la operación de la red y por tanto se puede optar por el esquema que presente simplemente los mejores resultados. Esto último se analiza en mayor detalle en la sección 3.4.5.

3.4.4. Análisis de desbalances

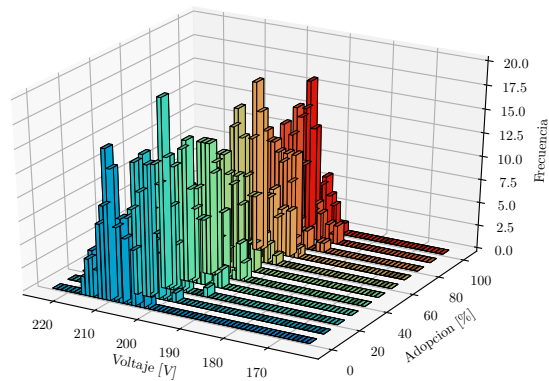
Para ahondar en la influencia que presenta el nivel de desbalance en el perfil de tensión se realizó un análisis adicional considerando la opción de carga rápida sin coordinación, variando el nivel de adopción en los rangos $\{0, 10, \dots, 100\}$ con 100 simulaciones por nivel de adopción. Para estas simulaciones se simuló la Red 12.



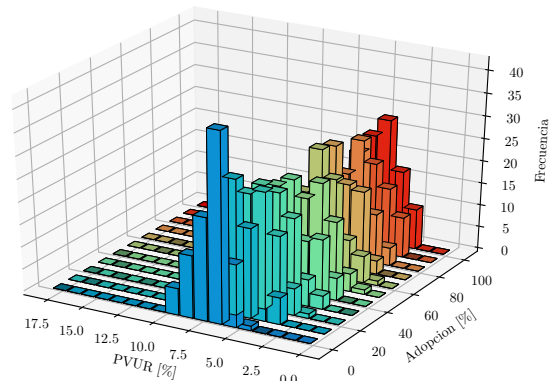
(a) Voltaje mínimo para cargas trifásicas.



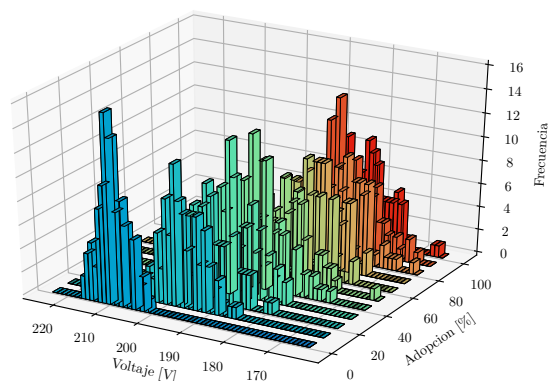
(b) PVUR para cargas trifásicas.



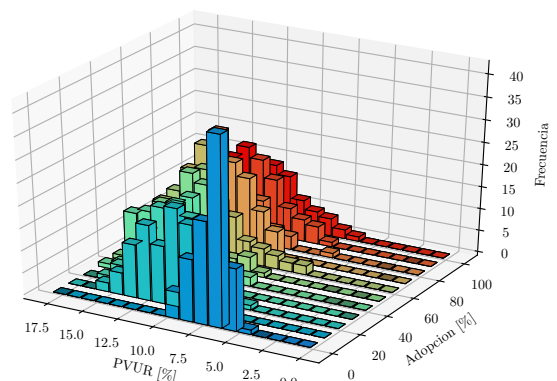
(c) Voltaje mínimo para carga EV trifásica.



(d) PVUR para carga EV trifásica.



(e) Voltaje mínimo para cargas monofásicas.



(f) PVUR para cargas monofásicas.

Figura 3.40: Voltaje mínimo diario y coeficiente de desbalances calculado para el voltaje mínimo diario vs frecuencia, según cada nivel de adopción

Se contemplaron tres escenarios, el primero considera cargas monofásicas, tanto residenciales como de VEs. El segundo escenario contempla carga EV trifásica y el tercer escenario considera tanto cargas residenciales como EV trifásicas.

Se obtuvieron los histogramas de voltaje mínimo y de PVUR. De este modo, en la figura 3.40 (a) y (b) se encuentra el escenario con mejores voltajes mínimos, en donde ocurre justamente que el coeficiente de desbalance es nulo. En (c) y (d) se aprecia que empeora el PVUR como también las magnitudes de los voltajes mínimos. Finalmente, en (e) y (f) se presenta el peor escenario en términos de voltajes mínimos, en donde ocurre precisamente que el coeficiente de desbalance empeora, alcanzando valores en torno a 15 %.

Por otro lado, en la figura 3.41 se presenta una imagen de los voltajes mínimos obtenidos de cada simulación. Se aprecia que el tipo de carga influye fuertemente en los niveles de voltaje mínimo, con el peor escenario el de cargas monofásicas y el mejor de cargas trifásicas. Esto se condice con lo expuesto en 1.1.4, en donde la presencia de cargas desbalanceadas aumenta la presencia de corrientes de secuencia negativa y cero, que a su vez aumentan las pérdidas y por tanto las caídas de tensión. En particular, la corriente de secuencia cero representa un desbalance que ocasiona que fluya corriente por el neutro, con las pérdidas que ello implica.

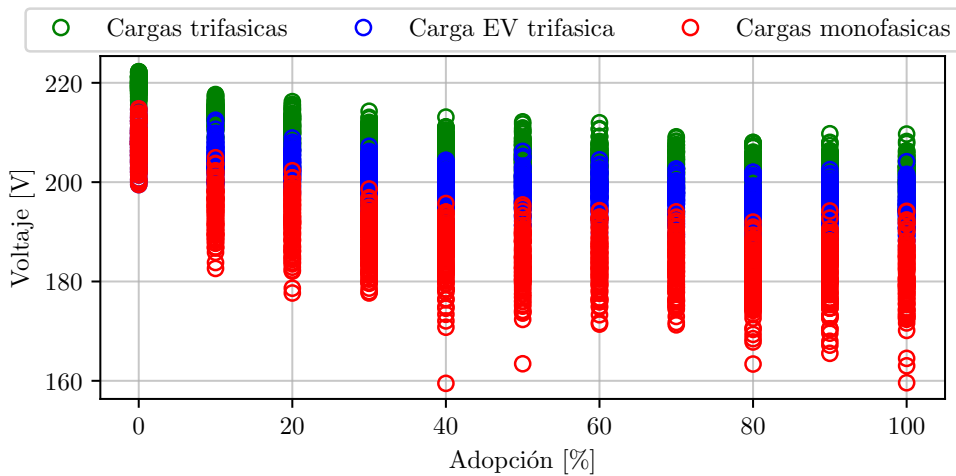


Figura 3.41: Voltajes mínimos obtenidos para cada simulación, según escenario.

3.4.5. Análisis Esquema de Optimización por Fases

Con el fin de ahondar en los resultados obtenidos en la figura 3.37 (a) con respecto al desempeño de la coordinación por fases, se comparan los porcentajes de variación de la potencia por fase, al pasar del escenario de coordinación sistémica al escenario de coordinación por fases, simulando un 100 % de adopción en cada red y considerando la opción de carga lenta. Para ello se obtuvo la potencia promedio de cada fase y se calculó la variación de aquellas potencias por sobre la potencia promedio, al pasar del esquema sistémico al esquema por fases. En el caso de la Red 12 se simuló un escenario con un 8 % de clientes con problemas de caídas de tensión en el caso no coordinado, mientras que un 3 % y un 2 % presentan estos problemas para los casos de coordinación sistémica y por fases respectivamente. En el caso de la Red 20 se tienen 47 %, 37 % y 36 % respectivamente, mientras que para la Red 10 se tienen 70 %, 39 % y 61 % respectivamente.

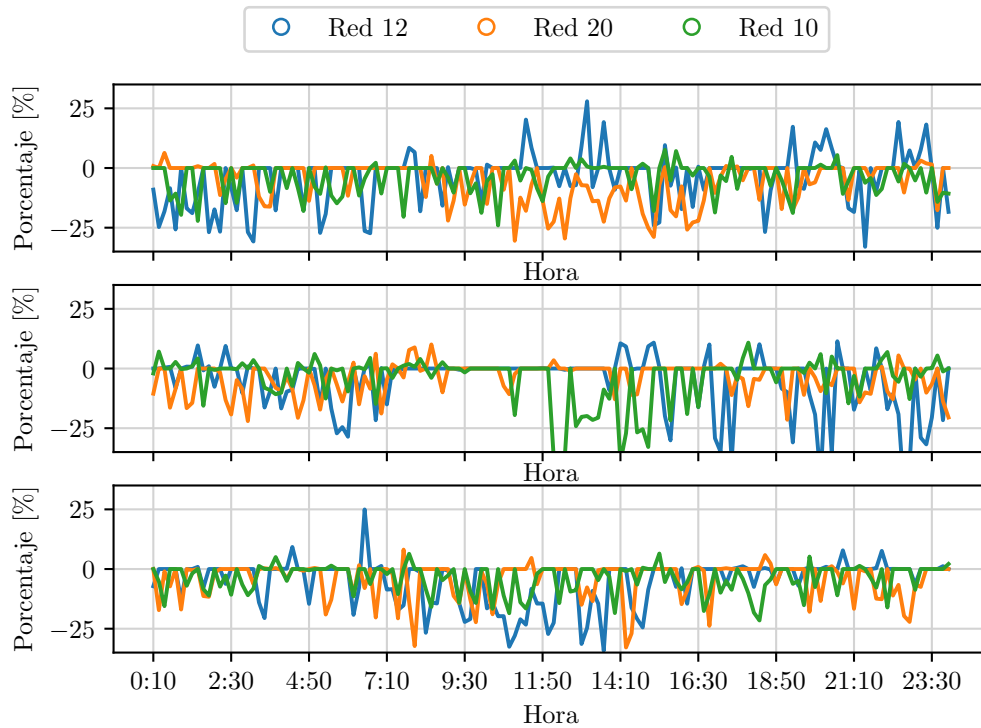


Figura 3.42: Variaciones de *peaks* de potencia al pasar de coordinación sistémica a coordinación por fases, con fase I (arriba), fase II (centro) y fase III (abajo).

En la figura 3.42 se presentan las reducciones de potencia con una variación porcentual negativa y los incrementos con un variación porcentual positiva. Se aprecia que en general la Red 10 es capaz de reducir las potencias elevadas la mayoría del tiempo y en todas las fases, obteniendo resultados similares a los de las redes 12 y 20. Incluso se presentan mejores resultados que los de la red 12, pues no se presentan las puntas de incremento que se aprecian en la fase I. Existe la posibilidad de que al aplanar la demanda coincidente de una de las fases, se alcance un valor plano pero por debajo de lo establecido por la norma, valor que se encontrará una mayor parte del tiempo infringiendo la restricción dada su característica plana. Esto sucede porque se debe recordar que el modelo no está considerando los límites de voltaje entre sus restricciones sino que se trata únicamente de un problema de minimización de la demanda máxima coincidente. Mientras que antes de realizar el aplanado de la curva solo hubiera estado e.g. el 50 % del tiempo infringiendo la normativa y por tanto se tendría un menor porcentaje de clientes con problemas de tensión antes de minimizar las potencias *peak*.

Capítulo 4

Conclusiones

El principal hallazgo de este proyecto es el gran potencial que tiene el proceso de gestión de carga óptima de vehículos eléctricos ante la posibilidad de carga rápida. Esta posibilidad es muy relevante pues le permite al usuario una mayor disponibilidad del vehículo dados los menores tiempos de carga. En ese sentido, es importante considerar esta mayor versatilidad pues influye también en la decisión que toman las personas al elegir adquirir un vehículo eléctrico por sobre un vehículo convencional. Se encuentra que la incorporación de vehículos con estas grandes capacidades de carga estresan la red de distribución muy por encima del caso con opción de carga lenta, cuando no se considera ningún tipo de herramienta de gestión. Por ejemplo el ADMD para 100 VEs de carga rápida es 2.21 kW y para 100 VEs de carga lenta es 2.01 kW, mientras que la carga rápida de un solo vehículo es de 7.2 kW y la carga lenta de 3.6 kW. La incorporación de estrategias de coordinación permite por otro lado reducir la necesidad de mayores capacidades de red a niveles satisfactorios, con una demanda agregada por debajo del caso de carga lenta sin coordinación y cercana al caso de gestión óptima para carga lenta. Es decir, la coordinación de carga rápida presenta tan buenos resultados como la coordinación de carga lenta, permitiendo además cargar cada vehículo en menos tiempo.

El enfoque de carga comunitaria valida las prestaciones que la carga rápida puede brindarle a los usuarios, en donde posibilita mejorar los estándares de satisfacción del cliente final a partir de un mayor abastecimiento de energía en horas críticas para el usuario. Sin embargo, se debe considerar que en condiciones de restricciones de potencia, e.g. un alimentador con alta penetración de VEs que se encuentre sumamente cargado, no es posible hacer uso de las prestaciones de carga rápida sin ir en desmedro de los demás usuarios de la red. Esto último se podría solucionar si se contara con un sistema de almacenamiento en el lugar donde se está realizando la carga comunitaria de vehículos, así la gestión de carga comunitaria se realizaría en conjunto con la gestión del almacenamiento local para evitar los problemas de red.

A nivel de planes de carga, se encuentra que la gestión de VEs permite obtener porcentajes de reducción considerablemente superiores para la opción de carga rápida. Esto es, aún cuando el caso sin coordinación requiere de grandes capacidades de potencia en la opción de carga rápida, al incorporar herramientas de gestión se obtienen niveles de demanda muy similares al caso de carga lenta coordinada. Por ejemplo, para 100 hogares cada uno con un vehículo con carga lenta se encuentra que la demanda agregada (de hogares más vehículos)

máxima es 186.87 kW, mientras que tras la coordinación es de 120.9 kW para el mismo ejemplo (reducción de un 35 %). Para el mismo grupo de hogares pero esta vez cada uno con un vehículo de carga rápida se encuentra una demanda agregada máxima de 238.7 kW, mientras que tras la coordinación es de 120.89 kW para el mismo ejemplo (reducción de un 49 %). Con ello se tiene que la carga rápida es tan bondadosa como la opción de carga lenta bajo condiciones de control, siendo capaz además de brindarle mayor flexibilidad de carga al usuario final.

Otro resultado fundamental es la reducción de clientes con problemas de caídas de tensión para la opción de carga rápida. Se encontró que dada la simetría de la carga rápida por su conexión trifásica, se reduce el nivel de desbalance de la red y por tanto se reducen las variaciones de voltaje. Con ello, es posible alcanzar mayores niveles de adopción de esta tecnología en comparación con la opción de carga lenta monofásica. Por ejemplo, para la red 20 con 142 hogares, al disponer de un vehículo eléctrico con carga lenta por hogar se encuentra que en promedio un 51 % de los clientes presentan problemas de caídas de tensión en el escenario sin coordinación, mientras que para el escenario coordinado esto ocurre para cerca del 35 % de los clientes. Para la misma cantidad de hogares y vehículos pero esta vez con carga rápida, el promedio de clientes con problemas de caídas de voltaje alcanza el 58 % en el escenario no coordinado, pero se reduce a cerca del 24 % en el escenario coordinado, esto es 11 % menos clientes con problemas de caídas de voltajes en comparación con el escenario coordinado para vehículos de carga lenta.

Se encuentra que el enfoque utilizado permite abordar de forma aproximada redes desbalanceadas al ser capaz de optimizar cada una de las fases por separado, pero en ningún caso se consideran los voltajes de la red como restricciones en el problema de optimización para decidir la estrategia de carga, siendo una de las limitaciones del presente trabajo. En ese sentido, la consideración de la demanda por cada fase permite reducir los niveles de clientes con problemas de voltaje en la mayoría de los casos, sin desmejorar a grandes rasgos la reducción de la máxima demanda agregada que brinda la coordinación.

Se establece que han sido satisfechos los objetivos específicos del presente proyecto, habiendo logrado desarrollar los modelos de red, plantear y resolver los problemas de optimización, realizar un análisis estadístico a partir de múltiples simulaciones y evaluar los impactos que tiene la incorporación de vehículos en diferentes escenarios. Se logra el objetivo general, en cuanto es posible operar manteniendo los estándares de calidad y seguridad de la norma técnica para mayores niveles de adopción de VEs a través del programa de coordinación de carga. Se recalca que para que la mayor adopción de VEs reduzca las emisiones de carbono, es necesario contar con una matriz de generación fuertemente renovable.

Dentro de los principales aprendizajes del presente proyecto se encuentran: la importancia que tiene el análisis de datos para generar entradas al modelo que sean consistentes con la realidad; la necesidad de formar modelos de simulación que crezcan por etapas, con el fin de mantener tanto validez como simplicidad; el rol fundamental que tienen los procesos de verificación tras la obtención de resultados; una noción de la complejidad que tiene la gestión de la operación de redes ante la inserción de nuevas tecnologías, y el potencial que tiene la conexión entre herramientas de optimización y modelos de red a través de una plataforma intermedia como Python.

El modelo desarrollado es expansible, por lo que se plantea como trabajo futuro incorporar otros elementos al problema de optimización tales como generadores distribuidos, almacenamiento, modelamiento del cambiador de tap y otros elementos de redes inteligentes. Para ello, un posible enfoque es desarrollar un flujo de potencia óptimo que incorpore estos elementos y que genere la información de requerimientos de carga para el programa de coordinación planteado en el presente estudio. Se plantea también la posibilidad de explorar mayormente el escenario de carga comunitaria a partir de datos experimentales de carga crítica para usuarios finales.

Capítulo 5

Bibliografía

- [1] CNE. Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, 2019.
- [2] I. Sharma, C. Cañizares, and K. Bhattacharya. Smart charging of pevs penetrating into residential distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(3):1196–1209, May 2014.
- [3] T. Randall. Here’s how electric cars will cause the next oil crisis, 2016.
- [4] Felix Braam, Arne Gross, Michael Mierau, Robert Kohrs, and Christof Wittwer. Coordinated charge management for battery electric vehicles: Operation management of charging infrastructures for battery electric vehicles considering vehicle, infrastructure, and grid constraints. *Computer Science - Research and Development*, 07 2016.
- [5] L. Cheng, Y. Chang, and R. Huang. Mitigating voltage problem in distribution system with distributed solar generation using electric vehicles. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(4):1475–1484, Oct 2015.
- [6] M. H. Albadi, A. S. Al Hinai, A. H. Al-Badi, M. S. Al Riyami, S. M. Al Hinai, and R. S. Al Abri. Unbalance in power systems: Case study. In *2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, pages 1407–1411, 2015.
- [7] Edvard Csanyi. The analysis of four network schemes in terms of reliability and protection, 2017.
- [8] EVChargeSolutions Website. Charging 101, 2017.
- [9] Adriel Pérez Tellez. Modelling aggregate loads in power systems. In *KTH Royal Institute of Technology, School of Electrical Engineering*, 2017.
- [10] J. Quirós-Tortós, A. N. Espinosa, L. F. Ochoa, and T. Butler. Statistical representation of ev charging: Real data analysis and applications. In *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pages 1–7, June 2018.

- [11] I. Sharma, C. A. Cañizares, and K. Bhattacharya. Modeling and impacts of smart charging pevs in residential distribution systems. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–8, July 2012.
- [12] G. Moyano. Pequeños medios de generación distribuida (pmgd) como eje de apoyo a la transición energética, 2020.
- [13] G. Fenés. Actualización de datos refleja crecimiento del 54% en las instalaciones de generación distribuida durante 2019 en Chile, 2020.
- [14] Pilar Sánchez. Chile ya tiene 46,3 mw de instalaciones de autoconsumo, 2020.
- [15] International Energy Agency (IEA). Global ev outlook 2020, 2020.
- [16] Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC). Informe del mercado automotor noviembre 2019, 2019.
- [17] Reporte Sostenible. Flota de buses eléctricos en Chile es la mayor de Latinoamérica y la segunda a nivel mundial, 2019.
- [18] S. Paudyal, C. A. Cañizares, and K. Bhattacharya. Three-phase distribution opf in smart grids: Optimality versus computational burden. In *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, pages 1–7, Dec 2011.
- [19] Andrew Pimm, Tim Cockerill, and Peter Taylor. The potential for peak shaving on low voltage distribution networks using electricity storage. *Journal of Energy Storage*, 16:231–242, 04 2018.
- [20] P. Pillay and M. Manyage. Definitions of voltage unbalance. *IEEE Power Eng. Rev.*, 21(5):49–51, 2001.
- [21] Dickson Chembe. Reduction of power losses using phase load balancing method in power networks. *Lecture Notes in Engineering and Computer Science*, 2178, 10 2009.
- [22] O. P. Taiwo, R. Tiako, and I. E. Davidson. Investigation of voltage unbalance in low voltage electric power distribution network under steady state mode. In *2017 IEEE 3rd International Conference on Electro-Technology for National Development (NIGERCON)*, pages 932–939, 2017.
- [23] P. V. Santos Valois, C. M. Vieira Tahan, N. Kagan, and H. Arango. Voltage unbalance in low voltage distribution networks. In *16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED. (IEE Conf. Publ No. 482)*, volume 2, pages 5 pp. vol.2–, 2001.
- [24] Luis(Nando) Ochoa, Rade Ciric, A. Padilha-Feltrin, and Gareth Harrison. Evaluation of distribution system losses due to load unbalance. *15th Power System Computation Conference (PSCC)*, 6, 08 2005.
- [25] M. Chindris, A. Cziker, A. Miron, H. Balan, A. Iacob, and A. Sudria. Propagation of

- unbalance in electric power systems. In *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, pages 1–5, 2007.
- [26] C. Fernandes. Unbalance between phases and joule’s losses in low voltage electric power distribution networks part ii – optimal strategies for reducing the imbalance, 2010.
- [27] Nicolás García. Traspaso de clientes regulados a libres, 2019.
- [28] J. Haapaniemi, A. Narayanan, V. Tikka, J. Haakana, S. Honkapuro, J. Lassila, T. Kaipia, and J. Partanen. Effects of major tariff changes by distribution system operators on profitability of photovoltaic systems. In *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–6, 2017.
- [29] J. Guerrero, A. Chapman, and G. Verbic. A study of energy trading in a low-voltage network: Centralised and distributed approaches. In *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, pages 1–6, 2017.
- [30] C. W. Brice. Comparison of approximate and exact voltage drop calculations for distribution lines. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101(11):4428–4431, Nov 1982.
- [31] Irfan Khan and Vikram Bhattacharjee. Effect of the approximation of voltage angle difference on the opf algorithms in the power network, 06 2018.
- [32] G. Celli, F. Pilo, G. Pisano, V. Allegranza, R. Cicoria, and A. Iaria. Meshed vs. radial mv distribution network in presence of large amount of dg. In *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, pages 709–714 vol.2, 2004.
- [33] B. Ruben, A. Cross, D. Strickland, M. Aten, and R. Ferris. Meshing radial networks at 11kv. In *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, pages 1–8, 2011.
- [34] K.V. Vidyanandan. Overview of electric and hybrid vehicles. *Energy Scan (A House Journal of Corporate Planning, NTPC Ltd., India)*, III:7–14, 03 2018.
- [35] T. N. Gücin, M. Biberoglu, and B. Fincan. A constant-current constant-voltage charging based control and design approach for the parallel resonant converter. In *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, pages 414–419, Nov 2015.
- [36] Wikipedia. Iec 62196, mode 2, 2017.
- [37] Elpiniki Apostolaki-Iosifidou, Paul Codani, and Willett Kempton. Measurement of power loss during electric vehicle charging and discharging. *Energy*, 127, 03 2017.
- [38] J. Sears, D. Roberts, and K. Glitman. A comparison of electric vehicle level 1 and level 2 charging efficiency. In *2014 IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech)*, pages 255–258, July 2014.

- [39] Y. Liu, J. Li, L. Wu, and T. Ortmeier. Chordal relaxation based acopf for unbalanced distribution systems with ders and voltage regulation devices. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(1):970–984, Jan 2018.
- [40] A. Del Pizzo, L. Di Noia, D. Lauria, M. Crispino, A. Cantiello, and F. Mottola. Control of oltc distribution transformer addressing voltage regulation and lifetime preservation. In *2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, pages 1002–1007, 2018.
- [41] K. N. Bangash, M. E. A. Farrag, and A. H. Osman. Smart control of on load tap changer deployed in low voltage distribution network. In *2015 4th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, pages 1–6, 2015.
- [42] Louis Gevaert, T. Vandoorn, Christof Deckmyn, Jan Van de Vyver, and L. Vandevelde. Oltc selection and switching reduction in multiple-feeder lv distribution networks. *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, pages 562–566, 2015.
- [43] Naruttam K Roy, M.J. Hossain, and Hemanshu Pota. Effects of load modeling in power distribution system with distributed wind generation. *2011 21st Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2011*, 01 2011.
- [44] M. Jereminov, B. Hooi, A. Pandey, H. Song, C. Faloutsos, and L. Pileggi. Impact of load models on power flow optimization. In *2019 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pages 1–5, 2019.
- [45] Math Bollen and Sarah Rönnberg. Hosting capacity of the power grid for renewable electricity production and new large consumption equipment. *Energies*, 10(9):1325, 09 2017.
- [46] CSA GROUP. Electric vehicle energy management systems, 2019.
- [47] Technical Safety BC. Information bulletin: Electric vehicle energy management systems, 2018.
- [48] M. Nick, R. Cherkaoui, J. L. Boudec, and M. Paolone. An exact convex formulation of the optimal power flow in radial distribution networks including transverse components. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 63(3):682–697, March 2018.
- [49] Ibrahim Alsaleh, Lingling Fan, and Minyue Ma. Mixed-integer sdp relaxation-based volt/var optimization for unbalanced distribution systems. In *IEEE PES General Meeting*, 08 2019.
- [50] R. A. Jabr. Exploiting sparsity in sdp relaxations of the opf problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2):1138–1139, May 2012.
- [51] J. E. Contreras-Ocaña, Y. Chen, U. Siddiqi, and B. Zhang. Non-wire alternatives: an additional value stream for distributed energy resources. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pages 1–1, 2019.

- [52] B. P. Bhattarai, M. Lévesque, M. Maier, B. Bak-Jensen, and J. Radhakrishna Pillai. Optimizing electric vehicle coordination over a heterogeneous mesh network in a scaled-down smart grid testbed. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(2):784–794, 2015.
- [53] René Brandenberg and Matthias Silbernagl. Implementing a unit commitment power market model in fico xpress-mosel. *FICO*, 12 2014.
- [54] Electricity Northwest. Design and planning specification for new low voltage installations for housing developments, 2020.