Universidad Politécnica de Madrid

Escuela Técnica Superior de
Ingenieros Industriales

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Estrategias de gestión de flotas de vehículos eléctricos

Tesis doctoral

Roberto Álvaro Hermana

Directores

José Jesús Fraile Ardanuy

Sergio Martínez González

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	I
ÍNDICE DE TABLAS	V
RESUMEN	VII
ABSTRACT	IX
ABREVIATURAS	XI
1. INTRODUCCIÓN	1
2. OBJETIVOS	3
3. CONCEPTOS GENERALES	4
3.1. Vehículo eléctrico	4
3.2. El sistema eléctrico de potencia	13
3.3. Cargadores eléctricos	20
4. ESTADO DEL ARTE	26
4.1. Introducción	26
4.2. Modelado de baterías	27
4.3. Modelado del consumo de vehículos eléctricos	29
4.4. Movilidad de vehículos	30
4.5. Análisis de electrificabilidad de vehículos	33
4.6. Puntos de recarga	36
4.7. Impacto en generación	40
4.8. Impacto en transporte	44
4.9. Impacto en redes de distribución	46
4.10. Uso de vehículos eléctricos para servicios complementarios de la red	48
4.11. Uso de vehículos eléctricos en la gestión de edificios	59
5. ELECTRIFICABILIDAD DE UNA FLOTA DE VEHÍCULOS	62
5.1. Introducción	62
5.2. Modelo de consumo de un vehículo eléctrico	63
5.3. Electrificabilidad de desplazamientos individuales	68
5.4. Modelo de movilidad basado en actividades	75
5.5. Modelo de consumo para análisis Big Data y clasificación de conductores	78
5.6. Evaluación de la electrificabilidad de la flota de vehículos. Análisis paramétrico	83
5.7. Conclusiones	87
6. IMPACTO DE LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	88
6.1. Introducción	88
6.2. Recarga de una batería	88
6.3. Impacto en generación	92

6.4. Impacto en red de transporte	96
6.5. Impacto en red de distribución	100
6.6. Impacto en centros de consumo	102
7. GESTIÓN ÓPTIMA DE PUNTOS DE RECARGA	107
7.1. Introducción	107
7.2. Formulación de la programación horaria de centrales térmicas	107
7.3. Formulación de la programación de la recarga de vehículos eléctricos	110
7.4. Programación de cargadores	120
7.5. Empleo de la variable energía	127
7.6. Selección de vehículos	133
7.7. Conclusiones	135
8. CONTROL DE LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS PARA REDUCCIÓN DE DESEQUILIBRIOS EN LA RED	137
8.1. Introducción	137
8.2. Algoritmo de funcionamiento	137
8.3. Aplicación en una red de distribución de pequeño tamaño	144
8.4. Aplicación en una red de distribución de gran tamaño	147
8.5. Conclusiones	149
9. INTERCAMBIO DE ENERGÍA EN UN MERCADO ENTRE PARES DE VEHÍCULOS	150
9.1. Introducción	150
9.2. Economía colaborativa	151
9.3. Modelo de mercado de energía diario	153
9.4. Programación de la recarga intradiaria de los vehículos eléctricos	161
9.5. Análisis de la recarga intradiaria	163
9.6. Resultados del modelo de mercado de energía diario	166
9.7. Impacto en la recarga nocturna	172
9.8. Consideraciones a largo plazo del mercado V2V	180
9.9. Conclusiones	182
10. CONCLUSIONES, APORTACIONES Y FUTUROS TRABAJOS	184
10.1. Conclusiones	184
10.2. Aportaciones	184
10.3. Futuros trabajos	185
APÉNDICE 1. ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE ELECTRIFICACIÓN DE LA FLOTA DE VEHÍCULOS DE FLANDES	187
Apéndice 1.1. Batería 10 kWh	187

Apéndice 1.2. Batería 16 kWh	188
Apéndice 1.3. Batería 18 kWh	189
Apéndice 1.4. Batería 20 kWh	190
Apéndice 1.5. Batería 22 kWh	191
Apéndice 1.6. Batería 24 kWh	192
Apéndice 1.7. Batería 30 kWh	193
APÉNDICE 2. EJEMPLO DE USO DE FORMULACIÓN DE CARGADORES	194
Apéndice 2.1. Algoritmo de programación multiobjetivo	195
Apéndice 2.2. Algoritmo de programación entera-mixta	197
BIBLIOGRAFÍA	200

AGRADECIMIENTOS

A Jesús, que ha sido todo lo que uno puede pedir a un mentor y aún más.

A Sergio, que permitió continuar con mi trabajo en Industriales y me dio el impulso necesario para saltar de escuela, campo y gente y ha velado en la distancia por el desarrollo de esta tesis.

A los compañeros y personal de la Escuela de Telecomunicaciones y la Escuela de Industriales, sin los que esta tesis no hubiera sido posible. Y muy especialmente a Jairo, cuyo aporte a esta tesis y al tiempo pasado entre cuatro paredes y una claraboya es inmensurable.

A Gabriel, jefe y compañero en Red Eléctrica de España, con quien hubiera podido hacer gustosamente una segunda tesis en parámetros de cables.

A mis compañeros de teatro, con los que he aprendido a amar las artes y a que todo puede entrar en un coche de cuatro plazas. Habiéndome “casado” tantas veces, uno está preparado para todo en la vida.

A mis amigos, con los que es inevitable saltar entre temas de lo más variopinto. El tiempo pasa, cambiamos, nos pulimos o reinventamos, pero lo fundamental permanece.

A mi familia, que entre agradecidos gustos e inevitables disgustos ha apoyado mi amor por la ciencia, la ingeniería y la investigación.

A Julia, por hacer más legible el texto y más alegre la vida.

A aquellos que me disculpan por no entrar en estas líneas pero sí en mis pensamientos. Os quedo siempre agradecidos.

A ti, lector. Espero que este texto pueda serte la mitad de útil de lo que lo fueron aquellos otros que leí para su elaboración.

«A tu mujer le encantará conducir su propio vehículo eléctrico – tranquilo, moderno, simple y seguro».

Electric Vehicle Association of America (1912)

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Clasificación de los vehículos eléctricos en función de su sistema de tracción.	4
Figura 3.2. Disposición de la transmisión eléctrica del Renault Zoe. [16]	6
Figura 3.3. Transmisión eléctrica del vehículo híbrido Honda NSX 2017. [15]	7
Figura 3.4. Modos de conexión. [57]	23
Figura 3.5. Tipos de conectores y tomas para vehículos eléctricos. [59, 60, 61]	25
Figura 4.1. Circuito equivalente de desgaste. [67]	27
Figura 4.2. Distribución de la distancia recorrida por los conductores. [71]	32
Figura 4.3. Distribución estadística de la salida y llegada de vehículos eléctricos. [71]	33
Figura 4.4. Coste estimado de baterías en vehículos eléctricos hasta 2020. [91]	34
Figura 4.5. Evolución de ventas de vehículos eléctricos según tecnología. Izquierda: regulación muy estricta. Centro: objetivos para el cambio climático. Derecha: pocos cambios en la actual regulación. (HEV: híbridos serie; REEV: híbridos de rango extendido; BEV: vehículos eléctricos de batería; FCEV: vehículos eléctricos de célula de combustible). [93].	35
Figura 4.6. Demanda normalizada de diferentes países europeos. [130]	41
Figura 4.7. Demanda base y demanda de vehículos eléctricos superpuestas en cuatro escenarios. [71]	42
Figura 4.8. Efecto de las diferentes políticas de recarga sobre la demanda global. [131]	43
Figura 4.9. Curva de demanda agregada de una flota de vehículos. [136]	44
Figura 4.10. Red eléctrica de Bornholm. [140]	45
Figura 4.11. Curva de eficiencia de un transformador.	48
Figura 4.12. Variables del flujo de cargas entre dos puntos.	53
Figura 4.13. Red de distribución de baja tensión de [166]	55
Figura 4.14. Automaton de 3 estados [167].	56
Figura 5.1. Diagrama de fuerzas sobre el vehículo.	64
Figura 5.2. Flujos de energía en el vehículo eléctrico.	66
Figura 5.3. Flujo energético durante la conducción normal	66
Figura 5.4. Flujo energético durante el freno regenerativo.	67
Figura 5.5. Ciclo de conducción urbana EPA normalizado.	70
Figura 5.6. Trayectoria GPS.	71
Figura 5.7. Evolución del SoC y la velocidad para la trayectoria dada.	72
Figura 5.8. Evolución del SoC y altura para la trayectoria dada.	72
Figura 5.9. Evolución del SoC y la velocidad para la trayectoria dada (despreciando la altitud).	73

Figura 5.10. Flujo de datos del modelo basado en actividad de FEATHERS. Los óvalos representan procesos y los rectángulos, conjuntos de datos.....	77
Figura 5.11. Consumo eléctrico normalizado para diferentes vehículos eléctricos.	79
Figura 5.12. Algoritmo para clasificar conductores	81
Figura 5.13. Distribución del superavit de energía de los vehículos que no recargan durante el día (grupo A).	82
Figura 5.14. Distribución del déficit de energía de los vehículos que realizan recargas intradiarias (grupo B).	82
Figura 5.15. Capacidad adicional requerida por los conductores del grupo C.....	83
Figura 5.16. Interfaz gráfica de electrificabilidad de la flota.	84
Figura 5.17. Distribución del excedente de energía de los vehículos que no requieren carga intradiaria (grupo A).....	85
Figura 5.18. Distribución de la demanda de energía de los vehículos que requieren carga intradiaria (grupo B).....	86
Figura 5.19. Capacidad adicional requerida por los conductores que no transitan hacia vehículo eléctrico (grupo C).....	86
Figura 5.20. Comparativa entre la capacidad excedente en el grupo A y la requerida en los grupos B y C.....	86
Figura 6.1. Recarga de un Peugeot iOn. [220]	89
Figura 6.2. Evolución de la potencia durante la recarga parcial de un Peugeot iOn. [220]	89
Figura 6.3. Evolución de la TDD en un fragmento de la curva de carga de un Peugeot iOn. [220]	90
Figura 6.4. Recarga de una LEMev Stream. [220].....	91
Figura 6.5. Tramo de potencia constante una LEMev Stream. [220]	91
Figura 6.6. TDD durante el tramo de potencia constante de una LEMev Stream. [220].....	92
Figura 6.7. Potencia demandada en los escenarios 1 y 3. [221].....	93
Figura 6.8. Potencia demandada en los escenarios 2 y 4. [221].....	94
Figura 6.9. Generación y demanda en Flandes. [221].....	95
Figura 6.10. Demanda total para los escenarios estudiados. [221]	95
Figura 6.11. Asignación de zonas de movilidad a la subestación más próxima.	97
Figura 6.12. Efecto agregado de cada estrategia de carga para una penetración del 10% de vehículos eléctricos.	97
Figura 6.13. Capacidad de regulación a subir (rojo) y a bajar (azul) en la TAZ 2386.....	99
Figura 6.14. Diagrama unifilar de la red de distribución estudiada.	100
Figura 6.15. Modelado de la red de distribución en DIgSILENT.....	101
Figura 6.16. Modelo de las viviendas.	101

Figura 6.17. Tensión y corriente entre los nudos 5 y 17.	102
Figura 6.18. Red de Supercargadores de Tesla. [97]	103
Figura 6.19. Esquema 1c de la ITC-BT 52.	105
Figura 7.1. Algoritmo heurístico de recarga de vehículos.	126
Figura 8.1. Diagrama de bloques del algoritmo de selección de fases.....	138
Figura 8.2. Diagrama del bloque comparador.	139
Figura 8.3. Diagrama de bloques del selector.	140
Figura 8.4. Diagrama de bloques del activador.	141
Figura 8.5. Diagrama de bloques del regulador de potencia.	142
Figura 8.6. Modelo de vehículo eléctrico.....	143
Figura 8.7. Red de distribución de pequeño tamaño en Simulink.....	144
Figura 8.8. Demanda de las tres casas.....	145
Figura 8.9. Demanda del VE.....	146
Figura 8.10. Demanda por fase en el lado de baja del transformador.....	146
Figura 8.11. Arriba: Intensidades en el secundario del transformador. Abajo: Señales de conexión de uno de los vehículos.....	147
Figura 8.12. Demanda por fase en el lado de baja del transformador en la red de gran tamaño.	148
Figura 8.13. Demanda por fase en el lado de baja del transformador en la red de gran tamaño con los vehículos eléctricos y un alto tiempo de cambio de fase.	148
Figura 8.14. Demanda por fase en el lado de baja del transformador en la red de gran tamaño con los vehículos eléctricos y un bajo tiempo de cambio de fase.	149
Figura 9.1. Esquema de funcionamiento del mercado en un parking.	154
Figura 9.2. Curva de costes para el caso 1.	158
Figura 9.3. Curva de costes para el caso 2.	159
Figura 9.4. Curva de costes para el caso 3.	159
Figura 9.5. Curvas de costes para los vehículos (a) $x_t^q \leq E^{max}$. (b) $x_t^q > E^{max}$	160
Figura 9.6. Cálculo de la curva de oferta de la industria para dos vehículos.....	160
Figura 9.7. Evolución del SOC de una batería usando el algoritmo de optimización de carga.	163
Figura 9.8. Dependencia de la recarga intradiaria con el precio de la energía y la agenda de los usuarios.....	164
Figura 9.9. Número de cargas y energía demandada por zona.....	165
Figura 9.10. Izquierda: número de cargas según actividad realizada en el conjunto de Flandes. Derecha: número de cargas según actividad para la zona 1674.	166
Figura 9.11. Ratio P2P (demanda/oferta) para tres zonas.	169

Figura 9.12. Precio P2P para las tres zonas anteriores.	170
Figura 9.13. Evolución de la energía excedente de un vehículo ofertante.	171
Figura 9.14. Perspectiva de un vehículo demandante del mercado P2P.	172
Figura 9.15. Asignación inicial de recarga nocturna.	174
Figura 9.16. Reordenación de la recarga nocturna.	175
Figura 9.17. Esquema del algoritmo de programación de la carga nocturna.	176
Figura 9.18. Recarga nocturna. Caso A.	177
Figura 9.19. Recarga nocturna. Caso B.	177
Figura 9.20. Recarga nocturna. Caso C.	178
Figura 9.21. Recarga nocturna. Caso D.	178
Figura 9.22. Energía recargada tras la jornada diaria.	179
Figura 9.23. Comparación entre la recarga intradiaria inicial y la de largo plazo.	181

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Parámetros de celda según tecnología. Los datos corresponden a valores medios de baterías comerciales en 2012. [32]	10
Tabla 5.1. Datos considerados para el modelo Nissan Leaf del año 2013.	69
Tabla 6.1. Niveles de armónicos impares para equipos con $I \leq 16$ A por fase según normativa de la IEC. [220]	90
Tabla 7.1. Notación para el problema de programación de centrales térmicas.	110
Tabla 7.2. Notación para el problema inicial de programación de vehículos.	113
Tabla 7.3. Problema de programación de vehículos eléctricos sin considerar el índice del cargador.	114
Tabla 7.4. Comparativa entre funciones objetivo.	118
Tabla 7.5. Programación de cargadores. Resolución del algoritmo de optimización.	120
Tabla 7.6. Programación de cargadores. Primer vehículo.	121
Tabla 7.7. Programación de cargadores. Segundo vehículo.	121
Tabla 7.8. Programación de cargadores. Tercer vehículo.	121
Tabla 7.9. Programación de cargadores. Cuarto vehículo.	121
Tabla 7.10. Programación de cargadores. Quito vehículo.	122
Tabla 7.11. Programación de cargadores. Solución sin cambio de cargador.	122
Tabla 7.12. Notación para el problema inicial de programación de vehículos.	123
Tabla 7.13. Programación entera de cargadores. Resolución del algoritmo de optimización de la recarga.	123
Tabla 7.14. Programación entera de cargadores. Resolución del algoritmo de asignación de cargadores.	124
Tabla 7.15. Método heurístico de asignación de cargadores. Primera franja.	126
Tabla 7.16. Método heurístico de asignación de cargadores. Segunda franja.	126
Tabla 7.17. Método heurístico de asignación de cargadores. Tercera franja.	126
Tabla 7.18. Método heurístico de asignación de cargadores. Cuarta franja.	127
Tabla 7.19. Problema de programación de vehículos eléctricos sin variable energía.	129
Tabla 9.1. Variables y parámetros del modelo de optimización.	162
Tabla 9.2. Ejemplos de recarga nocturna.	176
Tabla 9.3. Precio (€/MWh), energía mínima necesaria, energía máxima disponible y energía del mercado P2P (MWh) por franja horaria.	180
Tabla 9.4. Precio horario del mercado y ratio entre vehículos.	181

RESUMEN

La transición hacia una movilidad eléctrica es uno de los objetivos mundiales en la lucha contra el cambio climático y la reducción de emisiones contaminantes. Esta entrada masiva del vehículo eléctrico representa un reto en todos los niveles de la red eléctrica en la forma de un incremento global de la demanda. A su vez, supone también una gran oportunidad para su uso como recurso distribuido, clave para garantizar la integración de una generación renovable en crecimiento.

Esta tesis busca profundizar en el estudio de la electrificabilidad de la movilidad urbana, tanto a nivel de usuario como de la flota de una región. Para ello se hace uso de una herramienta de microsimulación de la movilidad con la que se analiza la posibilidad de que los conductores de la región estudiada puedan adoptar un vehículo eléctrico y su impacto en todos los niveles del sistema eléctrico. Con esta información se han propuesto tres aplicaciones para maximizar la integración del vehículo eléctrico: un sistema de gestión de puntos de recarga, un algoritmo para reducir desequilibrios en las redes de distribución y un sistema de intercambio de energía entre pares de vehículos.

ABSTRACT

The transition to an electric mobility is a global objective in the fight against climate change and the reduction of pollutant emissions. This massive entrance of the electric vehicle presents a challenge in all levels of the electric grid in the form of global increase of electric demand. At the same time, this is also a great opportunity for its use as a distributed resource, key to guarantee the integration of a growing renewable generation.

The aim of this thesis is to deepen in the study of urban's mobility electrificacility, both at user level and at regional level. For this analysis a microsimulation mobility tool is employed, examining if the different drivers in the region can use an electric vehicle and its impact in all levels of the electric system. With this information, three applications have been proposed to maximize the integration of the electric vehicle: a system for managing charging points, an algorithm to reduce unbalances in distribution grid and a peer-to-peer energy exchange systems between electric vehicles.

ABREVIATURAS

A.T.: Alta Tensión

B.T.: Baja Tensión

BMS: Sistema de Gestión de Batería (*Battery Management System*)

DoD: Profundidad de Descarga (*Depth of Discharge*)

SoC: Estado de carga

VE: Vehículo eléctrico

c.a.: Corriente Alterna

c.c.: Corriente Continua

Mercado P2PEE: Mercado de intercambio de energía entre pares de vehículos (*Peer-to-peer energy exchange market*)

1. INTRODUCCIÓN

El vehículo eléctrico (VE) constituye un objeto de estudio y desarrollo industrial cuyo origen se remonta a los primeros desarrollos de motores eléctricos del S. XIX y al desarrollo del automóvil [1], evolucionando en paralelo con aquellos con motor de combustión interna (motor de explosión) y con motor de combustión externa (máquina de vapor). Así, el grado de su utilización ha estado íntimamente ligado a su competencia, al desarrollo de la ingeniería eléctrica y, más recientemente, de la electrónica. Los modelos iniciales empleaban las primeras baterías eléctricas de plomo-ácido y motores de corriente continua, mientras que actualmente se están imponiendo las baterías de ion-litio (níquel-metalhidruro para vehículos híbridos) y los motores de corriente alterna, alimentados mediante electrónica de potencia. Su ámbito de aplicación ha sido principalmente el transporte terrestre (automóviles, trenes, etc.), aunque también se han hecho importantes desarrollos en el ámbito marino en forma de sumergibles y submarinos [2] y en el aéreo, de forma comercial mayoritariamente en forma de avionetas eléctricas [3], aunque se trabaja en otras posibilidades, como el uso de energía solar [4] y el empleo de esquemas de tracción híbridos [5].

La progresiva electrificación del transporte se centra actualmente en los automóviles, con un protagonismo destacado del coche pero incluyendo también otros vehículos como bicicletas, motocicletas y autobuses. Además del impulso dado por el desarrollo tecnológico industrial- las baterías de ion-litio, la electrónica de potencia, etc.-, su desarrollo masivo se engloba dentro de las propuestas para reducir el uso y dependencia de los combustibles fósiles y sus consecuencias. Algunas de estas propuestas responden a problemas de carácter local, principalmente asociadas a grandes ciudades, como la contaminación [6] y el ruido, mientras que otras presentan un carácter global, como el cambio climático y la lluvia ácida [7].

Este reto global de la transición de una movilidad basada en combustibles fósiles a una movilidad eléctrica debe observarse en el seno de una población mundial que también está experimentando importantes cambios. Actualmente dicha población es de unos 7400 millones de personas, de las cuales el 54,5% vive en ciudades [8, 9]. Se espera que en el año 2050 ambas cifras se eleven a un total de 9600 millones de personas y un 68% de población urbana [10].

Así pues, las medidas que se propongan deben estar enfocadas a satisfacer las necesidades de una población urbana creciente en un contexto de menor empleo de combustibles fósiles. La electrificación de la movilidad y el transporte es un asunto de primera necesidad para los gobiernos, junto con otras medidas que permitan mejorar el uso de los recursos actuales, como el coche compartido, un mayor uso del transporte público, el fomento de medios de

transporte no contaminantes (como las bicicletas), la peatonalización de zonas comunes ocupadas por el tráfico rodado y la racionalización del transporte de personas y mercancías.

La integración de un elevado número de VE supone un reto en los diferentes niveles del sistema eléctrico. Reducir de forma efectiva la dependencia de los combustibles fósiles requiere producir la energía eléctrica mediante fuentes no contaminantes. El empleo de fuentes de energía renovable de disponibilidad intermitente, como la eólica y la solar, añade una mayor complejidad al camino hacia otro modelo de producción energética. Y respecto al transporte y distribución, se busca maximizar el uso de la infraestructura actual, limitando la inversión y abaratando los costes del conjunto, para lo que se requiere profundizar en la planificación de la producción y el consumo.

Finalmente, la recarga de los VE supone la deslocalización de una actividad que en los vehículos de combustión suele reducirse a las gasolineras, con una dinámica de logística y operación completamente diferentes. Aunque es necesaria la instalación de puntos de recarga en diferentes emplazamientos para dar una mayor cobertura a sus usuarios (la vía pública, centros de trabajo, locales comerciales, etc.), la mayor parte de la recarga la realizarán en sus viviendas. Será en éstas donde la recarga de vehículos presente un mayor impacto en la infraestructura existente, introduciendo puntos de recarga de uso individual dentro de un espacio común y aumentando la previsión de demanda inicial por hogar de forma significativa.

Los VE no sólo suponen un reto de integración, sino también uno de aprovechamiento de su potencial. Se trata de cargas desplazables en el tiempo, con consumos estables y relativamente predecibles, cuyo uso mayoritario para movilidad se reduce a una o dos horas al día, el 5%-10% del total [11]. También constituyen un recurso de almacenamiento distribuido del que puede beneficiarse el sistema, pudiendo así favorecer una mayor integración de las energías renovables y expandir las capacidades de la red [12]. Coordinar estas facetas tiene un gran peso en el desarrollo de sistemas eléctricos de mayor complejidad, como las redes inteligentes, las microrredes y los sistemas aislados.

Esta tesis busca profundizar en el estudio de la electrificabilidad de la movilidad urbana, tanto a nivel de usuario como de la flota de una región. Mediante el uso de una herramienta de microsimulación de la movilidad se estudia la posibilidad de llevar a cabo dicha transición energética y su impacto en el sistema eléctrico. En última instancia, esta información posibilita el desarrollo de diferentes propuestas para reducir el impacto de la recarga de los VE a todos los niveles del sistema eléctrico, desarrollando: un sistema de gestión de puntos de recarga, un sistema para reducir desequilibrios en las redes de distribución y un sistema de intercambio de energía entre pares de vehículos.

2. OBJETIVOS

Esta tesis se ha desarrollado dentro de los trabajos de dos proyectos de investigación llevados a cabo en la UPM entre los años 2013-2014 y en los que ha trabajado el doctorando como investigador. El primero de ellos fue el proyecto europeo FP7 DATASIM (DATA science for SIMulating the era of electric vehicles) y el segundo, el proyecto español del programa INNPACTO VE² (Sistema Inteligente de Gestión Energética del Edificio utilizando Vehículos Eléctricos). Estos proyectos han condicionado la realización de esta tesis, marcando los medios disponibles y los objetivos a alcanzar.

El proyecto DATASIM buscaba proveer de una nueva metodología de microsimulación espacio-temporal basada en actividades de agentes para el análisis de la electrificabilidad de la flota de vehículos. Esta metodología tiene su base en el uso masivo del *Big Data* (almacenamiento y uso de grandes cantidades de información) a partir de fuentes diversas, como GPS, teléfonos móviles, redes sociales, etc. Empleando estos datos, se han desarrollado modelos de movilidad que, posteriormente, han permitido analizar las necesidades de los usuarios para hacer la transición a vehículos eléctricos (VE), estudiar el impacto de un despliegue masivo de VE en la red eléctrica durante su recarga y proponer herramientas para facilitar esta transición energética.

Por su lado, el proyecto VE² tenía como objetivo el desarrollo de una plataforma que gestionara la interacción entre los VE y el consumo del edificio al que están conectados. Para ello fue necesario estudiar la demanda del vehículo, la demanda eléctrica y estructura de la red eléctrica del edificio y desarrollar las herramientas y algoritmos necesarios para crear un sistema de gestión de la recarga y uso de estos vehículos.

Así pues, debido a los proyectos en los que se ha desarrollado esta tesis, los objetivos de la misma son de carácter muy amplio. Los principales objetivos de la tesis son:

- Analizar la electrificabilidad del transporte de una flota de vehículos a nivel regional/nacional.
- Estudiar el impacto de la recarga de los VE en los diferentes niveles de la red eléctrica y en los edificios.
- Desarrollar herramientas de gestión de la recarga de VE, tanto en edificios como a nivel de la red eléctrica.
- Desarrollar herramientas para facilitar la integración de los VE a nivel de la red eléctrica.

3. CONCEPTOS GENERALES

En este capítulo se presentan los distintos elementos y sistemas que serán analizados en esta tesis, con objeto de proporcionar una panorámica global del marco en el que ésta se desarrolla. En primer lugar se presenta una descripción de los vehículos eléctricos (VE), en segundo lugar se describe la red eléctrica a la que se conectan estos vehículos y, finalmente, se describen los distintos tipos de cargadores eléctricos, que constituyen los sistemas de conexión entre los elementos precedentes.

3.1. Vehículo eléctrico

De forma general, un VE es un medio de transporte que emplea motores eléctricos para su desplazamiento. Esto incluye diversos medios que pueden dividirse en autopropulsados (coches, motos, autobuses, locomotoras, trolebuses, etc.) y remolcados (vagones, teleféricos, etc.), en función de si disponen o no del medio de desplazarse por su propia fuerza motriz. Este documento centra su atención en el coche eléctrico, el principal medio de transporte de personas, aunque muchas de las ideas tratadas son aplicables o asimilables a otros vehículos, en particular los autopropulsados, como motos y autobuses.

3.1.1. Sistema de tracción

En la Figura 3.1 se muestran de forma esquemática los principales tipos de sistemas de tracción que presentan los vehículos con motor de combustión interna o convencionales, los vehículos híbridos y los VE.

Figura 3.1. Clasificación de los vehículos eléctricos en función de su sistema de tracción.

Los **vehículos híbridos** conforman un paso intermedio en la transición entre los vehículos con motor de combustión interna y los vehículos eléctricos puros. Su estructura es la de un vehículo de combustión interna cuyo alternador y batería están diseñados también como sistema de tracción, no exclusivamente de arranque. El alternador, puede cargar la batería

bien con el motor de combustión en funcionamiento, bien haciendo uso del llamado freno regenerativo; un freno motor que transforma la energía cinética del vehículo en energía eléctrica.

Si el vehículo híbrido puede conectarse a la red eléctrica para recargar su batería de tracción se denomina **vehículo híbrido enchufable**, denominándose **no enchufable** en caso contrario. Los primeros presentan baterías de mayor tamaño y son capaces de recorrer varias decenas de kilómetros en modo eléctrico puro, mientras que los segundos, en función de la capacidad de la misma, pueden proporcionar unos pocos kilómetros de autonomía eléctrica o limitarse a la recuperación de energía en la frenada y a apoyar al motor de combustión durante la aceleración; situaciones en las que éste es más lento e ineficiente (en ocasiones a este tipo de vehículos se denominan como **vehículos semi-híbridos**). Por otro lado, aquellos vehículos híbridos en los que es el motor de combustión quien se limita a apoyar al motor eléctrico, habitualmente cargando la batería cuando ésta se encuentra en un nivel muy reducido, reciben la denominación de **vehículos eléctricos de rango extendido**.

Atendiendo a la tipología en la que están dispuestos el motor de combustión y el eléctrico, se distinguen tres esquemas fundamentales:

- **Paralelo:** el motor eléctrico y el motor de combustión proporcionan la energía de tracción al vehículo de forma pareja a los híbridos no enchufables. Existen diversas estrategias posibles para el uso armónico de ambos motores, como el uso del motor eléctrico para el arranque y las aceleraciones o su empleo para bajas velocidades, en las que este motor también resulta más eficiente.
- **Serie:** el motor eléctrico es el encargado de realizar la tracción del vehículo. El motor de combustión, generalmente de pequeño tamaño, proporciona energía a la batería cuando ésta se encuentra por debajo de un cierto nivel, aumentando la autonomía del vehículo.
- **Serie-paralelo:** combinan las características de los esquemas anteriores. Son más eficientes, pero la complejidad de su esquema de transmisión eleva el coste del vehículo.

Los **vehículos eléctricos** cuentan exclusivamente con uno o varios motores eléctricos para suministrar la energía de tracción. Se clasifican atendiendo a si solamente emplean una batería o además extraen la energía de una pila de combustible:

- **Vehículo eléctrico de batería:** también llamados vehículos eléctricos puros o simplemente vehículos eléctricos. Al depender únicamente de su batería para su funcionamiento suelen disponer de baterías de mayor capacidad que el resto.

- **Vehículo eléctrico con pila de combustible:** la pila de combustible proporciona la energía eléctrica al motor a través de una batería, de menor capacidad que en los VE puros. Como puede verse en la Figura 3.1, el flujo de energía es similar al de la configuración en serie de los vehículos híbridos cuando actúa el motor de combustión. La electricidad se genera a través de la reacción química del hidrógeno con el oxígeno del aire, una reacción química que produce agua y una liberación de energía en forma de electricidad y calor. La respuesta dinámica de la pila de combustible ante variaciones rápidas de la potencia demandada es demasiado lenta y por ello se dispone una batería auxiliar en paralelo entre la pila de combustible y el motor. Esta batería suministra la energía durante los picos de demanda.

La mayoría de los sistemas anteriores presentan una configuración idéntica o derivada de la de sus homólogos de combustión interna. Otros vehículos tienen configuraciones particulares, como la de algunos modelos del vehículo eléctrico puro Tesla Model S [13], que dispone de **un motor en cada eje del vehículo**. De forma similar, el automóvil híbrido Peugeot 508 RXH emplea un motor de combustión en el eje delantero y un motor eléctrico en el eje trasero [14]. Dando un paso adicional, la segunda generación del automóvil híbrido Honda/Acura NSX emplea en el eje delantero dos motores conectados **directamente a cada rueda** junto con un motor de combustión interna V6 acoplado a un motor eléctrico en el eje trasero, como se muestra en la Figura 3.3 [15].

Figura 3.2. Disposición de la transmisión eléctrica del Renault Zoe. [16]

Figura 3.3. Transmisión eléctrica del vehículo híbrido Honda NSX 2017. [15]

3.1.2. Motores eléctricos

El motor eléctrico es el encargado de suministrar la energía de tracción al sistema mecánico y de recuperar parcialmente dicha energía durante la frenada del mismo. Su potencia (y volumen) depende en primer lugar de la aplicación a la que esté destinado, siendo más reducida cuando se emplea como apoyo al motor de combustión en los vehículos híbridos y de mayor envergadura cuando constituyen la fuente principal o única de la energía mecánica del vehículo.

Las tecnologías disponibles para motores eléctricos para VE no difieren de las presentes para otras actividades. Sólo el mantenimiento de las escobillas de los motores de corriente continua y el buen nivel de control alcanzado en la actualidad mediante la electrónica de potencia, hace de los primeros los menos deseables para la tracción eléctrica [17]. Así, en automóviles eléctricos las principales tecnologías empleadas son las siguientes:

- **Motor síncrono de rotor bobinado:** su esquema es el empleado en la mayoría de grandes generadores eléctricos, siendo valorados en estos y en los VE por su gran

rendimiento y su gran compacidad. Actualmente pueden evitar el empleo de escobillas mediante conmutación electrónica, habiéndose propuesto también el uso para VE de motor de corriente continua sin escobillas. Uno de los vehículos que emplea este tipo de motor es el Renault Zoe [18].

- **Motor síncronos de imanes permanentes:** el uso de imanes para magnetizar la máquina, habitualmente en el rotor, hace que estos motores presenten el mayor rendimiento de entre los motores eléctricos y el convertidor asociado a su control requiera emplear menor corriente. Los imanes dificultan su montaje, ya que su campo magnético está activo en todo momento, y su manejo físico, por lo que el control del motor debe considerar la posible desmagnetización de los imanes. Este tipo de motores se utiliza actualmente en el Nissan Leaf. [19]
- **Motor asíncrono:** su principal virtud frente a los motores síncronos es su superior grado de fiabilidad y mayor facilidad de control [20]. Por esta razón y por su menor coste, los motores eléctricos trifásicos de jaula de ardilla se emplean en el 90% de los accionamientos eléctricos industriales [21], aunque también la tecnología de rotor bobinado cuenta con usos (como en aerogeneradores) gracias al acceso a las conexiones del rotor [22]. No obstante, y fundamentalmente por tener un menor rendimiento que los motores síncronos, pocos vehículos eléctricos incorporan este tipo de motor; sólo los diferentes vehículos del fabricante estadounidense Tesla Motors [13] y el modelo de General Motors EV1 [23], lanzado al mercado entre 1996 y 1999.

Se ha propuesto también el uso de **motores de reluctancia conmutada**, máquinas eléctricas en las que la geometría del rotor ferromagnético permite prescindir de un bobinado en éste, y de **motores eléctricos de flujo axial** integrados directamente en la rueda, en los que el estator y el rotor están dispuestos de forma longitudinal sobre el eje.

3.1.3. Baterías

3.1.3.1. TERMINOLOGÍA

Una batería es un dispositivo formado por una o más celdas electroquímicas que permiten almacenar energía eléctrica en forma de energía química mediante reacciones de reducción-oxidación (redox). Estas reacciones son reversibles, permitiendo almacenar y extraer la energía eléctrica de forma eficiente.

El término batería puede resultar poco preciso en la literatura dedicada a él. Por ejemplo, en [24] se propone el uso de este término exclusivamente para conjuntos de celdas conectados en serie. Esta investigación no busca profundizar en el conocimiento sobre baterías, por lo que

se empleará el término **batería** para referirse al conjunto de celdas del sistema analizado, independientemente de la conexión en que se dispongan.

A continuación se detallan otros términos importantes utilizados en la descripción de las características y el estado en el que se encuentra una batería:

- **Celdas:** elementos electroquímicos básicos que componen la batería. Constructivamente, las celdas presentan unos límites de tensión e intensidad. Para obtener una batería con la tensión deseada deberán conectarse varias celdas en serie entre sí, mientras que la conexión de celdas (o grupos de celdas) en paralelo proporcionará la intensidad buscada.
- **Capacidad:** energía total que puede ser almacenada en la batería. Comercialmente se expresa en kilovatios-hora (kWh), aunque también puede expresarse en amperios-hora (Ah) si no se tiene en cuenta la tensión a circuito abierto de la batería.
- **Tensión a circuito abierto:** tensión medida en bornes de la batería en reposo y sin conectar ninguna carga.
- **SoH** (*State of Health*, Estado de salud): condición actual de la batería frente a la condición de fábrica de la misma, usualmente empleada para representar el porcentaje de capacidad actual de la batería frente al nominal. En VE una batería tiende a considerarse como desgastada o no apta para este uso cuando su SoH se ha reducido por debajo un cierto valor. Un límite habitual es considerar este valor como el 80% de la capacidad inicial [25].
- **SoC** (Estado de carga, *State of Charge*): cantidad de energía restante almacenada en la batería. Suele expresarse en porcentaje de la capacidad total o nominal de la batería, debiendo quedar situado entre unos límites superior e inferior. El límite superior está marcado por el SoH de la batería, mientras que el límite inferior es el umbral de carga a partir del cual la batería sufre mayor degradación.
- **DoD** (Profundidad de descarga, *Depth of Discharge*): cantidad de energía extraída de una batería. Suele expresarse en porcentaje de la capacidad nominal.
- **Autodescarga:** cantidad de energía que pierde una batería debido a corrientes de fuga. En el caso de baterías de Li-ion puede suponer hasta un 10% mensual [26].

3.1.3.2. TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Las tecnologías más extendidas en vehículos híbridos y eléctricos son las de **Li-ion** (iones de litio, de las que hay una amplia variedad) y **NiMH** (níquel-hidruro metálico). Difieren así de la empleada para alimentar los sistemas eléctricos auxiliares de los vehículos de combustión, tradicionalmente de plomo-ácido (**Pb-Ac**). En el caso de los vehículos eléctricos

e híbridos, aunque se ha propuesto el uso de baterías auxiliares de NiMH o Li-ion, también se utilizan mayoritariamente baterías de Pb-Ac [13, 14]. Un análisis detallado de las reacciones químicas que ocurren en las baterías durante los procesos de carga y descarga puede encontrarse en [27].

Las ventajas de las baterías de Li-ion frente a otras tecnologías son fundamentalmente tres: su mayor tensión de trabajo, su superior densidad energética y el carecer de efecto memoria (pérdida de capacidad asociada a ciclos de carga y descarga incompletos). Por estas razones son las de mayor uso en vehículos eléctricos puros. Su desarrollo también ha permitido que cuenten con un mantenimiento reducido, un rendimiento excelente y una baja autodescarga. En su contra juegan su mayor sensibilidad a la temperatura y las sobreintensidades, su menor vida útil y su mayor coste, siendo el origen de los recientes problemas en el Samsung Galaxy Note7 [28] y el Boeing 787 [29].

Adicionalmente, algunos diseños de VE incluyen **supercondensadores** (SCs), sistemas de almacenamiento de energía eléctrica caracterizados por su gran densidad de potencia y baja densidad energética [30]. Pueden usarse por separado o como complemento de las baterías, ya que, por el contrario, éstas presentan una gran densidad de energía y baja densidad de potencia. La autodescarga de los SCs también es mayor que la de las baterías, pudiendo suponer un 20% al mes [26].

La Tabla 3.1 recoge los principales parámetros de celda de las diferentes tecnologías de baterías. Estos datos son orientativos, ya que dependen del fabricante y el modelo tratado, ya que la tecnología de las baterías continúa evolucionando y presentan diversas familias de componentes, especialmente las de Li-ion [31].

Tabla 3.1. Parámetros de celda según tecnología. Los datos corresponden a valores medios de baterías comerciales en 2012. [32]

Parámetro	Pb-Ac	Ni-MH	Li-ion
Tensión de celda nominal (V)	2	1,25	3,6
Energía específica (Wh/kg)	30-50	60-120	110-160
Ciclos de vida (hasta 80% de capacidad)	200-300	300-500	500-1000
Autodescarga (%/mes)	5	30	10
Tiempo carga rápida (h)	8-16	2-4	2-4
Coste habitual de la batería (E.U.A.)	\$25 (6 V)	\$60 (6 V)	\$100 (6 V)

3.1.3.3. DEGRADACIÓN DE UNA BATERÍA

Las celdas de una batería tienden a ver degradadas sus características con el paso del tiempo. Suele declararse que han llegado al final de su vida útil cuando su capacidad se ha visto reducida al 80% de la capacidad nominal.

Las principales causas que aceleran la aparición de este fenómeno son las siguientes [33]:

- **Tensión:** la batería tiene una cierta tensión de trabajo por debajo de la cual su vida útil se reduce. Ésta se sitúa entre 3,7 y 4,2 V.
- **Intensidad:** la batería no debe ser objeto de sobreintensidades de carga o descarga, ya que pueden sufrir daños irreparables. Las celdas pueden alcanzar una intensidad máxima de hasta 100 A.
- **Temperatura:** la vida útil de la batería se reduce cuando trabajan a temperaturas demasiado reducidas o elevadas. Un rango de trabajo tipo se sitúa entre -5°C y 60°C, aunque varía entre tecnologías y fabricantes.
- **Profundidad de descarga:** si una batería carece de efecto memoria, la degradación de la batería es mayor cuanto más elevada es la profundidad de descarga de los ciclos que ésta realiza.
- **Frecuencia del ciclado:** una frecuencia de ciclado muy elevada acelera la degradación de la batería.
- **Edad:** aunque menor que el que experimentan en funcionamiento, las baterías sufren cierto deterioro permaneciendo en reposo.
- **Estado de carga:** ciertos procesos de desgastes de las baterías aparecen cuando la batería está cargada o descargada en exceso. Por esta razón los fabricantes tienden a limitar el grado de carga de una batería entre unos límites de funcionamiento que prolonguen la vida de la misma.

Las baterías de los VE llevan un sistema de protección y control denominado habitualmente **BMS** (*Battery Management System*, Sistema de Control de Batería). Este sistema debe incorporar además protección frente a cortocircuitos y un sistema de aislamiento en caso de ruptura del módulo. Adicionalmente, también puede llevar a cabo el ecualizado de las tensiones de celda (evitando la circulación de corrientes internas), la estimación del estado de carga y del estado de salud.

Tal y como se indicó en la Tabla 3.1, la vida útil de las baterías de Li-ion es superior a la de las otras tecnologías de VE, aunque los números de ciclos de vida dado por uno u otro autor difieren mucho entre sí. Por ejemplo, en [34] se señala que la vida de una batería puede diferir mucho de la dada por el fabricante, prediciendo una vida de 5300 ciclos de carga lenta del 95% de DoD frente a los 1500 dados por el fabricante. Este valor es similar a los 5000 ciclos de vida dado en [26]. Respecto a la recarga rápida, en [35] se indica que un pack de baterías de Li-ion se degrada tras 2850 cargas rápidas.

Conscientes del temor de muchos usuarios a este problema, principalmente por el elevado gasto adicional que supone el cambio de este componente, los fabricantes han planteado diversas opciones para favorecer la adquisición de VE. Entre estas estrategias destacan dos.

La primera es ampliar la garantía de la batería, habitualmente de 3 años aunque algunos fabricantes la han subido a 5, como en el caso de Nissan [36]. La segunda es ofrecer un *leasing* de la batería, un mecanismo económico de alquiler mediante el cual el mantenimiento y valor residual de la batería al final de su vida útil quedan en manos del arrendador. Esto disminuye de forma significativa el precio inicial de adquisición del VE, al no tener que pagar el montante total de la batería, y compensándose el pago del leasing con el menor coste de la carga de la batería [37].

3.1.4. Autonomía de un vehículo eléctrico

La autonomía de un vehículo es la distancia que puede recorrer con su carga completa en unas condiciones determinadas. Estas condiciones incluyen [38]:

- **Velocidad:** las pérdidas por velocidad son de dos tipos diferentes. Las pérdidas aerodinámicas son más importantes a velocidades altas, ya que evolucionan con la velocidad al cubo. El rozamiento es más importante a bajas velocidades, aunque su valor también se incrementa a altas velocidades.
- **Aceleración:** la aceleración supone un mayor consumo de energía, ya que se emplea en aumentar la energía cinética del vehículo que, cuando el vehículo recupera la velocidad anterior, no se recupera no se recupera completamente (o no supone un descenso equivalente en el consumo del vehículo).
- **Rendimiento del motor:** los motores, tanto los de combustión interna como los eléctricos, presentan un rendimiento que es función de su punto de funcionamiento (velocidad-energía entregada). Los motores térmicos ven limitado su rendimiento al de sus ciclos térmicos ideales, Otto y Diesel, y en la práctica quedan lejos de ellos: por ejemplo, el motor térmico del Toyota Prius alcanza un rendimiento máximo del 37% [39]. En el caso de los motores eléctricos, este rendimiento es mucho más elevado, pudiendo alcanzar valores en torno al 90% o más [40], y es también menos dependiente de su punto de funcionamiento.
- **Rendimiento del sistema mecánico:** las pérdidas de la conversión de velocidad. En el caso de los vehículos con motor de combustión interna, estos emplean una caja de cambios. En los vehículos eléctricos, por el mayor par del motor eléctrico y la menor dependencia del rendimiento con la velocidad, la caja de cambios se sustituye por un único engranaje o en ocasiones se prescinde de él. Esto reduce considerablemente las pérdidas del sistema mecánico [41].

Los vehículos con motor de combustión interna presentan su mayor autonomía a velocidades constantes, en las que las pérdidas por aceleración y deceleración son mínimas. En todo caso, tanto en bajas como en altas velocidades el alcance es de varios cientos de

kilómetros, principalmente gracias a la alta densidad energética de su combustible: la gasolina tiene un valor en torno a 9500 Wh/kg y el gas-oil, de 12800 Wh/kg [42]. Esto se traduce en la capacidad de circular varios días en ciudad o realizar viajes de largas distancias sin repostar (hasta 1000 km), dependiendo de la capacidad del depósito.

En el caso de VE, las baterías presentan una densidad energética mucho menor, con valores para diferentes tecnologías de litio que oscilan entre 80 Wh/kg y 600 Wh/kg, la primera de litio-polímero y la última de litio-azufre [31]. Aunque se trabaja en aumentar esta densidad, junto a la mejora de otras características [43], continúa siendo dos órdenes de magnitud inferior a la de los anteriores combustibles fósiles. Esto implica que en el corto-medio plazo no se contempla un aumento significativo de esta magnitud. La solución para incrementar la autonomía del vehículo ha pasado por aumentar la capacidad total de las baterías, incrementando el número de celdas de las mismas. Esto supone un problema en términos de coste, espacio y peso de los VE, lo que limita el número total de celdas que pueden integrarse en el vehículo.

La baja densidad energética de las baterías ha supuesto la aparición de lo que se conoce como la ansiedad de autonomía (*anxiety range* en la literatura sajona) [44]. Este fenómeno puede definirse como el estrés que genera en el conductor la posibilidad de que el vehículo se quede sin carga en mitad de un trayecto. La ansiedad de autonomía varía de forma significativa con el rendimiento del vehículo, que lleva al conductor a tener que realizar una conducción más cuidadosa del mismo, y también con el envejecimiento de las baterías, que reduce la energía efectiva almacenada en las mismas. La disponibilidad de un cargador en el centro de trabajo y de cargadores instalados en la ruta del vehículo reduce el nerviosismo generado, pero no evita la generación de cierto estrés que lleva a algunos usuarios a cargar los vehículos en todo momento disponible [45].

3.2. El sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de instalaciones y equipamientos destinados a producir, transportar y distribuir la energía eléctrica desde los puntos de generación a los de consumo. La mayoría de estos sistemas, especialmente los de mayor tamaño, emplean para este fin corriente eléctrica trifásica.

Los cuatro aspectos que constituyen estos sistemas son los siguientes:

- **Generación:** se compone de las centrales de generación, encargadas de suministrar la energía demandada por el sistema, garantizar la continuidad del suministro y regular su funcionamiento dentro de unos límites aceptables de calidad (fundamentalmente tensión y frecuencia), fiabilidad y estabilidad. Su nivel de tensión suele situarse entre

11 y 25 kV, elevándose a tensiones aptas para el transporte de forma que las pérdidas en el mismo sean menores, mediante transformadores situados a la salida de las centrales.

- **Transporte:** se componen principalmente por líneas de cables eléctricos, habitualmente de tendido aéreo, y centros de transformación de tensiones aptas para el transporte. En el sistema peninsular español estos niveles son fundamentalmente de 132, 220 y 400 kV, en función de las distancias entre nudos o puntos del sistema conectados. Se caracterizan también por tener un mayor mallado que las redes de distribución, la relación entre el número de nudos del sistema (subestaciones) y el número medio de enlaces entre dichos nudos (líneas). Las redes malladas son más robustas ante perturbaciones y más fáciles de mantener, ya que permiten que la energía circule por caminos alternativos.
- **Distribución:** las líneas de distribución se encargan de llevar en última instancia la energía eléctrica hasta los centros de consumo, reduciendo paulatinamente el nivel de tensión hasta alcanzar el nivel deseado. Los niveles de tensión van desde los 132 kV iniciales de la red de transporte a los 3 kV cerca de los centros de consumo de baja tensión, aunque también hay alimentación a consumidores industriales en media tensión. Para esto emplean línea aérea en medios rurales y algunos industriales y líneas subterráneas en ciudades y otros lugares donde la normativa o el entorno no permita el tendido aéreo. Tienen un mallado más reducido que el de las redes de transporte.
- **Consumo:** los lugares donde la energía eléctrica es finalmente empleada para uso doméstico (400 V en trifásica y 230 V en monofásica) o laboral (400 V o mayor).

Los VE son elementos que demandan energía eléctrica, por lo que se engloban dentro del consumo del sistema eléctrico. No obstante, estos vehículos no constituyen cargas al uso. Por un lado, se trata de cargas fácilmente regulables y desplazables en el tiempo: pueden variar la potencia consumida durante la carga o posponer dicha recarga para disminuir el impacto sobre la red eléctrica durante este proceso. Además, al desplazarse también en el espacio, su gestión es más compleja y hace que también dependa de las características del sistema al que estén instantáneamente conectados. Por otro lado, los VE son capaces de ofrecer una capacidad distribuida de almacenamiento de energía de forma temporal. Dentro del esquema tradicional del sistema eléctrico, las baterías de los VE conectados a la red podrían asemejarse a las

centrales de bombeo¹. En el caso de edificios, a los sistemas de baterías empleados para dotarlos de cierta capacidad de autonomía.

Otra característica particular de los VE se relaciona con el tipo de sistema de alimentación empleado. Los sistemas de generación, transporte y distribución corresponden habitualmente a sistemas de corriente alterna trifásicos, mientras que las cargas domésticas individuales son monofásicas, agrupándose de manera que su conjunto constituya una carga trifásica lo más equilibrada posible; las cargas industriales pueden ser monofásicas, trifásicas o más raramente bifásicas (caso de trenes de gran velocidad).

En el caso de los VE, y como se detallará en el apartado 3.3, el tipo de carga que representen depende del cargador utilizado. Así, habitualmente serán cargas monofásicas, que es la tecnología comercial más desarrollada y extendida. Sólo cuando se requiera y posibilite una carga rápida ésta se hará mediante una toma trifásica, bien mediante un cargador en corriente alterna trifásica, bien mediante cargadores en corriente continua que necesitan una entrada en corriente alterna trifásica.

3.2.1. Regulación de la red eléctrica

La frecuencia eléctrica de un sistema de potencia está determinada por la velocidad de giro de los generadores eléctricos, guardando ambas una cierta proporcionalidad entre sí. De esta forma, los grandes sistemas eléctricos de potencia se conforman a nivel global en dos grandes bloques: aquellos que emplean una frecuencia de 50 Hz (Europa y la mayor parte de Asia, África y Oceanía) y aquellos que emplean una frecuencia de 60 Hz (la mayor parte de América). Esta división entre redes se ha mantenido hasta la actualidad por razones históricas y de especificidad de sus componentes, siendo de especial importancia que se mantenga una frecuencia estable para garantizar su funcionalidad y seguridad. Por ejemplo, la potencia reactiva requerida o generada por sus componentes (líneas, transformadores, máquinas rotativas) es mayor a 60 Hz que a 50 Hz, pero también lo es la densidad de potencia activa de los motores, al generar un par similar con mayor velocidad de giro [22].

¹ Una central de bombeo es una central hidráulica con dos embalses y capacidad de bombear agua del embalse inferior al superior. Esto se realiza durante periodos de baja demanda (y de menor coste) para poder turbinar posteriormente cuando la demanda (y el precio de mercado) sea mayor.

De forma similar, dentro de estos grandes sistemas pueden distinguirse diferentes áreas en las que el flujo de electricidad se transmite a un nivel de tensión determinado. El nivel de tensión queda determinado por la tensión de generación, las posteriores subidas o bajadas de tensión realizadas en los centros de transformación y las caídas (o subidas) de tensión durante su transporte. Como se ha señalado, el nivel de tensión se eleva tras la generación energía para reducir las pérdidas en el transporte, reduciéndose posteriormente a medida que el transporte de energía eléctrica se aproxima a los centros de consumo. El nivel de aislamiento requerido, así como la potencia que se extrae o puede extraerse, difieren para cada uno de los niveles de tensión considerados. Por esta razón, también resulta fundamental que los componentes del sistema trabajen dentro de unos determinados márgenes de tensión.

Finalmente, la intensidad es la magnitud referida al flujo de carga eléctrica por la unidad de tiempo en uno de sus componentes. Dado un nivel de tensión en el que trabaja la red, la intensidad será tanto mayor cuanto mayor sea la potencia circulante por la misma.

La base de la regulación de un sistema de potencia eléctrico es mantener estas tres componentes de la electricidad- frecuencia, tensión e intensidad- dentro de los límites de funcionamiento de sus componentes. Aunque guardan cierta relación entre sí, cada una de ellas constituye un área de control prácticamente independiente.

- La **frecuencia** se relaciona con la velocidad de giro de los generadores. Se regula mediante el equilibrio instantáneo entre la potencia generada y demandada.
- La **tensión** se relaciona a altas tensiones con la energía reactiva, donde se regula mediante la inyección o extracción de potencia reactiva. A bajas tensiones guarda también relación con la resistencia de los componentes, debiendo disminuir su resistencia o emplear tensiones mayores para evitar grandes caídas de tensiones.
- La **intensidad** se relaciona con la máxima potencia de trabajo que admite un componente. Establece así los límites en los que puede funcionar el sistema, debiéndose realizar las medidas estimadas para aliviar a aquellos que estén trabajando por encima de dicho límite. Éstas incluyen la entrada de nuevos grupos de generación, la conexión/desconexión de líneas para variar el flujo de energía y, en última instancia, el deslastre de cargas.

En los apartados siguientes se detalla en mayor profundidad los aspectos relacionados con la regulación de frecuencia y con la regulación de tensión en redes de alta tensión, por ser principalmente en estas áreas donde se ha propuesto la actuación del VE.

3.2.1.1. REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Las desviaciones de frecuencia se deben a desajustes instantáneos en el equilibrio entre la potencia generada y la potencia demandada. Una potencia generada instantáneamente superior

a la potencia demandada conlleva una aceleración de los grupos eléctricos (en general, una turbina y una máquina eléctrica girando solidariamente) y un incremento de la frecuencia, mientras que una demanda superior a la generación conlleva la deceleración de los grupos y la reducción de la frecuencia. Al igual que muchas de las cargas, estos grupos están diseñados para funcionar, en condiciones normales de la red, a una determinada velocidad de giro, pudiendo verse su integridad en peligro si trabajan a velocidades inferiores (por ejemplo, puede inducir a una menor refrigeración de la máquina) o a velocidades superiores (por ejemplo, poniendo en riesgo la integridad estructural del conjunto).

Una de las características más distintivas de la energía eléctrica es la carencia de un medio de almacenamiento de grandes dimensiones, como sí se dispone para otros sistemas: la energía eléctrica debe generarse a la par que se consume. Por ejemplo, la energía calorífica puede almacenarse temporalmente en acumuladores y los sistemas hidráulicos o de aire comprimido pueden almacenar el agua o el aire en depósitos. La energía eléctrica sí admite medios de almacenamiento en forma de otros tipos de energía, como la energía potencial del agua almacenada en un embalse y la energía química de las baterías, pero el dimensionado de estos medios impide que puedan emplearse para regular la totalidad de la frecuencia eléctrica. Esta razón, junto a que no se dispone, en general, de cargas fácilmente regulables, ha llevado a que los generadores eléctricos hayan llevado a cabo tradicionalmente la regulación de frecuencia.

Pueden distinguirse habitualmente tres niveles de regulación de frecuencia: primaria, secundaria y terciaria [46, 47].

- **Regulación primaria:** actúa frente a las desviaciones de frecuencia en el orden de segundos, proveyendo de energía al sistema antes de 30 segundos de la aparición de la perturbación y durante al menos 15 minutos. En los sistemas tradicionales lo llevan a cabo todos los generadores eléctricos que suministran energía a la red en ese momento mediante la inercia de estos grupos.
- **Regulación secundaria:** sustituye a la regulación primaria y se encarga de devolver al sistema a la frecuencia de consigna, actuando en órdenes que varían entre segundos y 15 minutos de la aparición de la perturbación. En sistemas tradicionales es activado por el operador del sistema, enviando la señal de actuación a los generadores correspondientes.
- **Regulación terciaria:** es activado por el operador del sistema en caso de necesidad, tanto para liberar a la regulación secundaria como para complementar a la generación principal en caso de perturbaciones de larga duración. El operador del sistema la

activa manualmente en el tramo de 15 minutos hasta 1-2 horas desde la aparición de la perturbación.

3.2.1.2. REGULACIÓN DE TENSIÓN

La regulación de tensión también cuenta con un protagonismo destacado de los generadores eléctricos, aunque el operador del sistema cuenta con otras importantes herramientas para garantizar la estabilidad de la tensión del sistema. Los principales componentes y herramientas con los que cuenta el operador del sistema para llevar a cabo la regulación de tensión son:

- **Generadores:** llevan a cabo la regulación en sus bornes en base a la consigna dada por el operador del sistema. Se realiza mediante la inyección de potencia reactiva, proceso que únicamente depende del control de potencia activa en el límite de potencia aparente del generador.
- **Apertura y cierre de líneas:** las líneas eléctricas contribuyen al consumo o generación de potencia reactiva en función del grado de carga de las mismas y de la tensión a la que están conectadas. El consumo de potencia reactiva aumenta cuando las líneas están más cargadas y puede ser negativa (generación de potencia reactiva) cuando ésta es reducida y la tensión de conexión es elevada. En el caso de cables aislados la generación de potencia reactiva es mayor por el efecto capacitivo del aislamiento.
- **Conexión de bancos de condensadores o reactancias en subestaciones:** condensadores y reactancias son elementos eléctricos clásicos empleados para inyectar o extraer potencia reactiva de la red. La cantidad de energía que aportan o extraen es mayor cuanto más elevada es la tensión nominal y mayor la tensión previa a la conexión frente a ésta.
- **Cambios de tomas en los transformadores:** algunos transformadores de red disponen de un cambiador de tomas mediante el cual pueden seleccionar la relación de transformación entre el lado de alta tensión y el de baja tensión [48]. Los cambios en esta relación permiten regular el nivel de tensión en el extremo de la toma frente al opuesto.

- **Deslastre de cargas:** constituye una medida extrema para el caso más crítico, el colapso de tensiones². Consiste en la desconexión de parte de la carga del sistema una vez éste se ha vuelto inestable, teniendo como objetivo devolver al sistema a una situación de estabilidad.

Estas herramientas están destinadas a la gestión de la potencia reactiva del sistema, estrechamente ligada con la tensión. Este control debe ser más local que el de la potencia activa, ya que la potencia reactiva no se transmite tan bien en largas distancias: una mayor transmisión de potencia reactiva incrementa las pérdidas de activa y reactiva [49].

Los sistemas de control empleados para regular la tensión presentan más diversidad que los dedicados a la regulación potencia-frecuencia. Uno posible es el empleo de un esquema jerárquico automático del tipo de la regulación de potencia activa, como el caso de Italia y Francia, mientras que en otros países la regulación se lleva a cabo de forma manual desde un centro de control, como Bélgica o Suiza [49].

3.2.2. Redes inteligentes

El concepto de Red inteligente o *Smart grid* no tiene aún una definición nítida- se trata de una idea en desarrollo-, que busca mejorar las prestaciones y recursos de las redes eléctricas clásicas mediante el empleo de la moderna tecnología de información y comunicaciones y la integración de las nuevas fuentes de generación y cargas eléctricas, cuyo peso crece frente a las centrales de generación clásicas y la demanda tradicional.

Los principales componentes y conceptos relacionados con el área de redes inteligentes son los siguientes:

- **Generación distribuida:** en las redes eléctricas tradicionales la energía requerida por los elementos del sistema se genera mediante grandes centrales eléctricas alejadas de los centros de consumo, como aquellas que utilizan fuentes combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas), fuentes renovables o energía nuclear. Por el contrario, la

² El colapso de tensiones ocurre cuando el sistema eléctrico entra en una dinámica en la que no es capaz de aumentar el valor de la tensión de sus nudos pese a la toma de medidas anteriores, fundamentalmente de aumentar el aporte de potencia reactiva. Para evitar la propagación de este problema se requiere un cambio brusco en la estructura del mismo, lo que normalmente se traduce en la desconexión de una parte de la demanda, que conlleva igualmente la pérdida de una parte de la generación.

generación distribuida la constituyen pequeños generadores próximos a los centros de consumo y habitualmente mediante fuentes de energía renovables, aunque también incluye algunas no renovables, tales como la biomasa o la cogeneración. La generación distribuida renovable tiende a presentar problemas de garantía de suministro debido a su carácter intermitente, siendo una parte del objetivo de la Smart grid el garantizar su continuidad.

- **Cargas flexibles:** las redes eléctricas tradicionales siguen una filosofía destinada a suplir una demanda fluctuante y equilibrar el sistema. Ante la aparición de una generación también de carácter variable, se busca flexibilizar el comportamiento de las cargas actuales, de forma que ayuden a equilibrar el sistema. Pueden distinguirse cargas desplazables, cuyo uso puede trasladarse a una cierta franja de tiempo (por ejemplo, el lavavajillas y la lavadora); deslastrables, que pueden desconectarse instantáneamente en caso de necesidad (como los calefactores con almacenamiento o los frigoríficos) y controlables, cuya potencia demandada puede variarse en el tiempo (como los VE).
- **Almacenamiento distribuido:** el concepto del almacenamiento distribuido suele ir englobado en la literatura dentro de la generación distribuida, habiéndose separado aquí para facilitar su comparación con la generación convencional. Mientras que, por su magnitud, la generación convencional requiere de grandes sistemas de almacenamiento, las redes inteligentes permiten el uso de un abanico más amplio de sistemas para el almacenamiento de energía: volantes de inercia, hidrógeno, aire comprimido, almacenamiento de calor, etc.
- **Protocolos de comunicación:** la conexión de cargas inteligentes requiere de un flujo de información bidireccional entre las cargas y el sistema eléctrico para su correcto funcionamiento. Las cargas inteligentes así conectadas constituyen puntos de acceso al sistema, lo que añade la necesidad de protocolos de seguridad que garanticen su fiabilidad.

3.3. Cargadores eléctricos

Los cargadores eléctricos forman el principal nexo de unión entre el vehículo y la red eléctrica. Las características del perfil de la recarga visto en 6.2 depende de la tecnología de ésta y del tipo de cargador utilizado. El cargador puede ser interno, integrado en el vehículo, o externo, un punto de carga al cual se conecta el vehículo con o sin un cable propio. La tecnología empleada para la recarga se clasifica en distintas categorías, siendo dos las examinadas en este apartado: el tipo de carga empleada (conductiva o inductiva) y la direccionalidad del sentido del flujo de energía (unidireccional o bidireccional) [50].

Finalmente, la implantación a gran escala de los VE requiere del desarrollo de estándares para la conexión de los mismos a la red. El examinado en este apartado es uno de los principales, la norma IEC 62196, desarrollada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, *International Electrotechnical Commission*).

3.3.1. Tecnologías de carga

3.3.1.1. CARGA CONDUCTIVA E INDUCTIVA

La carga conductiva es la empleada en la mayor parte de aplicaciones eléctricas. Su funcionamiento emplea el contacto directo entre metales para transferir la energía eléctrica. Su principal inconveniente es que requiere que el usuario conecte manualmente el cable de carga al VE, aunque hay algunas propuestas para automatizar este proceso [51]. Constituye la tecnología más extendida en la actualidad para efectuar la recarga de los VE.

La carga inductiva constituye una tecnología completamente diferente a la recarga por cable. Su principio de funcionamiento es similar al de un transformador con núcleo de aire: las bobinas de la base de carga generan un campo electromagnético que es recogido por las bobinas del aparato a cargar. Se induce así una intensidad en el extremo receptor directamente proporcional a la intensidad del extremo emisor y al número de espiras en dicho extremo e inversamente proporcional al número de espiras en el extremo receptor.

El principal problema de la recarga inductiva es el peor acoplamiento magnético entre bobinas debido a la existencia del entrehierro de aire, a diferencia del acoplamiento a través de un núcleo ferromagnético continuo como en un transformador de potencia. Esto requiere una cantidad de potencia reactiva muy superior a la necesaria para la recarga conductiva, agudizándose el problema cuando se busca traspasar grandes potencias y/o la distancia entre emisor y receptor es elevada. Por esta razón no hay muchos dispositivos comerciales desarrollados para recarga inductiva, como el desarrollado por Delco Electronics de hasta 120 kW [52]. Para reducir el consumo de reactiva se puede emplear circuitos resonantes, que requieren operar a altas frecuencias.

Otra área de desarrollo es la carga inductiva en ruta, que permite cargar el vehículo cuando éste se encuentra en movimiento [53]. Su principal ventaja es ampliar el alcance propio del vehículo tomando energía de una estructura fija, habitualmente la propia carretera sin necesidad de realizar paradas en la ruta. Para que la transferencia de energía sea máxima se requiere un buen alineamiento de las bobinas, más crítico que durante el estacionamiento, para lo cual se han propuesto algunas soluciones, como utilizar geometrías del núcleo

resistentes al ruido [54] o reducir el desequilibrio del circuito [55]. Un ejemplo en España del uso de esta tecnología es el del autobús eléctrico de Málaga [56].

3.3.1.2. CARGADORES UNIDIRECCIONALES Y BIDIRECCIONALES

No toda la electrónica de potencia permite la circulación de energía en ambos sentidos. Los diodos, uno de los componentes más usados y económicos, únicamente permiten esta circulación en un sentido, mientras que otros elementos de mayor coste sí permiten un flujo reversible de energía (tiristores³, IGBTs). De igual forma, otros elementos de la aparataje eléctrica, como algunos modelos de contadores y de protecciones, pueden no admitir la reversibilidad del flujo de corriente. La elección de unos elementos u otros depende así de las características de la aplicación en la que se utilicen. En el caso de los VE, la función principal de los cargadores es la de cargar el vehículo, con lo que la transferencia únicamente se requiere en un sentido (red → vehículo). De esta forma la carga unidireccional constituye la tecnología principal de recarga de vehículos, en particular para cargadores integrados en el propio vehículo.

No obstante, y como se ha subrayado anteriormente, los VE pueden ser elementos activos del sistema eléctrico de potencia. Aunque algunas aplicaciones podrían realizarse mediante cargadores unidireccionales (e.g. demanda activa), el desarrollo e instalación de cargadores bidireccionales resulta imprescindible para que los VE puedan desplegar todo su potencial como elementos fundamentales de apoyo al sistema eléctrico.

3.3.2. Normativa IEC

La IEC 62196 describe los modos de carga de VE y las tomas empleadas para ello. Referencia y desarrolla los modos de carga definidos en el estándar IEC 61851-1, de uso más general.

³ Los tiristores no permiten la circulación de intensidad en ambos sentidos, pero sí se puede conseguir dicha reversibilidad si se colocan en paralelo y se realiza sobre ellos un control adecuado. Otros dispositivos de la familia de los tiristores (DIAC, TRIAC) sí permiten la bidireccional

Figura 3.4. Modos de conexión. [57]

3.3.2.1. MODO 1

El modo 1 se refiere a la conexión del VE a la red de distribución mediante una toma convencional, no excediendo los 16 A y 250 V (c.a. monofásica) o 480 V (c.a. trifásica). Requiere de bornes de potencia y de tierra, pero no de control. En algunos países este modo presenta algunas restricciones adicionales, mientras que en otros, como EE.UU., este modo no está permitido al no ser obligatoria la toma de tierra en las instalaciones domésticas.

3.3.2.2. MODO 2

El modo 2 emplea también una toma convencional, elevando la intensidad máxima permitida a 32 A y manteniendo las tensiones de y 250 V (c.a. monofásica) o 480 V (c.a. trifásica). Requiere además de los bornes de control descritas en el estándar IEC 61851-1 y de un interruptor diferencial para garantizar mayor seguridad en el uso del sistema.

3.3.2.3. MODO 3

El modo 3 se caracteriza por el uso de un equipo de alimentación especializado para la recarga del VE. Este requiere de un controlador y de bornes de control en ambos extremos del cable, de forma que si no hay un vehículo presente el cargador esté desconectado de la red.

Pueden usarse intensidades de 32 A con bornes presentes en el estándar IEC 61851-1, mientras que con otros cables pueden tenerse corrientes de hasta 250 A.

3.3.2.4. MODO 4

El modo 4 contempla el empleo de un cargador externo al vehículo que transforma la corriente de alterna en corriente continua, lo que permite alcanzar corrientes de hasta 400 A. El control y bornes necesarios para este fin son similares a los del modo 3.

3.3.2.5. CONECTORES

Para intensidades superiores a los 16 A el conector Schuko de los electrodomésticos presenta algunos problemas de seguridad. Por ello, en la IEC 62196 se sustituye por alguna de los siguientes conectores:

- **Tipo 1 – Yazaki (SAE J1772-2009).** Para tensiones monofásicas entre 120 y 240 V y potencias de hasta 16,7 kW. Sólo en EE.UU. y Japón, en el primero cuenta con una versión de hasta 80 A.
- **Tipo 2 - Mennekes (VDE-AR-E 2623-2-2).** Para tensiones monofásicas y trifásicas entre 100 y 500 V y potencias de hasta 43,5 kW. Extendido en Europa y desarrollado por la compañía alemana Mennekes. La compañía Tesla emplea un conector tipo 2 modificado para permitir mayores potencias en corriente continua, sistema que también se está implementando en otras versiones del cargador.
- **Tipo 3 – EV Plug Alliance o Scame.** Para tensiones monofásicas y trifásicas entre 100 y 500 V y potencias de hasta 22 kW. Extendido por Europa y desarrollado por Scame, Schneider y Legrand.

En la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, la Unión Europea determinó que el Tipo 2 sería el estándar europeo para la recarga en corriente alterna [58].

Otros conectores para la carga de baterías incluyen:

- **Conector único combinado (*Combined Charging System, CCS*).** Desarrollada por empresas alemanas y estadounidenses, cuenta con espacio suficiente para permitir la carga de tipo 1 o tipo 2 junto a la carga de corriente continua. Consta de cinco bornes, dos para corriente, dos para comunicación con la red y uno de toma de tierra. Admite recarga lenta (monofásica) y rápida (trifásica).
- **CHAdemo.** Uno de los más extendidos, está desarrollado por un conglomerado de entidades japonesas: The Tokyo Electric Power Company, Nissan, Mitsubishi, Fuji Heavy Industries y Toyota. Proporciona hasta 62,5 kW mediante una tensión de corriente continua. Emplea diez bornes, toma de tierra y comunicación con la red.

La Figura 3.5 recoge los conectores y tomas descritos en este apartado.

Figura 3.5. Tipos de conectores y tomas para vehículos eléctricos. [59, 60, 61]

4. ESTADO DEL ARTE

4.1. Introducción

En este apartado se va a analizar en detalle el estado del arte de todas aquellas áreas tratadas por la presente Tesis Doctoral. Para ello se comenzará analizando el vehículo de forma individual, lo que incluye el modelado de su batería y su comportamiento dinámico. A continuación se analiza el estado del arte relativo a las herramientas para analizar el grado de electrificabilidad de la flota y el posicionamiento y gestión de puntos de recarga. Acto seguido se repasan los estudios realizados por otros investigadores sobre el impacto en los sistemas anteriormente expuestos, de mayor a menor tamaño. Para concluir, se repasan las aplicaciones complementarias propuestas en la literatura según el sistema al que afectan: red eléctrica o edificio.

Algunos de estos ámbitos implican solamente al vehículo (o vehículos), por ejemplo el estudio de la viabilidad de cubrir las necesidades de movilidad realizadas actualmente con un vehículo de motor de combustión interna mediante un vehículo eléctrico (VE)-electrificabilidad de un vehículo o, en general, electrificabilidad de la flota-, el estudio de la recarga de su batería y el de su desgaste. Otros requieren el estudio de lo que ocurre a múltiples vehículos, como en los problemas de localización de cargadores eléctricos.

El número de vehículos requeridos para el estudio difiere según el sistema analizado, al igual que el nivel de detalle de los datos considerados. Esta escala se aprecia en las aplicaciones relativas al impacto en la red y sus aplicaciones, siendo tanto mayor su número (y menor el nivel de detalle) cuanto más grande sea el sistema en el que se analiza el despliegue del vehículo eléctrico: edificio, red de distribución, red de transporte, generación eléctrica.

Las aplicaciones complementarias se entienden como aquellas posibles funciones que pueden ser ofertadas por los VE al sistema eléctrico. Difieren así de la función principal del vehículo, el transporte, ya sea éste un vehículo tradicional, eléctrico u otra tecnología. La disponibilidad de su batería, unida a su conexión a un gran y diverso sistema como es el eléctrico y un uso relativamente reducido del vehículo a lo largo del día (1 hora de media [62]), abren un abanico de posibilidades que van más allá de reducir al VE en una carga para el sistema, pasiva o activa. Estudiado en su profundidad, el VE puede ser un miembro activo de la gestión del sistema que permita mejorar su fiabilidad y robustez e integrar un mayor número de energía renovable.

4.2. Modelado de baterías

En este apartado se describirán referencias relativas al modelado eléctrico de la batería y el modelado de su degradación.

Las baterías eléctricas comprenden un amplio problema de la química industrial centrado en el desarrollo y empleo de sistemas de almacenamiento electroquímico. La tecnología de mayor desarrollo actual es la de Li-ion aunque también se está experimentando con nuevos materiales, como el grafeno [63]. Su campo de aplicación es variado, comprendiendo desde dispositivos electrónicos a grandes sistemas de almacenamiento para energías renovables.

En el caso del vehículo eléctrico, la tecnología más extendida es la de Li-ion. La razón se encuentra en sus características técnicas (Tabla 3.1), fundamentalmente la tensión por celda y densidad de energía más elevadas. Entre sus desventajas se tiene una baja tolerancia a sobrecargas y temperatura, una menor vida útil y son la tecnología más costosa de las presentes (Pb-Ac, NiCd, NiMH) [64].

4.2.1. Modelado eléctrica de la batería

En general, en estudios de VE o de aplicaciones de baterías éstas tienden a modelarse de forma muy simplificada. Suele considerarse la capacidad nominal y una capacidad efectiva inferior que refleja tanto cierto desgaste de la batería (habitualmente hasta un 80% de la capacidad teórica) como un rango de seguridad para evitar la “ansiedad de autonomía” y para evitar su degradación por una sobredescarga.

No obstante, algunos estudios sobre VE modelan las baterías como un equivalente Thevenin [65]. Por ejemplo el modelo genérico empleado en el software Matlab-Simulink sigue el esquema de la Figura 4.1 variando la tensión a circuito abierto, V_0 , de forma que ésta depende de la capacidad y corrientes extraídas y el tipo y características de la batería escogida. El modelo de batería de litio incluye también dependencia con la temperatura. [66]

Figura 4.1. Circuito equivalente de desgaste. [67]

Los modelos empleados en baterías tienden a ser más complejos y debe distinguirse si versan sobre una única celda o una combinación de ellas (interconectadas en serie, paralelo o serie-paralelo) para obtener los niveles de tensión e intensidad requeridos por el sistema eléctrico del vehículo. [26]. Por ejemplo, el empleado en [67] para un modelo teórico de desgaste añade en serie con el circuito equivalente Thevenin un circuito paralelo formado por un condensador C y una resistencia R_2 , un modelo también sencillo pero más flexible que permite agregar una componente no lineal (Figura 4.1). El empleado en [26] para un conjunto de celdas añade un condensador entre la fuente de tensión controlada, V_0 , y la resistencia serie, R_1 , para mejorar la representación de que la capacidad del módulo depende de la corriente y del tiempo.

4.2.2. Gestión de la carga de la batería

La gestión de la carga de la batería tiende a realizarse de una forma simplificada, linealizando la carga de los vehículos considerando una potencia de carga constante dentro de los límites mínimo y máximo del estado de carga de la batería, SoC_{min} y SoC_{max} (4.5) [11].

La variación en el estado de carga de la batería, ΔSoC , entre dos instantes de tiempo t es debida a la energía entrante o saliente de la misma, E_{bat} y a una cierta autodescarga (4.1). Para la recarga de la batería se emplea un convertidor que también suele modelarse de forma simplificada mediante la ecuación (4.3). Lo habitual es considerar un cierto rendimiento de los procesos de carga y descarga, η_c y η_d , a veces considerados iguales y otras, diferentes [11].

De forma similar, el fenómeno de la autodescarga puede no modelarse porque se considere despreciable [68] o porque se considere englobada dentro del propio consumo por kilómetro del vehículo, especialmente si esta corresponde con ensayos de autonomía del vehículo. Algunos artículos modelan la autodescarga, δ_{bat} , como un cierto porcentaje rd_{bat} del estado de carga en el instante anterior (4.4) [25].

De esta forma, la evolución del estado de carga de la batería puede modelarse como:

$$SoC(t) = SoC(t - 1) + \Delta SoC(t) - \delta_{bat}(t) \quad (4.1)$$

$$\Delta SoC(t) = \frac{E_{car}(t)}{E_{car}^{CAP}} \quad (4.2)$$

$$E_{car}(t) = \begin{cases} \frac{E_{bat}(t)}{\eta_d} & P_{bat} \geq 0 \\ \eta_c \cdot E_{bat}(t) & P_{bat} \leq 0 \end{cases} \quad (4.3)$$

$$\delta_{bat}(t) = rd_{bat} \cdot SoC(t - 1) \quad (4.4)$$

$$SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max} \quad (4.5)$$

La variable estado de carga, $SoC(t)$, se ha tomado como un valor normalizado entre 0 y 1 de la capacidad de la batería, E_{car}^{CAP} , por lo que en (4.2) se normaliza el valor de la energía

efectiva de carga de la batería, E_{car} . En (4.3) esta energía se relaciona con la energía entrante o saliente mediante los coeficientes de carga y descarga.

Finalmente, en estudios de VE la degradación de la batería sólo suele considerarse en detalle cuando se analiza la viabilidad económica. En [69] se examina la viabilidad de ofrecer servicios complementarios a la red eléctrica, lo cual supone evaluar el coste de la degradación adicional de la batería al usarse esta para otros usos además del transporte. Esto sigue el enfoque visto en [70], que obtiene unas curvas de precio de la energía en función de la profundidad de la descarga; se considera así tanto el coste asociado a la energía con el coste asociado al desgaste. La información relativa a la degradación de la batería proviene del ensayo de ciclado de tres células de batería de diferente tecnología. Dos de las tres tecnologías presentan curvas de coste ascendente con una mayor profundidad de descarga (entre 0,22 €/kWh para DoD del 100% y 0,02 €/kWh para DoD del 5%), mientras que para la tercera estos son constantes (0,044 €/kWh).

4.3. Modelado del consumo de vehículos eléctricos

Con objeto de determinar el grado de electrificación de una flota de VE es necesario conocer su consumo. En este apartado se describen los diferentes enfoques empleados para este fin, desde aquellos que suponen un consumo constante por kilómetro recorrido hasta modelos más completos basados en la dinámica del vehículo. El nivel de detalle empleado dependerá de la aplicación final: en un estudio de electrificabilidad de un vehículo se requiere un análisis detallado del mismo y de su movilidad, mientras que en un estudio de costes de servicios complementarios puede ser más interesante estudiar en profundidad la degradación de la batería.

Se ha separado aquí el modelado de un vehículo del estudio de su movilidad (apartado 4.4), siendo éste un área con mayor desarrollo en vehículos de combustión interna. Tanto es así que los modelos disponibles suelen pertenecer a vehículos de combustión interna y los análisis de electrificabilidad de un vehículo (apartado 4.5) buscan realizar las actividades del vehículo tradicional con un vehículo eléctrico.

En el área de estudio de la tesis, los modelos de VE definen una serie de características principales del mismo (capacidad de la batería, tipo de carga empleada, peso del vehículo, etc.), una formulación para determinar el consumo del vehículo y otra para la gestión de la batería.

Los modelos más sencillos de vehículo eléctrico son aquellos que suponen un consumo constante, de ciertos kWh/km. Por ejemplo, en [71] se considera un consumo de 0,25 kWh/km, un valor conservativo considerando que dos de los coches tomados como

referencia presentaban un consumo de 0,2 kWh/km y 0,107 kWh/km. La capacidad efectiva de batería, considerando su desgaste, es de 13 kWh frente al nominal de 16 kWh (81,25%). Estos datos son relativamente fáciles de conseguir, ya que los vehículos deben pasar una serie de pruebas de homologación que los fabricantes publican en su web, aunque también son accesibles en páginas gubernamentales [72]. Por ejemplo, en el modelo Nissan Leaf de 2013 la compañía documentaba una capacidad de 24 kWh y un consumo de 0,16 kWh/km en el ciclo urbano US LA4 [19]. Este vehículo es también el empleado en [73], donde se considera un consumo urbano de 0,24 kWh/km y una capacidad efectiva de 24 kWh.

Modelos sencillos pero más desarrollados que el modelo constante anterior dividen los VE en dos partes: la parte mecánica y la parte eléctrica. La parte mecánica es pareja a la del resto de vehículos y se basan en la aplicación de las leyes de la dinámica para vehículos. A continuación se añade la parte eléctrica, modelando la energía extraída de la batería, el freno regenerativo y las pérdidas electrónicas [74]. No es habitual incluir aquí las pérdidas por autodescarga de la batería, que sí son más habituales en la gestión de baterías fijas acopladas a redes de edificios.

El estudio de vehículos híbridos presenta diferencias por el hecho de contar con un segundo motor de combustión. En función del tipo de esquema de tracción empleado (apartado 3.1.1) el modelado se hará de una u otra forma. La problemática en estos casos tiende a estar relacionada con la elección de la estrategia de menor coste, la reducción degradación de la batería o la reducción del gasto de combustible [65]. También permite realizar comparativas sobre el tipo de vehículo con mejor rendimiento para unas ciertas condiciones de funcionamiento [75].

4.4. Movilidad de vehículos

Para estudiar la autonomía de un vehículo o flota de vehículos se emplean medios observacionales, teóricos o una combinación de los mismos. La forma de los datos adquiridos puede variar ampliamente: desde tener la trayectoria exacta de un vehículo al simple registro de la salida y llegada de los vehículos a su posición de partida.

El registro más preciso y directo de datos se tiene mediante la traza GPS de los vehículos individuales. Se han usado tradicionalmente en investigación del transporte para validar encuestas de desplazamientos [76] y estudiar el nivel de tráfico y la velocidad de desplazamiento en ciudades [77]. Debido a que su obtención, almacenamiento y tratamiento de los datos resultan costosos, el número de datos disponibles suele ser limitado. Empiezan a estar disponibles bases de datos abiertas con registros GPS de miles de vehículos. Una de estas es Crowdad [78], una web que almacena datos de diversas fuentes, entre ellos datos GPS de colaboradores que luego pueden ser empleados por la comunidad investigadora.

Si no se cuenta con datos de GPS o no se requieren, una alternativa son las encuestas de movilidad. Este es el caso visto en [79], donde se utiliza una encuesta de movilidad del Departamento de Transporte de la *Technical University of Denmark*. De ella se extraen la información relativa al usuario, fecha y hora de salida y distancia recorrida (se asume una velocidad media de 70 km/h, más próxima la velocidad media por carretera - 93 km/h en España [80]- que a la urbana- variando en Madrid entre 11,38 km/h en el centro y 28,39 km/h en la periferia [81]), lo que permite dividir los patrones de conducción en ciclos de 24 horas y agruparlos posteriormente. Estos patrones serán los usados posteriormente en la estrategia de recarga propuesta. Un caso similar es el empleado en [82], donde se emplean los datos públicos de la Encuesta de Desplazamientos Nacionales Daneses. Los datos se filtraron para obtener el grupo de vehículos más propicio para adoptar un vehículo eléctrico teniendo en cuenta un consumo de 0,15 kWh/km y una capacidad efectiva de 13 kWh (sobre una capacidad teórica de 20 kWh).

El siguiente nivel lo constituyen los modelos de movilidad, desarrollos teóricos que se realizan y validan en base a datos reales. Estos modelos se han usado ampliamente en investigación del transporte, existiendo diferentes tipos que van desde los más sencillos a los más complejos, en función del nivel de detalle requerido.

Un tipo de modelo de movilidad que está conociendo un importante desarrollo reciente son los modelos basados en actividades. Estos modelos permiten predecir la agenda diaria de una población sintética, estadísticamente equivalente a una real en la que se basan, lo que permite extraer los viajes que llevan a cabo. En [83] se distinguen cuatro categorías de estos modelos:

1. Estáticos: la programación de actividades se realiza en base a árboles de decisión, habitualmente entrenados con datos reales, que deciden si una actividad se lleva a cabo o no. Posteriormente se deciden las características de dicha actividad. Estas decisiones se realizan en base a las características de cada individuo.
2. Semi-estáticos: añaden un comportamiento no-estacionario y evolucionista (por ejemplo, considerar el día de la semana, las festividades, el tiempo, etc.), características asociadas al comportamiento de los individuos según diferentes estudios.
3. Dinámicos: añaden una adaptación de las agendas de los individuos a lo largo del día, con gran resolución. Esto requiere que cada individuo tenga cierto aprendizaje.
4. Dinámicos con micro-simulación basada en agentes: añade un marco de micro-simulación basada en agentes que conlleva una asignación de rutas y tráfico a nivel microscópico. De esta forma hay un intercambio de información entre los agentes y la movilidad global, influyéndose mutuamente.

El modelo desarrollado por los autores en [83] se corresponde al último de estos casos. Este modelo se emplea posteriormente en [84] para predecir la demanda espacio-temporal de energía eléctrica de VE en Flandes, Bélgica. El empleo del modelo permite realizar distintos escenarios de recarga, pudiendo elegir las localizaciones donde pueden cargar los vehículos una vez estacionados, como en casa y en el trabajo.

Finalmente el tercer nivel está constituido por aproximaciones matemáticas del conjunto de la movilidad. El empleo de datos reales resulta mínimo, principalmente del número total de vehículos o desplazamientos a considerar.

Un caso más desarrollado con ecuaciones es el presentado en [71], donde se parte del número medio de desplazamientos y de la distancia media de estos desplazamientos para modelar la distancia total viajada por cada uno de los usuarios a lo largo del día. Para ello se toma un valor aleatorio a partir de una función de densidad de probabilidad basada en la función gamma, como se muestra en la Figura 4.2.

Figura 4.2. Distribución de la distancia recorrida por los conductores. [71]

De forma similar a lo empleado en [85], la salida y llegada de vehículos se modela por una función de densidad de probabilidad de Rayleigh (Figura 4.3):

Figura 4.3. Distribución estadística de la salida y llegada de vehículos eléctricos. [71]

La curva de demanda agregada resultante dependerá de la política de recarga de los vehículos (apartado 4.7, Figura 4.7).

4.5. Análisis de electrificabilidad de vehículos

Por análisis de electrificabilidad de un sistema se entiende el estudio de la viabilidad para cambiar la fuente de energía primaria empleada en dicho sistema por energía eléctrica. Para ello debe tenerse en cuenta tanto su viabilidad técnica como económica. En el caso de los vehículos se repite este mismo esquema, aunque los estudios tienden a centrarse únicamente en uno de los dos aspectos. También debe distinguirse si el análisis es de un caso concreto, que requiere de medidas y registros precisos del sujeto concreto, o de una población en general, en las que se necesitan datos de carácter más genérico.

En el aspecto técnico, la electrificación del transporte por carretera debe responder a las expectativas de los usuarios. En [86] se indica que, aunque el 68% de la población europea (Unión Europea y estados asociados) viva en ciudades y, por tanto, el transporte urbano sea el principal uso del vehículo eléctrico, el transporte entre ciudades no debe obviarse en el desarrollo de estos vehículos. Varios proyectos de promoción del vehículo eléctrico se sitúan en esta línea, como MOVELE en España y MOBIE en Portugal. En la línea de transporte urbano se encuentran otros planes para promover el uso del coche compartido (alquiler horario de vehículos), como el servicio público AutoLib en París e iniciativas empresariales privadas como Car2Go, extendida por múltiples ciudades (Berlín, Madrid, Amsterdam, Montreal, Nueva York, etc.).

Analizar la posibilidad del uso del vehículo eléctrico en el conjunto de una población requiere los datos estadísticos de su movilidad. Posteriormente suele suponerse un cierto consumo y capacidad de batería para determinar el porcentaje de la población que podría usar

un VE sin alterar su comportamiento de movilidad diaria. Durante el día cada miembro de la población realiza distintas actividades (está en casa, en el trabajo, realizando compras, etc.), llevando a cabo algunos de los desplazamientos entre actividades con su vehículo privado. Puede considerarse aquí la posibilidad de realizar una recarga entre estas actividades (recarga intradiaria) y limitada o no a un conjunto de ellas- por ejemplo en casa, el trabajo y compras en grandes almacenes-, que permite aumentar la electrificabilidad de la flota. Un ejemplo puede verse en [87], donde se analiza la electrificabilidad de la flota de EE.UU. considerando los tipos y distancias de los viajes analizados.

Pasando a los estudios que se centran en la viabilidad económica, algunos de ellos se centran exclusivamente en el componente más significativo, la batería. Por ejemplo, un estudio del Deutsche Bank de 2009 estimó un coste de alrededor de 400 \$/kWh para 2020, considerando un ratio de aprendizaje del 7,5%, que representa un valor conservador frente al 15% de las baterías de portátiles entre 1997-2012 [88]. Sin embargo, una revisión de 2010 [89] dejó el precio en torno a 250 \$/kWh por una previsión de gran competencia en 2012, lo que supuso una caída del 30% en dicho año sobre el precio previsto. Esta revisión está en la línea de noticias posteriores [90]. El más reciente de ellos [91], de 2016, profundizó en dicha caída de costes de las baterías, indicando que algunas empresas pueden presentar costes actuales del sistema completo (con la electrónica de potencia y el sistema de gestión de batería) inferiores a los 250 \$/kWh.

Figura 4.4. Coste estimado de baterías en vehículos eléctricos hasta 2020. [91]

Otros estudios consideran el vehículo en su conjunto, como en [92], donde se realiza una previsión a futuro del coste de los vehículos híbridos y eléctricos estimando las curvas de aprendizaje de la tecnología. Se estima que el precio de los vehículos eléctricos de batería, si mantiene una evolución similar a la de los vehículos híbridos, sólo estará a la par en precio

con los híbridos en 2026 y con los de combustión interna en 2032. En total, el precio estimado de los VE para 2035 es de 100 ± 46 €/kWh, 120 ± 28 €/kWh los híbridos y 103 ± 33 €/kWh los de combustión interna. El estudio [93], sin detalle en los cálculos pero considerando diferentes políticas del gobierno y un mayor número de tecnologías de vehículos, llega a conclusiones similares para 2030 y prolonga el análisis hasta 2050.

Figura 4.5. Evolución de ventas de vehículos eléctricos según tecnología. Izquierda: regulación muy estricta. Centro: objetivos para el cambio climático. Derecha: pocos cambios en la actual regulación. (HEV: híbridos serie; REEV: híbridos de rango extendido; BEV: vehículos eléctricos de batería; FCEV: vehículos eléctricos de célula de combustible). [93]

Debe remarcarse que en la adopción de un VE entran en juego otros factores diferentes del precio. Así, en [94] se realiza un modelo para estimar las ventas de VE en Irlanda en función de sus características técnicas (precio, consumo, tipo de combustible, autonomía, etc.). Los datos empleados para obtener los coeficientes de peso de las distintas características técnicas se corresponden fundamentalmente con vehículos de motor de combustión interna y varios vehículos híbridos. Los autores estiman una penetración de los VE analizados en el mercado del 10% para el año 2020. Se subraya que para alcanzar esta cifra es necesaria una política de subvenciones y una tasa de reposición de vehículos elevada. Las campañas de publicidad, no consideradas aquí, elevarían más dicha cifra.

Finalmente están los estudios que consideran tanto el aspecto técnico como el económico del vehículo. Este es el caso de [95], donde se estudia el consumo de diferentes tecnologías de vehículos híbridos mediante un modelo similar al presentado en [74]. Se busca obtener el número de kilómetros para amortizar el vehículo en función del coste del combustible y/o una subvención para su compra. Posteriormente se compara este valor con el que recorre un vehículo urbano o semi-urbano de reparto durante dos años, que se estima en 45000 km/año.

4.6. Puntos de recarga

Los puntos o estaciones de recarga constituyen un problema diverso y variado por sí mismos. Pueden distinguirse tres problemas fundamentales: el estudio de su posicionamiento óptimo, la gestión de los puntos de recarga y el estudio de su impacto en el sistema eléctrico. Este último punto se divide en función de la red a la que afecta, bien en redes de distribución (apartado 4.9), bien en edificios. Este último constituye un problema de dimensionado y diseño de instalaciones clásico en el que los cargadores son una carga eléctrica con un cierto factor de simultaneidad (habitualmente uno [96]), por lo que no se analiza en profundidad.

4.6.1. Posicionamiento de puntos de recarga

Mientras que los cargadores situados en los hogares y puestos de trabajo tienen una demanda relativamente conocida, los restantes cargadores, emplazados mayoritariamente en aparcamientos y la vía pública, cumplen una función de respaldo: aliviar la ansiedad de autonomía de forma que los usuarios puedan encontrar un sitio cercano en el que recargar sus vehículos lo suficiente para llegar a sus hogares. Asimismo, en el caso de centros comerciales pueden constituir un elemento para atraer a ciertos consumidores, con plazas reservadas y posibles descuentos en su uso. Finalmente, y para viajes largos, se están desarrollando también redes de cargadores rápidos pensados para recargar completamente la batería durante las paradas [97, 98].

Un primer enfoque para posicionar los centros de carga de VE se encuentra en el empleo de herramientas tradicionales de optimización; esta es una práctica común en otras áreas similares, como el posicionamiento de subestaciones [99]. El caso clásico es el empleo de los derivados de la programación lineal. En esta línea, en [100] se propone resolver este problema mediante programación lineal entera. Se busca minimizar una función de la distancia recorrida por los conductores tras aparcar con restricciones de demanda de los cargadores, presupuesto y dispersión de los cargadores. El problema se ensaya para el caso de Seattle. La demanda de los cargadores se calcula a partir de unas encuestas de movilidad, dividiendo el área de Seattle en distintas zonas a las cuales se asignan los citados viajes. Un enfoque similar se propone también en [101]. En la función a minimizar se añade el coste de instalación de los puntos de recarga al coste total de los viajes de los usuarios. Se consideran dos tipos de puntos posibles para la instalación de puntos de recarga: gasolineras (aprovechando la red actual, con carga rápida de 43 kW) y aparcamientos (de 22 kW) y un número variable de cargadores en cada punto de recarga. Un trabajo similar se realiza en [102], donde se orienta la distribución de cargadores para analizar el impacto de los vehículos en una red de distribución. La red estudiada es la Red de Distribución Genérica del Reino Unido (*United Kingdom Generic*

Distribution System). En este caso se combina con un método Monte Carlo para obtener las curvas de carga del conjunto de VE en los distintos nudos de la red.

El posicionamiento de cargadores rápidos para viajes entre ciudades se estudia en [103]. Se propone un problema de programación entera-mixta en el que se busca cubrir el mayor número de rutas con desplazamientos de VE conociendo exclusivamente el origen y destino de los mismos. No presenta limitación de presupuesto y se asume que la circulación en todas las rutas tiene igual importancia.

Otros algoritmos derivados de la programación lineal se han empleado también como mecanismo de resolución de este problema. En [104] se emplea programación mixta entera-cuadrática para posicionar tanto los puntos de recarga como el número de cargadores en dichos puntos. En [105] se propone un problema de programación multiobjetivo para posicionar cargadores dentro de una red de distribución, considerando en la función objetivo la compra-venta de energía en el mercado eléctrico para la instalación, la seguridad del sistema y el incremento de pérdidas de la red de distribución.

Se han propuesto diversos algoritmos para buscar un óptimo del citado problema sin emplear programación lineal y sus derivados.

- En [106] se combina un algoritmo de optimización por enjambre de partículas con un diagrama de Voronoi ponderado para seleccionar las áreas a cubrir por cada cargador. Otro caso de uso del diagrama de Voronoi ponderado puede verse también en [107].
- En [108] se busca optimizar el posicionamiento de los cargadores empleando la versión binaria del algoritmo de optimización por enjambre de partículas. La predisposición de este mecanismo a conducir a un mínimo local trata de solucionarse añadiendo un mecanismo de tabú (introducido en [109] y [110]) para obtener el mínimo global. Previamente se realiza un desarrollo matemático para probar que, para minimizar la distancia recorrida por los vehículos, los posibles puntos de posicionamiento de los centros de recarga deben hallarse en las intersecciones o finales de calles.
- En [111] se utiliza un algoritmo de colonia de hormigas para minimizar la suma de costes de inversión, operación, viajes de los vehículos y pérdidas en la red de distribución teniendo en cuenta ciertas restricciones de posicionamiento de los cargadores y de seguridad de la red de transporte.
- En el caso de los algoritmos genéticos, si bien pueden emplearse de una forma similar a los casos anteriores, su flexibilidad permite que sean combinados con otros algoritmos de simulación. Es el caso encontrado en [73], donde se propone resolver el problema mediante la incorporación de un modelo de VE a un simulador de tráfico.

Una vez el nivel de energía de la batería se sitúa por debajo de un umbral, el vehículo busca el cargador más cercano para realizar la recarga, contando el tiempo de espera correspondiente y la posible cola que se produzca en el cargador. Por último, mediante un algoritmo genético se busca localizar el posicionamiento y número de cargadores que minimicen los tiempos de los viajes.

Un enfoque completamente distinto, aunque comparte metodología, es el que estudia la posibilidad de recargar vehículos en otro tipo de estructuras. Un ejemplo es el estudio sobre recarga en las instalaciones de alumbrado público presentado en [112] o en el manual [113].

4.6.2. Gestión de puntos de recarga

La instalación de puntos de recarga presenta ciertos límites de espacio, técnicos y económicos. Por ello la mayoría de estudios en este ámbito buscan optimizar el empleo de estos puntos para dar servicio al mayor número de vehículos posible, aunque también se plantea reducir el precio del sistema. Constituye un problema similar al de asignación plazas, como en aparcamientos [114] y aeropuertos [115], pero añade la gestión de la energía a cargar en los vehículos.

Diversos artículos consideran un único tipo de cargador y varios vehículos con diferentes demandas y tiempos de estancia. Un ejemplo se tiene en [51], donde se utiliza un programa capaz de ejecutar diferentes estrategias para gestionar la recarga de los VE. La planificación es dinámica, lo que permite afrontar nuevas entradas aleatorias de vehículos entre sí, pero no se emplea previsión de demanda futura. La aplicación más completa y flexible permite cambiar el orden de carga preestablecido de los vehículos, pudiendo interrumpir la recarga de un vehículo e incluso moverlo a otro cargador. No obstante, no se detallan los algoritmos empleados por el programa.

Otros trabajos se centran en el desarrollo del algoritmo utilizado:

- En [116] se emplea un algoritmo genético para programar la recarga de VE entre varios cargadores. Se emplea una curva de carga ideal de corriente constante.
- En [117] se utiliza un control descentralizado que emplea cadenas de Markov. Para reducir el tiempo de espera del servicio se emplea un método estocástico que equilibra los tiempos de espera entre puntos de recarga. Los puntos de recarga envían una señal función del tiempo de espera actual que es captada por los vehículos en función de su nivel de batería. Los vehículos se asignan al punto de carga en función de ambos valores siguiendo una analogía con la interacción entre teléfonos móviles y puntos de acceso.
- En [118] se emplea un proceso de decisión de Markov, en una línea similar al anterior. Se busca optimizar la utilización de energía renovable (con volcado de la energía a

una batería de almacenamiento intermedia) y el coste de la energía, para lo que se trabaja con incertidumbres en la llegada de los vehículos, el precio de la energía y la generación renovable. Se proponen y comparan dos esquemas de gestión, uno que prioriza el uso de la batería intermedia y otro que busca cumplir una restricción de coste en cada periodo de tiempo.

- En [119] se minimiza el tiempo de espera de la recarga de una flota de vehículos con diferentes estaciones de recarga. Debido a la magnitud del problema, se opta por emplear un método de reserva en tiempo real de los puntos de recarga. Los vehículos evalúan la conveniencia de recargar en un punto u otro en función de las colas estimadas por cada punto de recarga y su distancia a los mismos. El algoritmo permite la cancelación de las reservas realizadas y utiliza un histórico para estimar si la reserva se terminará efectuando.
- En [120] se emplea teoría de juegos para realizar la gestión de la recarga de VE. Partiendo de la base de que hallar la respuesta óptima de todos los vehículos es equivalente a resolver el problema de optimización global, se busca hallar el equilibrio de Nash del juego establecido. En él intervienen los diferentes vehículos, cada uno buscando minimizar el coste de su recarga. El empleo de un histórico de las cargas de los restantes vehículos permite emplear un enfoque estocástico de predicción de las restantes demandas, llevando a que un mayor número de vehículos no cargue durante los periodos pico de consumo.

Por otro lado, algunos trabajos aumentan las opciones disponibles en la gestión de puntos de recarga:

- En [121] se plantea un modelo de recarga de VE mixto de cargadores rápidos y lentos, siendo el coste de emplear los primeros más elevado que el de los segundos. La gestión de la recarga de los vehículos recae en un sistema de control de la calidad de servicio, que considera un límite de potencia de suministro dado por el operador del sistema, aunque no se considera explícitamente un límite de cargadores utilizados. Un sistema menos completo mediante Teoría de Colas ya había sido presentado por estos autores en [122] y [123].
- En [124] se incluye la posibilidad de cambiar de batería dentro de un mercado monopolístico de recarga de vehículos eléctricos híbridos, lo que supone un coste superior al de recargar la batería. Se emplea una optimización multiobjetivo que busca tanto minimizar el coste del servicio como maximizar la calidad de éste. La función de calidad a considerar es a trozos: un primer tramo constante en el que se satisface completamente a los usuarios, ya sea porque se emplea recambio de baterías o porque

se recargan todos los vehículos, y un segundo decreciente en el que la energía demandada por los vehículos excede el límite de suministro. La resolución se hace en dos tiempos: primero se analiza la existencia de un punto de equilibrio y el nivel de penetración de mercado obtenido y más adelante se desarrolla la dinámica del mercado que acaba conduciendo a dicho equilibrio.

4.7. Impacto en generación

El impacto en la generación suele evaluarse en función del aumento global de la demanda y las consecuencias que ello puede conllevar. De inicio, un aumento de la demanda implica un mayor uso de los generadores ya conectados, la puesta en marcha de generadores de reserva y, a largo plazo, la construcción de nuevos generadores. Sin considerar cambios en los costes y tecnologías de generación, cada una de estas medidas conlleva mayores precios de la electricidad y el aumento de las emisiones de CO₂. Sólo una generación renovable ya existente, que además no fuera introducida en el sistema por requerir una demanda mayor, evitaría esta situación. [125]

La dependencia entre el aumento de costes y de emisiones de CO₂ difiere para cada país analizado. Esto se observa claramente en las emisiones de CO₂, ya que dependen fuertemente de la distribución de centrales generadoras del sistema analizado. Por ejemplo, países en los que este aporte adicional sea facilitado por las reservas hidráulicas o una abundante generación nuclear (Suecia [126], Francia [127]) presentarán menor impacto que países dependientes de combustibles fósiles (España [128], Polonia [129]). También es de importancia analizar la curva de demanda, puesto que los países presentan variadas diferencias entre sus máximos y mínimos diario y anual (Ver Figura 4.6. Finlandia y Suecia presentan una curva relativamente plana, mientras que las de Italia y Dinamarca son más pronunciadas [130]). Los resultados de los estudios relativos al impacto en generación tienen así un alcance local, aunque es posible hacer generalizaciones y visualizar tendencias de carácter global.

Figura 4.6. Demanda normalizada de diferentes países europeos. [130]

La base de los estudios de impacto de VE en generación consiste en partir de la flota actual de vehículos y, considerando un nivel de penetración de VE y de crecimiento de la flota estudiada, calcular la energía eléctrica necesaria que satisfaga su demanda. La dimensión de esta demanda es función de la necesidad de movilidad de sus usuarios (apartado 4.4, Figura 4.2), estando además sujeta a unas restricciones de espacio y tiempo. La primera restricción se obvia al considerar una demanda agrupada; su impacto se tendrá en cuenta al tratar las redes de transporte y distribución. Para la segunda tiende a considerarse que los vehículos recargan en sus garajes (no hay recargas significativas durante el día) y que las horas de partida y regreso obedecen a una distribución estadística (apartado 4.4, Figura 4.3). Los vehículos recargan toda la energía empleada durante el día en base a una cierta política, soliendo considerarse que todos ellos emplean la misma (e.g. todos comienzan a cargar al llegar a casa), lo que proporciona una curva de demanda de energía del agregado de los vehículos. A continuación se superpone esta curva de demanda a la demanda base del sistema analizado (Figura 4.7). Con esto se puede calcular qué centrales deberían actuar para cubrir la demanda, qué coste representaría, las emisiones de CO₂ que supondrían y otra información relevante. Este análisis se puede realizar tanto para un único día como para el año entero.

Las políticas de recarga más usuales son las siguientes:

- Indirecta:
 - Con señal de precio única: los vehículos cargan, bien nada más llegar a su residencia, bien terminan la recarga justo antes de partir.
 - Con señal de precio nocturna: los vehículos comienzan a cargar a partir del inicio de la tarifa nocturna.

- Directa:
 - Plena potencia: los vehículos comienzan a cargar buscando aplanar la curva total de demanda. La carga se realiza en todo momento a la máxima potencia permitida por el cargador.
 - Potencia regulada: los vehículos comienzan a cargar buscando aplanar la curva total de demanda. La potencia de carga es regulable y será menor o igual que la máxima potencia permitida por el cargador.

Suele considerarse una recarga lenta, con una potencia máxima en torno a 3 kW [71]. Sin embargo, también se encuentran estudios con potencias de carga semirrápida [131] y rápida [132]. En algunos estudios, y debido al bajo nivel de tensión doméstica de algunos países como EE.UU. (120 V), se emplean potencias de carga inferiores. [131, 133]

Figura 4.7. Demanda base y demanda de vehículos eléctricos superpuestas en cuatro escenarios. [71]

En [71] se analiza se emplea el método arriba descrito para el caso de España. La penetración de VE considerada resulta a día de hoy demasiado optimistas dada la evolución que ha seguido el mercado nacional, subiendo de los 25900 vehículos iniciales en 2012 a 6,34 millones de vehículos en 2020. Datos más recientes indican que en España se matricularon 3133 VE en 2015 [134]. Estos vehículos se suman al acumulado de 10000 vehículos en 2014 para un objetivo en 2014-2020 de 150000 vehículos [135].

Se obtienen las curvas de demanda de energía para las penetraciones de vehículos de diferentes años y para una penetración del 100%, considerando diferentes niveles de consumo y aplicando una serie de políticas de carga similares dentro de los recogidos anteriormente, con objeto de rellenar los periodos de consumo valle, reduciendo el pico de la curva de demanda completa. En [71] se propone una política adicional consistente en que los vehículos comienzan a cargar en base a una distribución de probabilidad uniforme durante el periodo en

el que están estacionados (considerando el tiempo necesario para realizar la carga). Se concluye subrayando el riesgo que implica una tarifa única por el aumento del pico de demanda y la necesidad de emplear una política que no exponga al sistema a este aumento de demanda. Considerando una penetración de VE del 100% es posible cubrir la demanda punta con la generación del país, aunque no se examina el aumento de costes ni de emisiones de CO₂ que esto supondría.

El caso de EE.UU. se analiza en [131], donde también se estudia el efecto de emplear cargadores de distinta potencia (Figura 4.8). Esto tiene cierta relevancia en una de las políticas consideradas (*policy1* en dicha figura), con la cual se permite cargar a máxima potencia hasta una franja de tiempo determinada, tras la cual sólo se permite cargar a baja potencia. Las otras políticas (*policy2* y *policy3*) son de desplazamiento en el tiempo del comienzo de la carga y de señal de precio.

Figura 4.8. Efecto de las diferentes políticas de recarga sobre la demanda global. [131]

El estudio realizado en [136] se enfoca en la reducción de las emisiones debidas a la flota de vehículos entre 2010 y 2050. El análisis se realiza para unas previsiones de evolución de emisiones de la tecnología de generación eléctricas, de las tecnologías de vehículos y del grado de penetración de los diferentes componentes de la flota de vehículos: convencionales, híbridos no enchufables e híbridos enchufables. No se incluyen eléctricos puros pero sí diferentes niveles de batería de los híbridos, lo que de facto supone la presencia de vehículos eléctricos de batería. El rango de la reducción anual de emisiones en 2050 varía fuertemente entre escenarios, entre 163 y 612 millones de toneladas de CO₂.

El perfil de la recarga de PHEVs empleado en este artículo se muestra en la Figura 4.9. Busca repartir de forma teórica la carga a lo largo del día en base a las siguientes asunciones: la carga principal de los vehículos se realiza en casa, se incentiva la recarga durante las horas más baratas y/o de menor demanda y la recarga de las baterías más descargadas se retrasa un

cierto tiempo para no recalentar la batería. No obstante, carece de un desarrollo teórico detrás que justifique la validez de la curva empleada. Por el contrario, otros artículos se centran exclusivamente en el desarrollo de perfiles de recarga, como en [133], donde se generan un perfil determinista y tres estocásticos de demanda eléctrica de VE partiendo de trazas GPS.

Figura 4.9. Curva de demanda agregada de una flota de vehículos. [136]

Otros países analizados incluyen a Bélgica [137], e Irlanda [138]. En este último caso se analizan los sobrecostos en el sistema eléctrico con datos reales de Irlanda. Se observa que un aumento en la demanda en la zona valle conlleva un aumento en el uso de la generación renovable, pero su porcentaje disminuye con respecto de la generación total.

4.8. Impacto en transporte

El estudio del impacto en la red de transporte no está tan extendido como lo está el del impacto en redes de distribución. Esto se explica por la mayor robustez de las redes de transporte frente a las de distribución en general, el mayor número de empresas dedicadas a la distribución de electricidad que el transporte, el desarrollo de las redes inteligentes, el menor número de modelos de red de transporte disponibles, el nivel de conexión de los VE y la generación distribuida (red de distribución, habitualmente a la tensión más baja) y el efecto de suavizado que se produce al agregar cargas, lo que en parte puede mitigar el impacto de los vehículos.

Por un lado, parte de los estudios posibles con el modelo de red de transporte ya se tienen en cuenta en el estudio de impacto en generación, en el que no se consideran las restricciones de la red de transporte. Estas restricciones no son muy frecuentes, particularmente durante la noche, periodo con mayor actividad de carga de vehículos y menor congestión de la red. Además, si es necesario aumentar la generación para cubrir la nueva demanda, ésta podría construirse con la idea de reducir la congestión de las partes más críticas del sistema.

Por otro lado, el estudio de la congestión de las líneas ya se realiza en el impacto en distribución. Al estar más próximas a las cargas, en este tipo de redes es más sencillo aplicar medidas para reducir la congestión, pudiendo alcanzar así los objetivos dados por la red de

transporte. La única diferencia en este aspecto es la estructura de las redes de transporte, con mayor mallado y más diversas vías para transmitir el flujo de potencia. Esto puede permitir trabajar escenarios en los que la congestión sea más o menos pronunciada.

Así pues, la principal diferencia entre el impacto en redes de transporte frente al impacto en generación y el impacto en redes de distribución se tiene a nivel de subestación. Además de trabajar dentro del nivel de tensión dado por la norma, las subestaciones tienen un nivel máximo demandada que no puede ser excedido.

Esto se observa bien en [139], donde se estudia el impacto de la recarga de VE en la isla de Bornholm (Dinamarca) frente a diferentes escenarios de penetración de VE y políticas de carga. Aunque los niveles de tensión de la isla son de 60, 10 y 0,4 kV, más típicos de distribución, puede considerarse en este análisis que la red de 60 kV actúa de red de transporte. La isla está conectada a la red sueca mediante cables submarinos y líneas aéreas que llegan a una subestación de 132/60 kV de la red sueca. Debido a su tamaño, esta isla constituye un campo de pruebas para la implementación de una estrategia 100% renovable, con una penetración eólica que en 2009 alcanzó el 40% [140]. El estudio se realiza para todos los niveles de tensión de la isla, observándose diferencias en la respuesta para cada uno de los niveles de tensión. En el caso de los niveles más bajos, 10 y 0,4 kV, los principales problemas se encuentran en la carga de los transformadores, que puede superar el 100% en algunos escenarios. Por su parte, la red de 60 kV presenta mayores sobrecargas en las líneas de transporte que en los transformadores, aunque estos también alcanzan niveles cercanos al 100% en los peores escenarios.

Figura 4.10. Red eléctrica de Bornholm. [140]

4.9. Impacto en redes de distribución

El impacto en redes de distribución suele evaluarse en función de la respuesta que presentan estas redes al aumento del consumo que supone la instalación de VE. El aumento del consumo tiene dos efectos principales interrelacionados entre sí:

- **Aumento de la corriente circulante por la red:** puesto que la tensión de la red tiene que permanecer dentro de unos márgenes estrechos, un aumento de la potencia transmitida por la red se traduce en un aumento de la intensidad circulante por la misma. Debido al efecto Joule, al circular una cierta corriente I por un elemento cualquiera (en el caso de las redes de distribución sus elementos, mayoritariamente los cables eléctricos) cuya resistencia interna sea R , se produce una pérdida de energía E en forma de calor en la unidad de tiempo t .

$$E = R \cdot I^2 \cdot t \quad (4.6)$$

Esta generación de calor hará aumentar la temperatura interna del elemento hasta que se alcance un equilibrio térmico entre la energía térmica generada debida a la corriente eléctrica y la energía térmica que se disipa a través de la superficie del conductor, fundamentalmente por convección con el entorno. Este incremento de la temperatura supone dos problemas: por un lado, aumentan las pérdidas de transporte en forma de calor (las pérdidas en líneas suponen un 2,5% de la energía transmitida y en transformadores, entre el 1% y el 2% [141]); por otro, aumenta la degradación de los aislamientos de los cables aislados.

Cada elemento de la red tiene asociada una temperatura máxima de trabajo. Esta temperatura se expresa en función del término límite de potencia, que hace referencia a la potencia máxima que puede circular por el mismo en régimen permanente.

- **Reducción del nivel de tensión:** aunque un aumento de consumo se traduzca en variaciones de intensidad mucho más apreciables que las variaciones de tensión, en términos porcentuales, los límites de variación impuestos a ésta son más restrictivos. En el caso de España, este límite es del $\pm 7\%$ de la tensión de alimentación declarada para los puntos de suministro individuales [142].

El objetivo es, por tanto, garantizar que los niveles de tensión e intensidad de los elementos del sistema quedan en todo momento dentro de los márgenes permitidos. Para ello, al igual que en el caso de la generación, se analiza el impacto de las diferentes políticas propuestas de recarga de VE. En general se analizan redes de baja tensión, aunque algunos trabajos también estudian el efecto en redes de media tensión [68].

Ciertos estudios se han centrado en estudiar la predicción de la demanda de los vehículos. Como se ha señalado, la influencia de ésta es muy importante, ya que la aparición de

contingencias en la red debidas a los VE depende de cuándo, cómo y dónde realicen éstos dicha recarga.

Así, en el caso de [143] se propone un método estocástico de predicción de la carga de VE. Dependiendo de la penetración de mercado de los VE a considerar, se observa que el pico de la demanda residencial puede llegar a aumentar hasta casi un 36% en el peor escenario, con un 20% de penetración de VE. Finalmente los autores estudian el nivel de congestión para este escenario en base a una red eléctrica de distribución con 38 nudos de 11 kV de Reino Unido, encontrando que sólo una línea excede su límite térmico para uno de los casos simulados.

En [74] los autores optan por el empleo de lógica difusa para estimar la decisión de cada conductor de cargar su vehículo fuera de casa. Para ello cuentan con datos reales de un pequeño número de vehículos (74) y un modelo de vehículo que permite diferentes configuraciones (con motor de combustión interna, híbrido serie y eléctricos de batería). La decisión de cargar o no el vehículo depende del estado (bajo, medio, alto) de la combinación de tres factores: estado de carga del vehículo, la duración de la estancia y la distancia hasta llegar a casa; se desprecian otros que también pudieran ser de importancia, como la climatología adversa o el precio de la tarifa. Esto permite mejorar la precisión de la curva de carga agregada de los vehículos y la localización en que se realizan dichas cargas. Además, permite que entre en juego la experiencia del propio conductor en predecir cuándo le conviene realizar la carga.

En otra línea, y como ya se comentó en el apartado 4.6.1, en [20] se profundiza en la distribución de cargadores, analizando posteriormente el impacto en la red de distribución. La red estudiada es la Red de Distribución Genérica del Reino Unido.

El impacto de los cargadores rápidos se estudia en [144], donde se analizan cambios en el flujo de cargas, cortocircuitos y protecciones debidos a su instalación. Se concluye que la diferencia entre las posibles localizaciones de los puntos de recarga radica en las diferentes caídas de tensión que cada una produce, subrayando la importancia de elegir una localización adecuada que permita instalar el mayor número de cargadores posibles.

Algunos estudios se centran en el análisis del transformador de distribución, ya que es el elemento más crítico del sistema. El caso más simplificado es aquel que estudia únicamente su rendimiento, que es función de su carga (Figura 4.11, más datos sobre el cálculo en [22]). Esto solamente requiere agregar el consumo de los vehículos al ya existente en el sistema, por lo que es muy parejo al ya visto para el análisis del impacto en generación (apartado 4.7). Un ejemplo puede verse en [145], donde se analizan diferentes escenarios de carga. En algunos de ellos el transformador llega a sobrecargarse, por lo que los autores proponen estrategias de

gestión, tanto de los vehículos como de ciertas cargas de las viviendas, para evitarlo. Un análisis más preciso de las pérdidas para diferentes niveles de penetración de vehículos puede verse en [146].

Figura 4.11. Curva de eficiencia de un transformador.

Otros problemas menos estudiados incluyen:

- **Calidad de onda.** En [147] se realiza un análisis de sensibilidad de desequilibrios mediante un método de Monte Carlo que considera diferentes puntos de conexión, hallando que la distancia al transformador aumenta la sensibilidad. En [148] se comparan los desequilibrios en tensión debidos a los VE frente a los producidos por generación fotovoltaica y eólica, observando que al cargar la mayoría de vehículos en una franja concreta (la nocturna), el perfil del desequilibrio se asemeja más al de los paneles fotovoltaicos. En [149] se estudia la caída de tensión, pérdidas y generación de armónicos de la carga normal y rápida de VE, siendo esta última más crítica.
- **Estabilidad de tensión.** En [150] se estudia el impacto de la recarga rápida de vehículos en una red de distribución. Para ello se modela el comportamiento del cargador como una carga estática y se estudia un problema estático de estabilidad de tensiones, hallando que la inclusión de estos cargadores puede reducir sustancialmente la estabilidad de la red.

4.10. Uso de vehículos eléctricos para servicios complementarios de la red

En los anteriores apartados se ha presentado el estudio de los VE como cargas pasivas, programando cada uno de ellos su recarga en función a una cierta política. Estos estudios resultan fundamentales para analizar la incorporación de los VE a la demanda del sistema, ya que requieren de unos cambios reducidos o incluso inexistentes de la presente legislación. Por un lado, la mayor parte de países ha avanzado en la legislación de la recarga de VE; por

ejemplo, en España se ha realizado mediante la publicación de la ITC BT 52 [96]. Por otro, también se ha incorporado una señal de precio variable a la demanda de los consumidores, estando esta modalidad previamente limitada a generadores y suministradores (España [151]).

Este enfoque tradicional no sólo no aprovecha las capacidades únicas de los VE en beneficio del sistema, sino que en muchos casos supone limitar la incorporación de VE a dicho sistema. Por todo ello, en la literatura se han propuesto diversas metodologías para tratar al VE como un elemento activo de la red. Estas estrategias no sólo suponen un cambio en el uso de los VE, sino en la propia filosofía de gestión del sistema; razón por la que la legislación actual no recoge mecanismos para su posible utilización en la red.

Los usos propuestos para VE se dividen en dos áreas: si interactúan con la red eléctrica se engloban dentro del término V2G (*Vehicle-to-Grid*, vehículo-a-red), mientras que si interactúan con un edificio se recogen en el término V2B (*Vehicle-to-Building*, Vehículo-a-Edificio). Tienden a inspirarse en funcionalidades, requisitos o mecanismos ya existentes para otros elementos de la red. Algunas estrategias de gestión pueden emplear aplicaciones pertenecientes a ambas áreas, complementándose entre sí y aumentando la rentabilidad del sistema [25, 152].

A continuación se describen los principales servicios que se han propuesto en este ámbito:

- **Gestión activa de la demanda.** El problema de equilibrar la energía generada con la demandada tiene diversas causas. Una de las principales es que la demanda sólo puede ser prevista y raramente puede regularse, con los problemas que ello conlleva. Además, ciertos generadores que emplean recursos de carácter intermitente, como el eólico, trasladan también este problema a la parte de generación. En conclusión, se requiere de nuevos métodos que aseguren el equilibrio generación-demanda.

Uno de estos métodos es la gestión activa de la demanda, que tiene como principal objetivo la flexibilización y optimización del consumo eléctrico en media y baja tensión. Dicha gestión, si es coordinada adecuadamente por el operador del sistema, permitirá [153]:

- Aplanar la curva de demanda, reduciendo las diferencias entre los periodos de mayor y menor demanda de energía.
- Mejorar la integración de energías renovables.
- Facilitar la predicción de la demanda y, por tanto, la programación de las centrales de generación.
- Equilibrar la oferta y la demanda.
- Aumentar la competencia en el sistema eléctrico.
- Hacer frente a situaciones de emergencia.

- Aumentar la eficiencia en la operación del sistema.
- Impulsar la participación activa de los consumidores.

Los VE, al presentar gran flexibilidad para iniciar y detener su recarga, además de poder regular su nivel de potencia demandada, son elementos indicados para formar parte de este tipo de servicios. Otros sistemas también se prestan a la realización de este servicio, pudiendo combinarse su uso con el de los VE. Uno de los más comunes son los sistemas de almacenamiento de calor, tanto en instalaciones [154] como en redes de distribución con generación combinada [155].

- **Almacenamiento de energía.** Como se ha indicado, los VE permanecen aparcados la mayor parte del día, tiempo suficiente para poder cargar la mayoría de ellos. Este tiempo adicional de carga puede emplearse, no para cargar una energía destinada al propio vehículo, sino para realizar un uso posterior de la energía diferente. El vehículo puede actuar así como un sistema de almacenamiento de energía temporal y distribuido. Esta metodología expande el uso del vehículo como demanda activa, pero requiere que éste tenga la capacidad de inyectar energía a la red.

Cabe señalar aquí que la venta directa de energía a la red no resulta de mucho interés. Esto ha sido explorado en [12, 156, 157] para la energía proveniente de la recarga nocturna y en [12] para la generación mediante vehículos híbridos y de células de combustible.

- **Regulación de frecuencia.** El desajuste entre generación y demanda de energía eléctrica se traduce en el desvío de la frecuencia de la red frente a su valor de consigna (50 Hz en Europa⁴). La frecuencia se incrementa si la generación excede a la demanda y disminuye en caso contrario. La regulación de frecuencia, denominada también regulación potencia-frecuencia, se realiza en tiempo real y es llevada a cabo en exclusiva por los generadores eléctricos [47]. En España la regulación primaria es de

⁴ Este valor de referencia de la frecuencia no siempre es 50 Hz de forma exacta. Debido a que los relojes eléctricos emplean la frecuencia de la red para calcular el paso del tiempo: en Europa, 50 oscilaciones de la corriente equivalen al paso de un segundo. Este tiempo se llama tiempo de la red (*grid time*) y puede diferir del tiempo UTC (*coordinated universal time*, tiempo universal coordinado) si la red ha sufrido alguna perturbación. Si la diferencia entre el tiempo de la red y el tiempo UTC excede de un determinado valor, el operador del sistema puede establecer una consigna de referencia levemente superior o inferior para corregirla. [46]

carácter obligatorio y no retribuido, mientras que la regulación secundaria y terciaria están sujetas a mecanismos de mercado.

Para ofertar este servicio complementario, el operador del sistema exige a los generadores unos requisitos mínimos, entre los que se incluyen la potencia suministrada, su duración y el tiempo de reacción desde la señal de activación. Si bien por separado los VE quedan lejos de los requisitos exigidos, agrupados pueden alcanzar niveles similares a los dados por la normativa. Por ejemplo, en el caso de la indicada anteriormente, harían falta 2857 vehículos con cargadores de 3,5 kW para cumplir con el límite dado por el requisito de 10 MW. Habitualmente se propone que éste y otros servicios complementarios sean ofertados mediante agregadores de vehículos, que podrían entrar en el mercado si alcanzaran dicho número de vehículos o el requisito de potencia fuera más reducido. Así, en [158] se analiza la viabilidad económica de este sistema, pero sólo se alcanza una oferta de 1,8 MW frente a los 10 MW demandados por el operador del sistema alemán (rebajado posteriormente a 5 MW).

- **Regulación de tensión.** Las caídas de tensión en las redes eléctricas se deben a la circulación de corriente eléctrica por las líneas, pudiendo resultar excesivas si la demanda de energía eléctrica es elevada. Existe también el fenómeno opuesto, la subida de tensión en líneas de transporte poco cargadas y en cables, aunque es menos habitual y suele evitarse con la instalación de reactancias en las subestaciones.

La principal regulación de tensión la proporcionan los generadores eléctricos y los transformadores de tomas. Ciertos equipos se utilizan de apoyo al sistema, como en el caso de los bancos de condensadores, los compensadores síncronos y los compensadores estáticos (STATCOMs)⁵. Los VE pueden emplearse de forma similar a estos últimos, ya que aquellos cargadores que cuentan con un convertidor bidireccional permiten el aporte de potencia reactiva con y sin flujo de potencia activa.

⁵ Los compensadores síncronos son máquinas eléctricas síncronas similares a las empleadas en generación y empleadas únicamente para introducir potencia reactiva a la red. Al contrario que los condensadores, pueden realizar un control suave de la potencia reactiva inyectada y además extraerla, pero su precio es mucho mayor. Los STATCOMs son dispositivos electrónicos con un comportamiento similar al de los compensadores síncronos y de menor coste.

- **Interrumpibilidad.** La interrumpibilidad es un servicio complementario utilizado para la resolución de problemas tanto de frecuencia como de tensión. Consiste en la desconexión de parte de las cargas del sistema, habitualmente empresas de gran consumo que suscriben un contrato específico con el operador del sistema, empleándose únicamente en los casos en que peligra la integridad del conjunto. Es un servicio que no se encuentra en muchos países (sí en España), por lo que no se encuentran ejemplos de aplicación de este servicio en la literatura [159].

La gran demanda de potencia de los VE y su flexibilidad para iniciar y detener su recarga, hacen indicar que los VE pueden suponer una importante capacidad de interrumpibilidad para periodos reducidos de tiempo. Al igual que en los casos anteriores, esto requeriría del empleo de un agregador de vehículos para poder ofertar el nivel de potencia requerido por ley (actualmente en España se permiten bloques de 5 y 90 MW [160]).

Según se ha comentado, los generadores eléctricos son los encargados de proveer al sistema de los principales servicios que este requiere para su normal funcionamiento. Plantear que los VE puedan ocupar parte del espacio de éstos pasa por un cambio de paradigma en el que ya no se tienen grandes unidades de regulación localizadas y fácilmente accesibles, sino multitud de pequeñas unidades de regulación cuya localización es difusa y su acceso es más restringido.

Para que el funcionamiento de estas unidades sea armónico es necesario plantear un sistema de gestión que responda al objetivo buscado sin que las unidades entren en conflicto entre sí. En la literatura esto se ha planteado mediante dos tipos de estrategias: estrategias de centralización, que gestionan el control conociendo el estado total o parcial de cada uno de los vehículos, y estrategias descentralizadas, aquellas en las que se desconoce el estado de cada uno de los vehículos.

Las estrategias centralizadas tienen en común la existencia de un control común a todos los vehículos que estos deben seguir con un procesamiento mínimo. Para ello deberán proporcionar las variables que el sistema solicite (estado de carga actual, estado de carga deseado, tiempo de conexión, etc.) y recibiendo una o varias señales de control correspondiente a la función a realizar por parte del vehículo. Por el contrario, en las estrategias de control desagregadas pueden darse diferentes casos. El control central puede no desaparecer, pero la comunicación con los vehículos se reduce de forma significativa. Esto alivia los tiempos de cálculo de dicho control, pero se logra a costa de un descenso en las prestaciones del mismo. Dada la reducción en las comunicaciones entre los vehículos y el control central, las señales con que éstas se realicen deben elegirse cuidadosamente.

4.10.1. Gestión activa de la demanda

Al conocer en detalle el estado de cada uno de los vehículos, las estrategias de agregación permiten un control más exhaustivo de los vehículos. De esta forma pueden centrarse en su objetivo sin que la interferencia entre unidades o el envío de señales erróneas suponga un problema complejo. Normalmente se busca optimizar el funcionamiento del sistema respecto a uno o varios objetivos, para lo cual se emplean diferentes algoritmos de optimización.

Los algoritmos de optimización clásicos son los de programación lineal y sus derivados. En el caso de los sistemas de energía eléctrica, las ecuaciones que gobiernan el flujo de potencia activa y reactiva a través de una línea son no lineales y función de las tensiones de los nudos de sus extremos. En concreto, denominando v_i al módulo de la tensión compleja del nudo i y δ_i al argumento de la tensión compleja del nudo i , z_{ij} y θ_{ij} al módulo y el argumento de la impedancia de línea entre i y j , las expresiones de la potencia activa P_{ij} y de la potencia reactiva Q_{ij} del nudo i al j quedan:

$$P_{ij}(v_i, v_j, \delta_i, \delta_j) = \frac{v_j^2}{z_{ij}} \cos \theta_{ij} - \frac{v_i v_j}{z_{ij}} \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad (4.7)$$

$$Q_{ij}(v_i, v_j, \delta_i, \delta_j) = \frac{v_j^2}{z_{ij}} \sin \theta_{ij} - \frac{v_i v_j}{z_{ij}} \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad (4.8)$$

Figura 4.12. Variables del flujo de cargas entre dos puntos.

Además de estas ecuaciones, deben considerarse también los límites de potencia y tensión ya descritos en el apartado 4.9. Así, para el caso del límite de potencia del nudo i al nudo j , S_{ij} , se tiene:

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq S_{ij}^2 \quad (4.9)$$

Normalmente no se considera esta restricción debido a que aumenta la complejidad del cálculo. No obstante, puede quedar considerada dentro de la propia función objetivo, ya que se busca disminuir las pérdidas del sistema y éstas dependen del cuadrado de las potencias que circulan por el sistema.

Para el caso de las tensiones de nudo se emplean unas cotas inferior y superior para las mismas, V_{Inf} y V_{Sup} :

$$V_{Inf} \leq V_i \leq V_{Sup} \quad (4.10)$$

Estas ecuaciones, junto con las ecuaciones de potencia de los nudos, se han empleado en multitud de problemas relacionados con la ingeniería eléctrica, como el caso del flujo óptimo de cargas, la estimación del estado de sistemas eléctricos y la programación eléctrica de centrales térmicas. También es el caso de varios problemas de recarga de VE, particularmente en una gestión activa de la demanda centralizada. Un ejemplo puede verse en [161], donde se diseña un problema de programación no lineal que incluye las ecuaciones anteriores para una red de baja tensión. Los vehículos se tratan como cargas desplazables en el tiempo, de forma que se busca minimizar las pérdidas del sistema.

Debido al alto coste computacional de los algoritmos no lineales, algunos trabajos han empleado herramientas para trabajar con sistemas lineales o cuadráticos. La tradicional linealización de las ecuaciones (4.7) y (4.8) mediante un flujo de cargas de corriente continua (flujo DC) no sirve en ocasiones, ya que éste no considera las caídas de tensión. Deben buscarse, pues, métodos alternativos.

Un ejemplo de esto se encuentra en [162], donde se propone minimizar las pérdidas del sistema en base a una programación cuadrática. Se emplea un algoritmo iterativo consistente en suponer un perfil plano de tensiones, calcular el flujo de cargas con este supuesto, resolver un problema de optimización cuadrático de minimización de pérdidas en el sistema y comprobar la convergencia entre ambos problemas. El citado algoritmo se emplea en tres clases de programación cuadrática: determinista, estocástica y dinámica. Para el flujo de cargas se ha utilizado la metodología de cálculo para redes de distribución radiales presentada en [163], que resuelve el flujo de cargas como una iteración de corrientes de nudo, corrientes de línea y tensiones de nudo, y usado en un algoritmo de optimización en [164]. La principal simplificación radica en suponer un perfil plano de tensiones, cuyo valor, a diferencia del flujo DC, sí puede variar en el tiempo.

Una solución de compromiso entre los algoritmos anteriores puede encontrarse en [165]. En él se busca minimizar la perturbación en la programación de las recargas ya programadas mediante un programa de optimización cuadrática. Las ecuaciones empleadas se refieren a la variación de potencia de las cargas, asumiendo que una nueva carga no supone una gran desviación en la corriente total de la red. Cada cierto número de sucesos se recalcula el flujo de cargas para que esta linealización siga siendo válida.

Para una gestión descentralizada de la recarga de los VE, las principales propuestas han señalado el empleo de una señal externa de precio para poder gestionar de forma desagregada su recarga. Esta señal de precios puede ser proporcionada el día anterior, de tal forma que los propietarios minimicen el coste total de la energía consumida en base a las necesidades de consumo que tengan; o puede ser proporcionada en tiempo real, promoviendo o penalizando

comportamientos que sean favorables o no a las contingencias o posibles contingencias que se produzcan en la red.

Un ejemplo de aplicación de este sistema puede verse en [82], donde se analiza el ajuste de la tarifa eléctrica en el mercado del día anterior para regular la congestión proveniente de los VE. Dicha metodología ha sido adaptada al mercado nórdico de electricidad *Nord Pool*, resultando en un incremento del precio de la energía en los periodos más sobrecargados. Se observa que puede garantizarse la completa supresión de congestiones de la red, pero el coste de la energía para los usuarios que requieran cargar su vehículo en periodos de alta congestión de la red resulta excesivamente alto.

Un problema del empleo de señales de precio es que todos los vehículos reaccionen al unísono ante una señal de precio baja o muy elevada, lo que resultaría en la inestabilidad del sistema. Una posibilidad para evitar esto es el empleo de agregadores, como el estudiado en [166]. El despacho de la recarga de VE se coordina entre diferentes agregadores de vehículos y el operador de la red de distribución (Figura 4.13). Los agregadores optimizan la recarga de los vehículos de acuerdo a una previsión de precios. El operador del sistema realiza una optimización de los costes de variar la programación de los agregadores, considerando la restricción de potencia en cada franja de tiempo (lo que permite trabajar con ecuaciones cuadráticas de diferencias de potencias en lugar de las ecuaciones no lineales de la red). Cada agregador lleva a cabo una parte de los cálculos, lo que permite reducir el tiempo de cálculo del problema.

Figura 4.13. Red de distribución de baja tensión de [166].

El caso estudiado en [79] incluye también la venta de la energía eléctrica desde los VE, que sólo es significativa cuando la diferencia entre el precio del día y de la noche es elevado. La programación de la recarga tiene en cuenta la influencia de los vehículos en el precio de la

energía mediante la aproximación a una función lineal del coste de la energía con respecto al nivel de la carga.

Como se señaló para el caso de [82], un segundo problema del empleo de señales de precio es que puede penalizar en exceso a los usuarios que cuentan con una menor flexibilidad para recargar sus vehículos. Además, rara vez supone una ventaja apreciable para los usuarios con flexibilidad de recarga, ya que se tiende a incrementar el precio en las horas de mayor demanda sin disminuirlo en otras.

En [167] se propone una alternativa a la señal de precios. El control descentralizado se logra de una forma similar al proceso de reparto de ancho de banda en redes de comunicación. El algoritmo trabaja con la energía en forma de paquetes mediante un algoritmo del tipo automaton. Su funcionamiento puede verse en la Figura 4.14 para el caso de 3 estados. P_1 , P_2 y P_3 representan las probabilidades de que un vehículo demande energía. Si en un instante un vehículo pasa a $urg=1$ (es decir, es crítico que comience a cargar para poder completar su carga antes de la marcha) el vehículo pasa a P_1 . Si no es crítico que cargue el vehículo ($urg=0$) y la red está congestionada, el vehículo pasa a una probabilidad menor de poder realizar la carga. De esta forma se tiene un algoritmo que de forma sencilla regula el acceso de los vehículos a la energía de una forma más equitativa. Se comprueba que, al trabajar con probabilidades de cargar, los vehículos no aprovechan del todo los periodos de menor precio de la energía, pero la diferencia de costes no resulta muy importante.

Figura 4.14. Automaton de 3 estados [167].

4.10.2. Almacenamiento de energía

En [168] se propone la programación de un sistema consistente en unidades de generación convencionales, generación eólica y VE. El sistema debe cumplir con los requisitos de potencia y de regulación de frecuencia. Los VE se tratan de forma agregada, considerando medias de los estados de los vehículos. La programación de los vehículos se actualiza para cada franja de tiempo debido al empleo de regulación que haya sido necesaria. El método se prueba en la red IEEE-RTS (con 26 unidades de generación y no se considera la generación

hidráulica; la reserva a subir y bajar se considera un 3% de la demanda pico). Finalmente se realiza un estudio de la sensibilidad del empleo de los VE respecto del precio de la regulación de la generación tradicional.

En [169] se realiza un análisis económico de la integración conjunta de VE (con capacidad V2G) y energías renovables para el caso de España. Para ello se emplea una herramienta de programación mixta-entera que funciona en dos pasos. En el primero realiza la programación determinista de las unidades de generación (incluyendo la reserva secundaria). En el segundo se rehace el despacho para hacer frente a las incidencias horarias, como variaciones en la generación renovable. Esto se realiza de forma separada para los 365 días del año. Los resultados observan la sinergia existente entre la generación renovable y los VE, reduciendo los periodos de inactividad de la primera por razones técnicas y ayudando a reducir los costes globales del sistema.

4.10.3. Regulación de frecuencia

El control de tensión y frecuencia del sistema se ha realizado tradicionalmente de forma fuertemente desagregada, por lo que estos controles tradicionales son, desde un punto de vista conceptual, fácilmente adaptables a los VE. Ambos controles son independientes entre sí, por lo que en este apartado se comenta la regulación de frecuencia propuesta en la literatura y, en el siguiente, la regulación de tensión.

Un empleo del control de frecuencia tradicional adaptado a VE se encuentra en [170]. Para la respuesta como reserva primaria de los vehículos se emplea un sencillo control en el que la variación de potencia de salida de los vehículos es proporcional a la variación de frecuencia de la red y de signo contrario. Como reserva secundaria, se integran los VE en la zona en la que estén situados junto a los restantes generadores pertenecientes a la reserva secundaria. También se comenta la posibilidad de utilizarlos para regulación de tensión mediante potencia reactiva, pero no se realiza ningún análisis al respecto.

En la literatura se considera que el proveer de regulación de frecuencia al sistema es la opción más económicamente interesante para los VE, como se señala en [159]. Esto se debe a que parte del pago a los VE en regulación de frecuencia suele realizarse por la disponibilidad del servicio, con la excepción (al menos en el caso español) de la regulación terciaria, que se realiza por energía pero a un precio muy superior al de generación. También se ha pensado en el uso de baterías para estas mismas funciones, por ejemplo en [171] para microrredes, aunque se observó que los costes de la tecnología en el momento de realización del estudio (2010) dificultaban su empleo.

No obstante, la posible implementación debe tener en cuenta la legislación nacional. En esta línea, en [172] se estudia el beneficio económico del empleo de vehículos híbridos enchufables (PHEVs, *Plug-in Hybrid Electric Vehicles*) como proveedores de regulación primaria, secundaria y terciaria. Se realiza para los casos de Suecia y Alemania, cuyos mercados presentan diferencias en la remuneración de las citadas regulaciones. Mientras que en Suecia los pagos por capacidad son bajos respecto de los pagos por energía, en Alemania son más altos. Así, el mercado alemán ofrece ciertos beneficios económicos para los propietarios de PHEVs en las distintas regulaciones (particularmente en la secundaria), mientras que no los habría para ninguna de las regulaciones en Suecia.

Similares observaciones se realizan en [69], donde se estudia la viabilidad económica del V2G considerando la degradación de la batería según [70]. Se concluye que, incluso para escenarios optimistas, la técnica V2G presenta un precio elevado para el desarrollo y costes en el momento del estudio (2007-2008) de baterías de Li-ion y de los cargadores, con una estimación en costes de la inversión de 300 €/kWh. Siguiendo la línea expresada en [173], se propone participar en la regulación primaria mediante un agregador de vehículos para cumplir con la potencia dada por el código de red (código de ENTSO-E, *European Network of Transmission System Operators for Electricity*, que requiere una capacidad de 10 MW). Se encuentra que la regulación más interesante es la de regulación a subir por su mayor demanda, aunque también puede ser interesante la regulación a bajar. La regulación a subir se haría, no vendiendo energía cargada en las baterías, sino reduciendo el consumo de las mismas. La regulación estudiada se prueba con un método de Monte-Carlo para la entrada y salida de los vehículos, debiendo proporcionar regulación para una semana según el código de red.

Los VE no cuentan con una capacidad energética ni de potencia de interés para un sistema eléctrico que trabaja en órdenes de megavatios, por lo que el enfoque tradicional para ofertar servicios a mercado es el de agregar VE. Así se opera en [174], donde se propone un método de control descentralizado para ofrecer servicios de regulación al sistema y se compara con un equivalente centralizado. Así, en el control descentralizado cada uno de los vehículos decide de forma autónoma sobre su capacidad de regulación, por lo que deben ofrecer una capacidad simétrica a subir y a bajar para asegurar que la suma de las capacidades ofertadas sea simétrica. Por el contrario, en el control centralizado el agregador puede trabajar de forma asimétrica con las capacidades de cada vehículo con tal de que la suma de los mismos sea simétrica. El mecanismo centralizado tiene un mejor rendimiento que el descentralizado, pero al presentar problemas de escalabilidad su aplicación práctica es cuestionable.

El control de frecuencia mediante una señal de precio no resulta una práctica muy apropiada, ya que se requiere de una respuesta rápida y una señal de precio no se ajusta a estos requisitos. Sí puede emplearse en la decisión de que un vehículo participe o no de la

regulación, como se realiza en [175]. Este sistema se utiliza para mitigar las fluctuaciones de potencia de la generación eólica de una red aislada con generadores térmicos y eólicos. Según la urgencia de carga que tengan los vehículos, estos estarán más o menos dispuestos a cargar energía eléctrica o devolverla a la red, obteniéndose así la buscada regulación de frecuencia a la vez que recargan los vehículos. Para evitar oscilaciones por una señal de precio excesivamente alta, superado el límite de ésta los vehículos reaccionan ante ella con un factor de escala.

4.10.4. Regulación de tensión

El desarrollo de la electrónica de potencia ha permitido el surgimiento diversos elementos capaces de regular la tensión de la red. Aunque su empleo actual en sistemas de transporte y distribución no es muy elevado, en comparación con otros elementos tradicionales (condensadores, reactancias), la literatura recoge diversas propuestas para su control y uso [176].

En [177] se estudia su empleo para la integración de un parque de generadores undimotrices, que generan energía a partir de las olas. Los generadores marinos considerados, máquinas asíncronas, no disponen de almacenamiento de energía, por lo que vuelcan la energía a la red directamente a partir de la extraída de la ola que les afecte. Esta energía es de carácter oscilatorio, tanto en su frecuencia como en su amplitud. Unido a que las máquinas asíncronas requieren potencia reactiva en función de la potencia empleada, provoca que las tensiones de la red de distribución emplazada en tierra caigan a niveles fuera de lo permitido por la normativa. La incorporación de un STATCOM a la salida del parque permite reducir las fluctuaciones de tensión a los niveles permitidos por la normativa, observando que su efecto es similar, independientemente de la tensión de control usada (conexión del STATCOM u otros puntos de la red terrestre). En una línea similar, en [178] se propone el empleo de estrategias V2G para mejorar la estabilidad de tensión de la red frente a huecos de tensión.

4.11. Uso de vehículos eléctricos en la gestión de edificios

De las funcionalidades del VE vistas en el apartado interior, sólo dos aparecen en la interacción vehículo-a-edificio (*Vehicle-to-Building*, V2B): la demanda de energía activa y el almacenamiento de energía. Estas funciones se corresponden con dos de las características deseables del sistema de gestión activa del edificio. No sólo es aplicable a la electricidad sino a cualquier otra variable del sistema, como la temperatura y agua caliente.

En el ámbito de la electricidad, en el pasado las baterías Pb-Ac han permitido disponer de sistemas eléctricos auxiliares, de emergencia o aislados, a veces en combinación con grupos electrógenos. El desarrollo de las energías renovables a escala de edificios y de las baterías Li-ion ha extendido la idea de su uso dentro de un sistema aislado. Su aplicación en sistemas conectados también se ha planteado en dos propuestas: la reducción del pico de demanda de energía del edificio y el desplazamiento del consumo energía de horas más caras a horas más baratas. Los costes relativos a baterías y generación renovable dificultan actualmente su implantación práctica, pero el descenso paulatino en su precio hace prever que una importante aplicación futura.

Gracias a sus baterías, los VE pueden encontrar un campo de uso en la gestión eléctrica de edificios. El coste de una batería asociada a un VE resulta inferior a la compra de una batería propia, ya que hace uso de otros elementos ya disponibles y además el desgaste asociado a su uso, si éste se reparte entre diferentes vehículos, resulta inferior. De esta forma, en función de su disponibilidad y de las características de la red, pueden sustituir total o parcialmente el empleo de una batería propia.

En el caso de la energía solar, la disponibilidad horaria de los vehículos supone un problema: el tiempo en que un vehículo suele estar fuera de casa se solapa con las horas de producción de los paneles, especialmente las de mayor generación [179]. La energía eólica, al presentar una producción variable a lo largo del día (con mayor importancia por la noche) puede ser más interesante en este aspecto. En [180] se indica que el consumo del vehículo dificulta su inclusión en un sistema autónomo con energía eólica. Si este tiene que ser considerado, la mayor eficiencia de conversión eléctrica del VE lo hace más propicio que el vehículo de hidrógeno. Finalmente se subraya que con energía solar no se puede alcanzar el pleno autoconsumo del sistema estudiado.

Una propuesta de aplicación en tiempo real se tiene en [181], donde se integra un VE en el sistema de gestión de energía de un hogar para reducir el pico de consumo y aumentar el factor de carga. Esta estrategia es la observada como la mejor en [182], donde se analiza la estrategia económica óptima del préstamo de la batería para la gestión de un edificio de oficinas durante el tiempo en el que los VE están aparcados. Se propone un pago a los vehículos dividido en un término fijo (de disponibilidad) y otro variable (de energía). En [25] se añade la posibilidad de ofertar servicios de regulación de frecuencia a una microrred para que el sistema sea económicamente rentable, ya que se realiza con baterías usadas de vehículos y se tiene en cuenta el dimensionado y degradación de las mismas en el aspecto económico; no así en el técnico, que mantiene una capacidad máxima de las baterías constante.

La incorporación a un sistema de gestión más completo, que integra electricidad, agua caliente sanitaria y refrigeración, se estudia en [154]. Para ello se realiza una programación mixta-entera que busca minimizar bien los costes del sistema, bien la generación de CO₂. Las restricciones empleadas son las de balance de las demandas y las restricciones técnicas de los distintos sistemas. El modelo se aplica para edificios en diferentes regiones geográficas de California. Se observa que el empleo de VE es mayor cuando se busca reducir costes en lugar de reducir generación de CO₂, ya que se emplean para cargarlos en zonas donde la electricidad es barata y descargarlos cuando el coste de ésta es mayor. Para reducir la generación de CO₂ resulta más práctica el uso de baterías fijas, ya que está siempre disponible para el sistema de control. Un trabajo en la misma línea se realiza en [152], donde se realiza un mayor énfasis en el modelo térmico del edificio. Se emplea un modelo de la dinámica térmica del edificio en el espacio de estados que posteriormente se discretiza y se añade al problema de optimización. El modelo se ensaya para diferentes temperaturas externas y para diferentes estrategias de uso del vehículo (sólo recarga, recarga y V2B, y recarga, V2G y V2B).

Cabe destacar que en buena parte de los estudios se considera exclusivamente el uso de la energía de la batería para el autoconsumo, sin verter energía a la red. Otros no tienen en cuenta este aspecto, por lo que, de permitirlo la regulación vigente, pueden obtenerse beneficios superiores. Un caso puede verse en [183], donde se programa la recarga de un VE incluyendo la prestación de servicios V2G en la forma de venta de energía a la red, considerando fluctuaciones de precios con incertidumbre en los mismos y el coste de degradación de la batería. El coste de degradación de una batería se considera función de la profundidad de descarga y se introducen en la programación entera mixta como una función a trozos de esta variable. El modelo se prueba para diferentes valores de la degradación de la batería, encontrándose que influye tanto en el coste de la carga como en el patrón con que ésta se realiza.

5. ELECTRIFICABILIDAD DE UNA FLOTA DE VEHÍCULOS

5.1. Introducción

La transición a un modelo de movilidad eléctrica requiere de múltiples cambios tecnológicos y sociales para que ésta sea completa. Siendo el transporte privado el medio más empleado en la actualidad en las economías occidentales, su electrificación resulta un factor clave para alcanzar este objetivo. Por ejemplo, en 2014 España el 79% de hogares disponían de al menos un vehículo [184] y en 2013 un 45% de los transportes al trabajo en Barcelona se realizan en vehículo privado (coche o moto) frente a un 33% en transporte público [185]. En un estudio de movilidad a nivel global de 2011 [186] se halló que el número de personas con carnet ha variado de forma muy dispersa, aumentando en países con grandes ciudades, población envejecida y mayor producto interior bruto por persona y disminuyendo en aquellos con mayor proporción de usuarios de internet. Se encontraron dos tendencias, una de aumento entre jóvenes y mayores, como Finlandia, Holanda y España, y otra de disminución en jóvenes y aumento en mayores, como Noruega, Suecia y Reino Unido.

La transición hacia una flota de vehículos eléctricos (VE) debe responder a criterios económicos y técnicos:

- Criterios económicos: un VE será atractivo de cara al consumidor si resulta económicamente competitivo. Esto incluye el coste inicial del vehículo, la vida útil de éste y los costes a lo largo de este periodo, fundamentalmente los referidos al gasto energético (electricidad en su caso, combustible en los de motor de combustión interna) y de mantenimiento. Así, aunque el desembolso inicial para la adquisición de un VE pueda ser mayor por el alto precio de sus baterías, su menor gasto energético y su mayor fiabilidad mecánica pueden hacerlo competitivo a largo plazo.
- Criterios técnicos: un VE debe cumplir con las necesidades que de él tiene su conductor, de forma similar al vehículo convencional que reemplaza. Esto incluye fundamentalmente la autonomía del vehículo, pero también otros criterios de uso y confort (potencia, maniobrabilidad, climatización, disponibilidad, fiabilidad, etc.).

Desde el lado gubernamental se ha buscado fomentar la compra y uso de VE mediante diferentes alternativas. Una de las más simples y usadas son la reducción o exención de impuestos tales como el impuesto de matriculación (España [187], Finlandia [188], Dinamarca [189], Noruega [190]), el impuesto anual de circulación (España [191], Finlandia [188], Noruega [190]) y otras subvenciones complementarias, como ayudas directas a la adquisición de vehículos y/o infraestructuras (plan MOVEA en España [192]). También se busca apostar por crear una infraestructura de recarga de VE con el objetivo de que sus

usuarios puedan recargarlos fuera de sus casas, reduciendo su ansiedad frente a la limitada autonomía (Madrid [193], Barcelona [194]). A esta iniciativa pública se ha sumado también otras iniciativas privadas de instalación de cargadores, como las de los fabricantes Tesla [195] y Nissan [196]. Estas medidas se han mostrado bastante eficaces, aunque aún es necesario profundizar en estas y otras líneas (como el desarrollo de la tecnología de VE y cargadores) para un mayor despegue del vehículo eléctrico [197]. Cabe destacar en este aspecto las propuestas de financiación de los vehículos o del alquiler de las baterías [18], llevadas a cabo por las empresas fabricantes para hacer económicamente más atractiva la adopción de VE y el fomento del uso del VE por empresas privadas, empresas públicas y la administración [198].

La autonomía del vehículo, fruto de la reducida densidad energética de las baterías, se presenta como el obstáculo principal en la adopción de VE. En este contexto aparece la denominada “ansiedad por autonomía” (ver página 13). Este fenómeno se refiere a la sensación de nerviosismo del conductor de no poder llegar a su destino por falta de batería y debe ser tenido en cuenta en el análisis de electrificabilidad de la movilidad.

En este apartado se estudia la electrificabilidad de la flota de vehículos bajo dos prismas: un enfoque particular mediante el análisis individual del vehículo y un enfoque más general mediante el análisis de la flota de una región europea.

En primer lugar se detalla un modelo de consumo de un VE y se analiza la electrificabilidad de los vehículos en base a su movilidad diaria dada por su traza GPS. A continuación se comienza el análisis global presentando un modelo de movilidad basado en actividades de la región de Flandes, en Bélgica. Este modelo proporciona una población sintética cuyo comportamiento es estadísticamente idéntico al de la población real objeto de estudio. Analizando las actividades de los conductores, se determina el porcentaje de éstos que pueden adoptar un VE para completar sus actividades diarias sin modificar sus comportamientos de movilidad diarios.

5.2. Modelo de consumo de un vehículo eléctrico

En este apartado se muestra un modelo de consumo de un VE desarrollado para el proyecto europeo DATASIM en [199, 200], que considera el efecto de la aceleración y la altitud. Este modelo permite estimar, a partir de los datos de movilidad de GPS, el consumo de un vehículo eléctrico y evaluar si es posible realizar dicha trayectoria con éste en las mismas condiciones que con el vehículo de combustión interna.

Este es un modelo simplificado desarrollado para poder estimar el consumo que tendría un VE que realizase los mismos trayectos que los registrados mediante GPS y realizados con vehículos de combustión interna convencionales. Se ha comprobado que la estimación

proporcionada por este modelo guarda una gran similitud con el valor proporcionado por el fabricante. Con ello se puede obtener una visión global de los consumos que entran en juego dentro de un VE y las causas por las que éstos pueden diferir en función del trayecto y del conductor. Estas causas se tendrán en cuenta de forma simplificada en el estudio de electrificabilidad posterior por la magnitud del mismo.

5.2.1. Modelado del vehículo

La Figura 5.1 muestra las fuerzas que actúan sobre el VE.

Figura 5.1. Diagrama de fuerzas sobre el vehículo.

La fuerza de tracción del vehículo, F_{te} , se expresa como:

$$F_{te} = F_{la} + F_{rr} + F_{hc} + F_a \quad (5.1)$$

Las cuatro fuerzas que la componen son las siguientes:

1. Fuerza inercial $F_{la} = 1,05 \cdot (M_{ve} + M_c) \cdot a$ (5.2)

2. Fuerza de rozamiento $F_r = R \cdot (M_{ve} + M_c) \cdot g \cdot \cos \alpha$ (5.3)

3. Fuerza aerodinámica $F_a = \frac{1}{2} A C_d \rho v^2$ (5.4)

4. Fuerza gravitatoria $F_{hc} = (M_{ve} + M_c) \cdot g \cdot \sin \alpha$ (5.5)

Con:

R [-] coeficiente de resistencia a la rodadura de la rueda

M_{ve} [kg] masa del conductor

M_c [kg] masa del conductor

$g = 9,81$ [m/s²] aceleración de la gravedad

α [rad] ángulo de la superficie de conducción

A [m²] área frontal del vehículo

C_d [-] coeficiente de carga aerodinámica

$\rho = 1,2041$ [kg/m³] densidad del aire seco a 20°C

v [m/s] velocidad del vehículo

La fuerza inercial presenta dos componentes: una primera requerida para proporcionar la aceleración lineal al vehículo y una segunda que proporciona aceleración angular al motor de tracción. Ya que resulta difícil conocer el momento de inercia del motor, es razonable incrementar la masa del vehículo en un 5%, como se propone en [201]. Notar también que no se ha considerado un coeficiente diferente al de rodadura cuando el vehículo comienza su marcha desde parado. Esto se justifica en que el periodo en que el periodo en que permanece completamente detenido el vehículo es muy reducido.

La potencia de tracción mecánica, P_{te} , viene dada por el producto entre la fuerza de tracción y la velocidad del vehículo, v :

$$P_{te} = F_{te} \cdot v \quad (5.6)$$

5.2.2. Cargas auxiliares

Los coches eléctricos tienen otros sistemas eléctricos que incrementan el consumo total del vehículo: calefacción, aire acondicionado, luces, limpiaparabrisas, claxon, intermitentes, etc. Estas cargas no son constantes, sino que dependen de condiciones externas: tiempo, época del año, hora del día, etc. Por la tensión que requieren no se alimentan directamente a través de la batería de tracción, sino mediante una batería Pb-Ac convencional de 12 V. Esta batería se recarga a través de la batería de Li-ion o cuando el vehículo se recarga.

Para los análisis realizados en este apartado estas cargas pueden tomarse como un total constante, cuyo valor dependerá de la situación externa que se quiera analizar.

5.2.3. Flujo de energía

Figura 5.2. Flujos de energía en el vehículo eléctrico.

Los flujos de energía en el VE se muestra en la Figura 5.2, según sea la conducción normal o se considere el freno regenerativo. Para evaluar la autonomía del vehículo es necesario calcular la energía necesaria para mover el vehículo en cada instante, E_{te} . Esta energía se sustrae de la batería hasta que ésta se vacía, lo que marca el alcance total del vehículo.

La energía se calcula multiplicando el término de potencia por el intervalo de tiempo entre medidas, Δt :

$$E_{te} = P_{te} \Delta t \quad (5.7)$$

A continuación se analizan los flujos energéticos por separado.

5.2.3.1. CONDUCCIÓN NORMAL

Figura 5.3. Flujo energético durante la conducción normal

Para evaluar la potencia extraída de la batería a la rueda durante este modo (Figura 5.3), se considera en primer lugar que la energía de tracción de la rueda es positiva, $P_{te} > 0$. Respecto al rendimiento del sistema de transmisión, para este análisis se ha asumido el menor rendimiento a lo largo de todo el rango de velocidades del vehículo, η_{gear} ; para el sistema

electrónico se ha considerado un rendimiento constante, η_{mot} . De esta forma, la potencia de entrada al sistema electrónico resulta, P_{mot_in} :

$$P_{mot_in} = \eta_{mot}\eta_{gear}P_{te} \quad (5.8)$$

Considerando además la carga de los sistemas auxiliares, P_{aux} , la potencia total demandada a la batería P_{bat} , queda:

$$P_{bat} = P_{aux} + P_{mot_in} \quad (5.9)$$

5.2.3.2. FRENO REGENERATIVO

Figura 5.4. Flujo energético durante el freno regenerativo.

Durante el frenado, los vehículos de combustión interna transforman la energía cinética en calor. En el caso de los VE, éstos pueden transformar parte de esta energía en energía eléctrica mediante el llamado freno regenerativo (Figura 5.4). La relación entre la energía de frenado y la energía recuperada de esta forma viene dada por el ratio R_{regen_ratio} :

$$P_{te_reg} = R_{regen_ratio}P_{te} \quad (5.10)$$

Considerando el rendimiento del sistema de transmisión y del sistema eléctrico, la potencia extraída del motor hacia la batería y las cargas auxiliares resulta:

$$P_{mot_in} = \eta_{mot}\eta_{gear}P_{te_reg} \quad (5.11)$$

$$P_{mot_in} = P_{bat} + P_{aux} \quad (5.12)$$

Notar que si la energía demandada por la carga auxiliar excede la aportada por el motor, la energía restante es proporcionada por la batería.

5.2.4. Dinámica de la batería

La dinámica de la batería se modela para simular su operación, extrayendo o inyectando energía en cada paso de la simulación y estimando el estado de carga (SoC, *State of Charge*).

En la literatura se presentan diferentes modelos basados en un circuito equivalente para simular este comportamiento [201, 202, 203, 204, 205]. Estos modelos constan, en su versión más simple, de una fuente de tensión dependiente en serie con una impedancia equivalente de

la batería. Su uso está pensado para un modelado más realista del proceso repetido de ciclado de una batería (carga/descarga).

Con vistas a mantener el modelo lo suficientemente simple, pensando en emplearlo en simulaciones de miles de vehículos, se ha usado el modelo descrito en el apartado 4.2.2. En este caso no se ha modelado la autodescarga por considerar que la duración de los desplazamientos es mucho menor que los tiempos en que es importante la autodescarga (Tabla 3.1).

5.3. Electrificabilidad de desplazamientos individuales

En el presente apartado se estudia la electrificabilidad de desplazamientos de vehículos tratados de forma individual. Esto es, partiendo de las trayectorias dadas por las coordenadas GPS espacio-temporales (latitud, longitud, tiempo) de un vehículo, se analiza si ese trayecto podría completarse conduciendo un determinado modelo de VE.

5.3.1. Consideración de la altitud a través de las coordenadas GPS

El modelo presentado en el apartado 5.2 requiere de dos tipos de datos: los datos propios del vehículo (masa, capacidad de la batería, rendimientos, etc.) y los datos de su trayectoria (velocidad, pendiente). Una forma habitual de definir la trayectoria de un vehículo es mediante sus coordenadas GPS, a las que se añade la medida del tiempo en que son tomadas las medidas y, habitualmente, la velocidad del vehículo. Las coordenadas GPS empleadas son la latitud y la longitud, no siendo habitual el uso de la altura ya que su precisión es menor [206].

Así pues, es necesario disponer de un mapa de alturas a partir de las coordenadas GPS. Para esto puede emplearse alguna de las aplicaciones comerciales existentes, como la *Google Maps Elevation API* [207], que permite obtener datos de elevación a partir de trayectorias GPS. Con esto puede calcularse el ángulo de inclinación del vehículo en cada uno de los pequeños tramos en los que se puede dividir su trayectoria. La distancia recorrida y aceleración del vehículo pueden calcularse a partir de los datos de velocidad media entre instantes recogidos por el vehículo.

En caso de no disponer de la distancia recorrida, ésta puede calcularse de forma aproximada a partir de las coordenadas GPS. Una aproximación razonable es el empleo de la fórmula de Haversine para la distancia entre dos puntos de una esfera [208]:

$$d = 2r \cdot \arcsin \left(\sqrt{\sin^2 \left(\frac{\varphi_2 - \varphi_1}{2} \right) + \cos \varphi_1 \cos \varphi_2 \sin^2 \left(\frac{\lambda_2 - \lambda_1}{2} \right)} \right) \quad (5.13)$$

con d la distancia entre los puntos, r el radio de la esfera, φ la latitud y λ la longitud, ambas en radianes.

Para una medida más precisa pueden emplearse las fórmulas de Vincenty [208], un algoritmo para el cálculo de la distancia entre dos puntos de un esferoide o elipsoide de revolución.

5.3.2. Validación del modelo

En primer lugar, los resultados del modelo anterior se validan frente a datos publicados por los fabricantes. En el caso presentado corresponden al modelo Nissan Leaf del año 2013.

5.3.2.1. VELOCIDAD CONSTANTE

Al contrario que para un vehículo de motor de combustión interna, los VE presentan un mejor rendimiento a bajas velocidades, en las que la fuerza aerodinámica no resulta tan significativa. Las condiciones ideales también incluyen un terreno completamente llano y una temperatura exterior moderada, que no requiere del uso de la climatización del vehículo. De esta forma, el consumo de los sistemas auxiliares puede considerarse mínimo, siendo éste de un total de 280 W (ver apartado 5.3.4 para más detalles).

Haciendo que el VE se desplace a una velocidad constante de 60 km/h hasta alcanzar el límite de estado de carga de la batería y los datos considerados de la Tabla 5.1, los resultados del modelo fueron los siguientes:

- Energía consumida de la batería: 20,8819 kWh.
- Distancia recorrida: 222,0231 km.

Valores que están en línea con la información oficial proporcionada por Nissan.

Tabla 5.1. Datos considerados para el modelo Nissan Leaf del año 2013.

Tipo	Unidad
Masa vehículo + conductor (kg)	1601
Capacidad de la batería	24 kWh
Porcentaje de batería empleado	90%
Ratio frenado regenerativo	0,2
Coefficiente de rodadura	0,012
Área frontal (m ²)	2,27
Coefficiente de carga aerodinámica	0,29
Rendimiento de la transmisión [201]	0,97
Rendimiento del motor [11]	0,95

5.3.2.2. CICLOS DE CONDUCCIÓN HOMOLOGADOS EN LABORATORIO

La estimación de la autonomía del Nissan Leaf se ha evaluado frente al test estadounidense “EPA Urban Dynamometer Schedule“, habitualmente llamado “LA4 test cycle”, un ensayo de laboratorio que representa condiciones de conducción urbana. El perfil temporal de velocidades se presenta en la Figura 5.5. Para este ensayo, se asume que el vehículo está en horizontal y por ello, la pendiente es nula a lo largo del ensayo, al igual que las cargas auxiliares.

Figura 5.5. Ciclo de conducción urbana EPA normalizado.

El resultado de aplicar este ciclo de conducción al modelo desarrollado es el siguiente:

- Energía consumida de la batería: 22,08 kWh.
- Distancia recorrida: 157 km.
- Tiempo: 4,9975 horas.

El ciclo LA4 se aplica de forma repetida al modelo hasta agotar la energía almacenada en la batería. En estas condiciones, la distancia estimada por el modelo propuesto es 157 km frente a los 160 km homologados por la compañía, lo que supone una precisión del 98% del valor de referencia.

5.3.3. Simulación del consumo eléctrico de vehículos

En este apartado se aplica el modelo de VE desarrollado en el apartado 5.2 a una trayectoria GPS perteneciente a un vehículo real con motor de combustión interna. Este estudio forma parte de un trabajo realizado para el proyecto europeo DATASIM. En él se analizó el grado de electrificabilidad de una flota de vehículos cuya movilidad estaba definida mediante trayectorias GPS proporcionadas por la empresa OctoTelematics. Este estudio se realizó de forma conjunta con investigadores del *KDD Lab - CNR* de Pisa (Italia) diversas trayectorias GPS proporcionadas por la empresa [209].

La trayectoria estudiada en este apartado se muestra en la Figura 5.6. Comienza en la ciudad italiana de Poggibonsi (círculo azul) y termina en las proximidades de Milán (cuadrado azul), con una distancia total de 350 km. Al aplicar el modelo de VE desarrollado en el apartado 5.2.1, se va actualizando el estado de carga de la batería en cada coordenada registrada (definida por la dupla latitud-longitud). El valor de dicho estado de carga se muestra mediante círculos de distintos colores sobre el mapa, variando desde plena carga (color rojo) a descargarse por completo (color azul). Se observa como, según este modelo de consumo, no sería posible completar el recorrido real registrado utilizando un vehículo eléctrico y su alcance estimado estaría próximo a la ciudad de Reggio Emilia, recorriendo cerca de 183 km desde el origen.

Figura 5.6. Trayectoria GPS.

El resultado de haber aplicado la trayectoria anterior ha sido:

- Distancia recorrida: 182,69 km
- Tiempo: 2,6311 horas.

A continuación se examina la evolución del SoC de la batería de este VE modelado en función de la velocidad del mismo y de la variación de altura producida durante el trayecto. En la Figura 5.7 puede observarse la relación entre la velocidad y el empleo de energía, en particular en los momentos de aceleración y frenado. Por otro lado, puede observarse en la Figura 5.8 la relación entre el consumo y la orografía. Durante el trayecto analizado, se comienza la trayectoria desde una altura de 200 msnm (metros sobre el nivel del mar) y se sube un puerto a una cota de 800 msnm para volver a bajar a un valle a menos de 150 msnm. Durante el periodo que acompaña a un aumento de la altitud el consumo del vehículo se incrementa, mientras que en los descensos de altitud el vehículo apenas requiere energía de la batería e incluso puede llegar a cargarla.

Figura 5.7. Evolución del SoC y la velocidad para la trayectoria dada.

Figura 5.8. Evolución del SoC y altura para la trayectoria dada.

Con objeto de comprobar el efecto del cambio de altitud en el modelo de consumo, en la Figura 5.9 se muestra la evolución del SoC y la velocidad para el mismo escenario, pero suponiendo que la altitud permanece constante durante todo el trayecto. En este caso, la distancia máxima recorrida, según el modelo desarrollado, hubiese sido algo mayor: 188,36 km frente a los 182,69 km del trayecto previo. Esto es coherente, puesto que, pese a

recuperar parte de la energía en las bajadas, el VE consume más energía cuando sube por el rozamiento y otras pérdidas del vehículo.

Figura 5.9. Evolución del SoC y la velocidad para la trayectoria dada (despreciando la altitud).

5.3.4. Consumo de cargas auxiliares

Finalmente se estudia el consumo debido a las cargas auxiliares, que suponen una reducción en la autonomía total del vehículo. De acuerdo con [210, 211], las cargas más importantes, además de la tracción, son de tres tipos: la carga auxiliar base del vehículo, la iluminación y la climatización.

5.3.4.1. CARGAS AUXILIARES E ILUMINACIÓN

El Nissan Leaf dispone de dos baterías, la principal, de Li-ion⁶ (360V-55 Ah) y una auxiliar de Pb-Ácido convencional, 12 V. Esta batería auxiliar se emplea para gestionar la

⁶ El Nissan Leaf de 2013 disponía de 192 celdas de 3,8 V. Estas celdas se agrupan en 48 módulos conectados en serie. A su vez, cada uno de estos módulos, de 7,6 V, están formados por cuatro celdas (2 de ellas conectadas en serie, de 3,8V) y 66,2 Ah (mediante dos grupos en paralelo de 33,1 Ah). En total, el pack tiene 364,8V y puede suministrar 66,2 Ah, aportando

batería principal, iniciar el proceso de carga y proveer de energía a los sistemas auxiliares, como el sistema de navegación, el sistema de iluminación, señales de alerta, claxon, etc. Puesto que la batería de Li-ion se encarga de recargar la batería auxiliar, en este trabajo se asume que tanto el sistema de iluminación como el resto de cargas auxiliares se alimentan directamente de la batería de Li-ion. No se considera la posible instalación de células fotovoltaicas en el techo del vehículo, que alimentan la batería de 12 V y reducen de forma global el consumo del vehículo [212].

Según [210], la carga base del vehículo en funcionamiento es de 280 W. El modelo ajusta el consumo auxiliar en función de la hora del día estudiada, incrementando dicho consumo durante los periodos nocturnos para tener en cuenta el consumo del alumbrado. El sistema de iluminación incrementa este valor en 120 W, mientras que las luces antiniebla suponen 110 W adicionales. El resto de luces empleadas se desprecia por no ser muy significativas. Por ejemplo, las luces traseras y luces de freno son LEDs, cuyo consumo no resulta muy significativo.

5.3.4.2. CLIMATIZACIÓN

En lo referente a la climatización del coche, en los coches tradicionales con motor de combustión interna existe una gran diferencia entre el consumo debido a calefacción y el debido a refrigeración. Esta diferencia se debe al funcionamiento de la climatización, ya que para calefacción se emplea el calor desprendido por el motor de combustión, mientras que en refrigeración el calor debe extraerse del compartimento de forma similar a un aparato de aire acondicionado doméstico.

En el caso de un VE el mecanismo de refrigeración se mantiene, pero el de la calefacción deja de ser viable. Aunque se genera calor en el sistema de tracción eléctrico, debido a las baterías y a la electrónica de potencia principalmente, éste no resulta suficiente para calentar el receptáculo del conductor y pasajeros. De esta forma, se requiere del empleo de resistencias o de una bomba de calor para proporcionar una temperatura confortable. Adicionalmente, la batería de Li-ion requiere de un sistema de gestión de la temperatura para mantener ésta dentro de un rango que se considere aceptable u óptimo. Este sistema se considera como dentro de las cargas auxiliares, por lo que no se analiza en este apartado.

una capacidad de 24,15 kWh. El motor es síncrono de imanes permanentes con una tensión de alimentación de 360V.

Tanto en calefacción como en refrigeración, el consumo del sistema de climatización difiere en función de la temperatura inicial del interior del vehículo y la temperatura de consigna deseada. En el caso estudiado en [210], el sistema de calefacción emplea una media de 5 kW en alcanzar la temperatura de consigna, reduciéndose a 3 kW para mantenerla. La demanda del sistema de refrigeración es inferior y más estable, reduciéndose a valores comprendidos entre 1,8 y 2,0 kW. Para obtener valores más precisos podrían leerse datos meteorológicos y modificar el consumo auxiliar en función de la temperatura ambiente, no habiéndose considerado este aspecto concreto.

5.4. Modelo de movilidad basado en actividades

Como se indicó en el apartado 4.4, los modelos de movilidad basados en actividades predicen la agenda diaria de cada miembro de una población artificial en función de qué están haciendo a lo largo del día. En este apartado se explican en detalle los conceptos de uno de ellos, el modelo movilidad de Flandes (Bélgica) del programa FEATHERS (*Forecasting Evolutionary Activity Travel of Households and their Environmental Repercussions*, Predicción evolutiva de actividades de viaje de hogares y su repercusión medioambiental). Este programa y modelo han sido desarrollados por el Instituto de Investigación del Transporte de la Universidad de Hasselt (*Transportation Research Institute of Hasselt University*) y se ha utilizado en muchas de las aportaciones de esta Tesis, razón por la que en este apartado se realiza una descripción de este modelo.

El modelo de FEATHERS busca predecir la demanda de movilidad de la población sintética, basada en los datos de movilidad reales recogidos mediante encuestas. La agenda de cada uno de los individuos sintéticos generados por el modelo, consiste en una secuencia de episodios, cada uno de los cuales contiene, a su vez, un viaje seguido de una actividad.

Las localizaciones de una actividad están definidas sobre las zonas de análisis de tráfico (TAZ, *traffic analysis zones*) con una superficie media de 5 km². Cada actividad lleva especificada un tipo determinado de actividad, un instante inicial y un instante final. Para cada viaje se indica el modo de transporte, quedando delimitados los tiempos entre los que se desarrolla por los tiempos de las actividades entre las que se sitúa.

Los tipos de actividad considerados por el modelo son: hogar, trabajo, colegio, transporte/recogida de personas u objetos, compra, servicios, ocio, visita social, paseo y otros. Los modos de transporte considerados son: coche, coche compartido, autobús, tren, bicicleta y a pie.

Para limitar la complejidad computacional, el modelo de FEATHERS considera que cada individuo es mutuamente independiente del resto de individuos, exceptuando a aquellos que

comparten el mismo hogar. Esto es, actividades de las que participan dos o más individuos de un mismo hogar (por ejemplo, dejar a niño en el colegio). Los efectos de las restricciones de coordinación se reflejan en los datos de entrada y, por tanto, se obtienen gracias a las técnicas de minería de datos empleadas en FEATHERS.

El comportamiento de cada uno de los individuos de la población sintética se modela como función de una serie de parámetros. FEATHERS predice el resultado de las decisiones que lleva a cabo cada individuo al diseñar su agenda diaria personal. El modelo cubre tanto la planificación de las actividades como su organización. La planificación implica decidir la composición del conjunto de actividades a realizar durante el día (*qué* hacer). La organización determina la secuencia y horario de las actividad elegidas (*cuándo* hacerlo). Las actividades son, bien obligatorias (trabajar, colegio, recoger/dejar, etc.), bien opcionales (compra, ocio).

El modelo de comportamiento consta de diferentes sub-modelos: los más importantes y complejos son el de elección de lugar, el de elección de modo de transporte y el de elección de organización de actividades. Estos modelos emplean otros modelos más sencillos, como el modelo de gravedad para la selección de distancias.

La agenda de cada individuo se genera mediante un conjunto de decisiones mutuamente dependientes, tomadas éstas en un orden predefinido. Las decisiones dependen de los datos del individuo: su resultado se obtiene mediante un proceso estocástico que emplea árboles de decisión entrenados mediante información proveniente de encuestas. Los conjuntos de datos más importantes son:

1. Propiedades y datos de cada TAZ: número de habitantes, número y tamaño de las escuelas, puestos de trabajo, tiendas, etc.
2. Datos del censo, de forma que las distribuciones marginales de la población artificial generada sea similar a la de la población real.
3. Características de las redes de transporte para cada modo de viaje (coche, tren, autobús, bicicleta, etc.), expresadas como duración de viaje esperado (impedancias) entre centroides de TAZ para los casos de punta y valle (mayor y menor número de viajeros).
4. Un conjunto de árboles de decisión entrenados mediante entrevistas de desplazamiento recogidas periódicamente en la región belga de Flandes [213]. La cuarta campaña recoge el periodo 2008-2013 y consta de 8000 entrevistados. Cada árbol de decisión relaciona la salida de una cierta decisión con datos socioeconómicos y la agenda parcial ya diseñada del individuo. Este último punto crea la dependencia mutua entre las decisiones.

Los modelos basados en actividad son micro-simuladores estocásticos (simuladores Monte Carlo) cuyas predicciones se validan comparando datos agregados en un nivel dado con las

observaciones. En el caso de FEATHERS (cuyo flujo de datos puede verse en la Figura 5.10), éste se validó agregando flujos de tráfico entre TAZ para cada hora del día y cargando la demanda resultante en las redes de transporte. Los flujos de movilidad resultantes para las arterias principales de movilidad se compararon con flujos horarios dependientes de contadores de tráfico. Los viajes al trabajo se validaron comparando la predicción de llegadas con datos del censo del conjunto de la población para cada zona en particular.

Figura 5.10. Flujo de datos del modelo basado en actividad de FEATHERS. Los óvalos representan procesos y los rectángulos, conjuntos de datos.

Una vez se modelaron todas las agendas, esto sirvió para dos propósitos distintos, que emplean a su vez técnicas diferentes. La primera técnica agrega datos para producir estadísticas por segmentos de población (por ejemplo, número de viajes para realizar compras durante un periodo del día). La segunda agrega datos de cada agenda individual para obtener resultados globales (por ejemplo, contar el número de viajes que pueden realizarse mediante un VE sólo con batería, deduciendo la energía demandada en cada TAZ durante las horas de trabajo).

Los datos de movilidad de FEATHERS arrojan un total de 1.141.735 agentes conductores de automóviles desplazándose diariamente en la región de Flandes, que cuenta con más de 6 millones de habitantes. FEATHERS proporciona datos de movilidad de cada agente para cada minuto del día. Para agilizar el análisis siguiente se ha empleado un muestreo de 15 minutos, conservando la distancia total recorrida entre cada actividad y reduciendo el tiempo total de estacionamiento. Esto último, que reduce el tiempo efectivo de carga disponible para cada agente, se ha realizado considerando que, por la tecnología actual más extendida (postes de recarga con tarjeta identificadora), sólo las pausas de una cierta duración resultan atractivas para cargar un VE.

5.5. Modelo de consumo para análisis Big Data y clasificación de conductores

El propósito del presente apartado consiste en determinar qué conductores pueden completar sus actividades diarias con un VE sin un cambio de comportamiento en su agenda diaria, partiendo de los datos de salida generados por el modelo FEATHERS. Para ello se considera que el consumo y las posibilidades de recarga intradiarias (estacionamiento entre actividades) a lo largo del día permitirá que el VE mantenga su nivel de carga dentro del rango de funcionamiento.

De esta forma, son cinco los principales elementos que influyen en la evaluación de si un individuo puede completar (o no) sus actividades diarias con un VE:

1. Las necesidades de movilidad diaria del individuo.
2. El consumo del vehículo.
3. La capacidad de la batería del vehículo.
4. La carga inicial del vehículo.
5. La capacidad de recarga disponible en los periodos de estacionamiento del vehículo.

Como se ha citado, el primer punto es el dato de salida de FEATHERS, por lo que permanece fijo para el presente análisis. El resto de aspectos pueden tratarse, bien de manera genérica si se quiere realizar un análisis paramétrico o bien individualizada, proporcionando cierta aleatoriedad al estudio. De entre los cuatro restantes, es el segundo aspecto, el consumo del modelo del vehículo, el que requiere de un análisis más detallado. Por ello inicialmente se analizará los distintos modelos de consumo contemplados para el estudio y la solución tomada. A continuación se realizará un análisis paramétrico para determinar el porcentaje de usuarios que podrían emplear un VE para sus actividades diarias.

5.5.1. Modelo de consumo para Big Data

Hay diferentes métodos en la literatura para estimar el consumo medio (kWh/km) de VE. Un primer tipo busca estimar el gasto energético a partir de un modelo matemático que evalúa la potencia y energía requeridas por un vehículo dado para seguir un viaje real dado por sus coordenadas GPS [214], como es el caso del desarrollado en el apartado 5.2. Un segundo método estima el consumo del vehículo a partir de datos reales de consumo mediante técnicas de regresión y determinando la relación entre el consumo y otros datos de entrada (distancia, velocidad, aceleración) [215].

La única salida dada por FEATHERS es la distancia recorrida, por lo que no es posible emplear ninguno de los métodos anteriormente citados. Por ello es necesario recurrir a un modelo simplificado que suponga un cierto valor determinista de consumo por km. Puede cogerse, bien un consumo idéntico para todos los vehículos, bien un consumo estocástico para los diferentes vehículos.

El consumo determinista permite realizar análisis de alcance general, por ejemplo la relación entre el nivel de energía de las baterías y el número posible de conductores de VE. Para los resultados mostrados en los análisis siguientes, este modelo considera los datos del Nissan Leaf 2013, con un consumo del ciclo urbano US LA4 de 0,26 kWh/mi (0,162 kWh/km) y un consumo del ciclo interurbano de 0,33 kWh/mi (0,205 kWh/km) [72]. De forma conservadora se ha supuesto un consumo de 0,179 kWh/km (lo que equivale a un 60-65% de ciclo urbano) y un uso efectivo de la batería de 20 kWh.

Por su lado, un consumo estocástico supone un modelo más realista. El valor de consumo de cada vehículo se toma de forma aleatoria en base a una base de datos extraída de [216]. Esta base de datos, en la que los conductores publican sus consumos (ya sean vehículos con motor de combustión interna o eléctricos), consta de más de 480.000 vehículos. Para este análisis, los datos se han tomado de 6 modelos de VE comerciales, que suman un total de 125 vehículos.

Figura 5.11. Consumo eléctrico normalizado para diferentes vehículos eléctricos.

Para proporcionar variabilidad al modelo de consumo y considerar diferentes patrones de comportamiento de conductores, cada muestra de consumo se ha normalizado en base al peso del vehículo correspondiente. La distribución de consumo resultante se sitúa entre 0,005 kWh/(100 km/kg) y 0,020 kWh/(100 km/kg), con un valor medio de 0,011 kWh/(100 km/kg) y una cierta dispersión en el caso del BMW i3, como se muestra en la Figura 5.11.

La distribución de los consumos de vehículos se aproxima a una distribución normal. Para generar los diferentes perfiles de consumo de cada uno de los agentes del modelo FEATHERS, en primer lugar se selecciona aleatoriamente uno de los seis modelos de VE. Después, este valor se multiplica por una muestra de consumo seleccionada aleatoriamente de la distribución, obteniéndose así el valor particular de consumo buscado.

5.5.2. Clasificación de conductores

A continuación se analiza qué número de conductores del modelo de movilidad descrito en el apartado 5.4 podría hacer una transición a un VE. Este análisis parte de las siguientes hipótesis para los factores críticos descritos al inicio:

1. Necesidades de movilidad: sólo se considerará como usuario factible de cambiar a un VE aquel cuyo vehículo pueda alcanzar el final del día con la batería de su vehículo dentro de los márgenes de funcionamiento y sin alterar su agenda para realizar recargas adicionales.
2. El consumo del vehículo: se toman valores aleatorios para cada conductor según lo descrito anteriormente.
3. La capacidad de la batería del vehículo: 20 kWh. Este valor parte de los 24 kWh efectivos del vehículo, dejando 4 kWh (1/6 del total) para considerar la degradación de la batería, paliar el efecto de la “ansiedad de autonomía” y por seguridad, evitando descargas profundas de las mismas.
4. La carga inicial del vehículo: completa. Se supone que todos los vehículos han recargado completamente sus baterías durante la noche anterior.
5. Capacidad de recarga disponible: se considera que todo vehículo podrá cargar siempre que esté estacionado. La potencia de carga considerada es de 3,34 kW (carga lenta, 220 V, 16 A, factor de potencia unidad y rendimiento 0,95) y se considera independiente del estado de carga del vehículo.

De esta forma, los conductores pueden clasificarse en tres conjuntos:

- Un primer grupo A de vehículos que puede completar sus actividades diarias sin requerir recargas adicionales durante el día y con un excedente de energía almacenado en sus baterías.
- Un segundo grupo B que incluye a aquellos vehículos que requieren de una o más cargas intermedias durante el día (cargas intradiarias), sin alterar su agenda, para completar sus actividades diarias.
- Un tercer grupo C formado por aquellos vehículos que no pueden completar sus actividades diarias sin modificar su agenda. Es decir, requieren de un tiempo adicional para realizar la recarga o de una parada intermedia durante el trayecto.

El algoritmo para clasificar conductores se detalla en el flujograma de la Figura 5.12. Inicialmente se dividen los conductores en función de si pueden completar sus actividades con la energía inicial de sus baterías. Si puede completarlas entra dentro del conjunto A; si no puede, se estudia la evaluación de la carga de la batería del vehículo cargando en todo momento. Esto es, siempre que el vehículo no esté en movimiento se carga al máximo que

puede. Si en algún momento se descarga por debajo de la carga mínima se clasifica como del conjunto C, mientras que si el algoritmo llega al final sin que esto haya ocurrido pasa al conjunto B.

Figura 5.12. Algoritmo para clasificar conductores

Debe notarse aquí que este algoritmo no serviría para estimar cuándo sería óptimo recarga un VE. En primer lugar, se fuerza al vehículo a cargar en todo momento, esto conlleva que el vehículo recargue en exceso durante el día y no aproveche el menor precio de la recarga nocturna. En segundo lugar, y en caso de que el precio de la energía eléctrica variara durante el día, éste tampoco se tendría en cuenta para optimizar el coste de la recarga. Este problema se analizará dentro del capítulo 9 (apartados 9.4 y 9.5).

Para finalizar se detalla la distribución de energía excedente almacenada en las baterías de los VE pertenecientes al grupo A (Figura 5.13) y la total demandada por los vehículos del grupo B (Figura 5.14) y grupo C (Figura 5.15). Puede verse que, para los vehículos de los grupos A y B (aquellos usuarios que pueden cambiar de tipo de vehículo y emplear un VE), la distribución la energía demandada es decreciente: hay un gran número de vehículos con altos excedentes de energía (grupo A) y otro gran número, aunque inferior a los vehículos con excedentes, que sólo requieren cargar una pequeña cantidad de energía para completar sus

actividades diarias (pertenecientes al grupo B). Por el contrario, los conductores que no pueden pasar a utilizar VE en su día a día (grupo C) presentan una distribución de consumo más aplanada (téngase en cuenta que la última barra de la figura refleja aquellos vehículos que requieren más de 20 kWh de energía para completar sus actividades diarias).

Figura 5.13. Distribución del superavit de energía de los vehículos que no recargan durante el día (grupo A).

Figura 5.14. Distribución del déficit de energía de los vehículos que realizan recargas intradiarias (grupo B).

Figura 5.15. Capacidad adicional requerida por los conductores del grupo C.

5.6. Evaluación de la electrificabilidad de la flota de vehículos. Análisis paramétrico

En el apartado 5.5 se ha presentado una clasificación de conductores de VE en función de unas hipótesis previas de consumo, capacidad de batería y capacidad de recarga disponible. Aprovechando los algoritmos desarrollados, dentro del proyecto europeo DATASIM se desarrolló una interfaz gráfica que permitía evaluar rápidamente la electrificabilidad de la flota de vehículos modificando fácilmente los parámetros de consumo y capacidad de la batería. Esta interfaz calcula el número de vehículos que no requieren recargar durante el día para completar sus actividades en función de estos parámetros (Figura 5.16). Adicionalmente se incluye un cursor para estimar la capacidad de la batería necesaria para incorporar un cierto porcentaje de vehículos que no pueden completar sus actividades sin recarga. Esta herramienta permitiría a los gestores observar el efecto de las políticas que fomenten una y/u otra medida sobre el porcentaje de despliegue de VE.

En el caso mostrado en la Figura 5.16, del total de 1,14 millones de vehículos, el 81% pueden completar sus actividades sin recargar y un 19% necesitan de al menos una recarga adicional para hacerlo. Para incorporar al 30% del resto de usuarios es necesario aumentar la capacidad efectiva de la batería hasta 22 kWh.

Figura 5.16. Interfaz gráfica de electrificabilidad de la flota.

En este apartado se realiza un análisis paramétrico para determinar el porcentaje de usuarios que podrían emplear un VE para sus actividades diarias. Para dicho análisis se han tenido en cuenta los siguientes parámetros.

1. Consumo del vehículo (kWh/km): 0,15-0,16-0,17-0,18-0,19-0,20.
2. Capacidad de la batería (kWh): 10-16-18-20-22-24-30.
3. Capacidad de recarga disponible (kW): 0-3,34-7-14-20-40.

Los resultados detallados de este análisis se tienen en el Apéndice 1.

Como en el caso analizado anteriormente, se observa que en general hay una mayor cantidad de energía en los vehículos del conjunto A que la demandada por los vehículos del conjunto B. Se aprecia que, con el menor nivel de batería y el mayor consumo considerado, el 62,5% de los conductores de la región de Flandes podrían utilizar un VE para sus actividades diarias, aumentando este porcentaje hasta un 81,9% si se considera que los conductores pueden realizar recargas intermedias lentas de 3,34 kW durante el día.

Como era de esperar, incrementar la batería y reducir consumos supone aumentar el número de conductores que pueden pasar a una movilidad eléctrica. Pese a todo, aún con la mayor batería y la mayor potencia de recarga consideradas, se aprecia todavía un ínfimo porcentaje de conductores, el 0,07% del total, que no pueden realizar sus actividades con un VE, requiriendo otra solución alternativa. En estas condiciones, el porcentaje de vehículos que requieren carga intradiaria se situaría en el entorno del 4%. No obstante, es posible conseguir un nivel de penetración casi completo con diferentes combinaciones, asumiendo un consumo medio de 0,18 kWh/km. Por ejemplo, se consigue un 99% de electrificabilidad, dotando a los VE con una batería de 24 kWh de capacidad y una potencia de recarga de

3,34 kW o con una batería ligeramente más pequeña, de 22 kWh, pero duplicando la potencia de los puntos de recarga a 7 kW.

Las gráficas siguientes muestran los histogramas de energía en las baterías para las siguientes condiciones de partida: un consumo 0,18 kWh/km, una capacidad batería de todos los VE de 20 kWh y una potencia recarga de 40 kW (similar al analizado anteriormente con una potencia de carga rápida). La Figura 5.17 muestra la distribución de vehículos con superávit de energía al final del día, muy similar a la Figura 5.13 con un mayor número de grupos que permiten observar que el excedente medio se sitúa en 13,9 kW. El número de vehículos que no requieren recarga intradiaria es de 954.141, el 83,6% del total.

La distribución de vehículos que necesitan recargar para satisfacer su movilidad diaria se muestra en la Figura 5.18, donde se presentan diferencias notables utilizando carga rápida frente a la carga lenta: En primer lugar, hay un mayor número de vehículos que cargan (171.723 vehículos, 15,0% del total). En segundo lugar, hay un mayor número de vehículos de las franjas 3-4 kWh que en la franja 1-2 kWh y el número de vehículos que pueden completar sus viajes cargando entre 8 y 17 kWh es similar en cada una de dichas franjas, con un descenso muy pronunciado a partir de 20 kWh (equivalente a cargar durante media hora a los 40 kW considerados). La media de energía demandada es de 9,5 kWh.

Esto descenso en los vehículos que cargan en 20 kWh se refleja en los vehículos que no pueden ser sustituidos por los eléctricos (Figura 5.19), donde se aprecia un gran aumento a partir de dicha franja. Un segundo salto es el que se tiene en la última franja, la relativa a vehículos que requieren más de 50 kWh. El número total de vehículos es muy reducido, de 15.871 (1,4% del total), con una media de energía demandada de 25,4 kWh.

Figura 5.17. Distribución del excedente de energía de los vehículos que no requieren carga intradiaria (grupo A).

Figura 5.18. Distribución de la demanda de energía de los vehículos que requieren carga intradiaria (grupo B).

Figura 5.19. Capacidad adicional requerida por los conductores que no transitan hacia vehículo eléctrico (grupo C).

Figura 5.20. Comparativa entre la capacidad excedente en el grupo A y la requerida en los grupos B y C.

Finalmente, la Figura 5.20 recoge las gráficas anteriores en una misma escala, permitiendo una mejor comparativa entre el excedente y la demanda de los diferentes grupos. En positivo se muestra el número de vehículos que no requieren recarga intradiaria (grupo A) y en negativo aquellos que la requieren (grupos B y C), estos últimos de forma superpuesta. Puede verse que incluso los vehículos con menores excedentes de energía superan a aquellos que requieren sólo una pequeña recarga intradiaria para completar sus actividades con un VE.

5.7. Conclusiones

En este apartado se ha desarrollado un modelo para analizar el grado de electrificabilidad del transporte de una población a nivel regional. El punto de partida de este análisis ha sido el desarrollo de un modelo de consumo de VE a partir de la información de movilidad registrada mediante trazas GPS. Este modelo considera de forma separada las diferentes cargas del vehículo, separando el consumo debido al desplazamiento del vehículo del consumo producido por otras cargas auxiliares. El cálculo del desplazamiento parte de las trazas GPS y calcula el desplazamiento del vehículo en tres ejes, x-y-z, lo que permite calcular tanto la velocidad y la aceleración del vehículo así como el cambio de altitud del mismo.

El modelo desarrollado está pensado para poder aplicarse a grandes volúmenes de trayectorias de GPS registradas, requiriendo una serie de simplificaciones para poder ser procesadas en poco tiempo.

Cuando no se dispone de información de movilidad tan precisa como la proporcionada por un GPS y sólo se conocen los kilómetros recorridos en cada desplazamiento, es necesario estimar el consumo de un VE de otra forma. En este apartado se ha desarrollado otro modelo que asume un consumo por kilómetro recorrido constante, pero asignando aleatoriamente a cada usuario del modelo, un valor de consumo elegido a partir de un registro de consumos reales proporcionados por conductores de VE, para considerar así la variabilidad propia de los conductores y de las trayectorias seguidas.

El análisis paramétrico realizado muestra que, considerando una batería de sólo 10 kWh de capacidad, el 62,5% de los conductores de la región belga de Flandes, podrían usar un VE para completar sus actividades diarias recargando la batería de sus vehículos únicamente durante la noche, aumentando esta cifra hasta un 81,9% si pudieran hacerlo con una recarga lenta (de 3,34 kW) durante el día, aprovechando los momentos en los que los vehículos están parados (en el trabajo, por ejemplo). Para alcanzar una penetración de VE casi completa (99%) en este mercado, utilizando únicamente una potencia de carga lenta, de 3,34 kW bastaría con una batería de 24 kWh de capacidad.

6. IMPACTO DE LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

6.1. Introducción

La penetración actual de vehículos eléctricos (VE) en el parque automovilístico actual resulta limitada, siendo inferior a las optimistas perspectivas de años precedentes [135, 217]: Parte de esta desviación se ha debido a la crisis económica, que ha limitado la renovación de la flota. En el caso de España, esta reducción se ha visto muy acentuada, pasando de una planificación de 252000 unidades acumuladas a finales de 2014 a un acumulado de 10000. También se ha visto resentida la instalación de infraestructuras públicas. Las principales ciudades españolas no cuentan con un gran número de cargadores públicos instalados. En el caso de Madrid, en 2016 había instalados un total de 171 puntos de recarga, 24 en la vía pública y 147 en aparcamientos públicos, frente a un total de 376 vehículos “0 emisiones” registrados (que incluyen vehículos eléctricos puros, de rango extendido, híbridos enchufables y de hidrógeno) [218].

Así pues, el impacto actual de los VE no resulta muy significativo en España. Su principal desarrollo ha sido a nivel privado, con la promulgación de diferentes decretos y leyes para regular la instalación de cargadores en aparcamientos privados y públicos [96]. También se han promulgado leyes para regular la instalación de baterías y de instalaciones de generación distribuida, que van ligados a las de VE, como el Real Decreto 900-2015 [219].

Este esfuerzo legislativo y técnico es una muestra de la problemática que entraña la introducción de VE en un entorno actualmente diseñado para vehículos con motor de combustión interna. Para afianzar la progresiva electrificación de la flota de vehículos será necesario un desarrollo de carácter similar en todos los niveles de la red eléctrica:

- Generación
- Transporte
- Distribución
- Centros de consumo

El presente capítulo estudia el impacto de los VE en estos niveles del sistema eléctrico.

6.2. Recarga de una batería

La recarga de una batería no es un proceso lineal. La potencia con la que puede recargarse la batería varía a lo largo del proceso de carga, siendo función del estado de carga de ésta.

Un ejemplo de esto puede verse en la Figura 6.2, correspondiente a un tramo de la curva de potencia para la recarga de un VE real registrado por el doctorando, un Peugeot iOn (Figura 6.1) [220]. Pueden apreciarse claramente la existencia de dos periodos de la recarga: un

primer periodo durante el cual ésta se realiza a potencia aproximadamente constante y un segundo periodo en el que la potencia desciende de forma exponencial. Durante la recarga la tensión en bornes del cargador permanece aproximadamente constante, siendo la curva de intensidad muy similar a la de potencia. El factor de potencia es unitario durante el periodo de potencia constante y sólo se aprecia un descenso de éste durante el tramo final que no es muy significativo. La inyección de armónicos también se incrementa en este último tramo, dependiendo su valor de la tecnología empleada en el diseño del cargador.

Figura 6.1. Recarga de un Peugeot iOn. [220]

Figura 6.2. Evolución de la potencia durante la recarga parcial de un Peugeot iOn. [220]

En casos en los que interese se modela también la generación de armónicos, como en [149]. En este caso se emplea el cociente $C(h)$ para expresar la generación del armónico h , I_h , en función de la corriente fundamental, I_1 :

$$C(h) = \frac{I_h}{I_1} \quad (6.1)$$

Las medidas reales de la Tasa de Distorsión de la Demanda, TDD (una medida del contenido de armónicos de la corriente), realizadas en [220], muestran que ésta se mantiene

aproximadamente constante durante el tramo de potencia constante. En el caso mostrado en la Figura 6.3 su valor se incrementa paulatinamente del 8 al 8,5%. Posteriormente, alcanzado el tramo de potencia descendente, ésta se incrementa hasta niveles que rozan el 20%, pero la potencia (e intensidad) ya se han reducido a la tercera parte (Figura 6.2).

Figura 6.3. Evolución de la TDD en un fragmento de la curva de carga de un Peugeot iOn. [220]

La recarga de un VE debe respetar una normativa relativa a la tasa de emisiones armónicas. En el caso de la IEC, la serie de normas IEC 61000 recoge las relativas a la compatibilidad electromagnética. Dentro de ésta, la normativa de emisiones está recogida dentro de la familia IEC 61000-3. Las más habituales en emisión de armónicos de VE son la IEC 61000-3-2, que recoge los límites de emisión de corrientes armónicas en equipos cuya corriente de entrada sea menor o igual que 16 A por fase, y la IEC 61000-3-4, que recoge estos límites para corrientes de entrada por fase mayores en baja tensión.

Tabla 6.1. Niveles de armónicos impares para equipos con $I \leq 16$ A por fase según normativa de la IEC. [220]

Orden del armónico	Corriente armónica máxima admisible (A)	Peugeot iOn	LEMev Stream
3	2.30	1.07	3.30
5	1.14	0.27	2.60
7	0.77	0.21	1.82
9	0.40	0.15	1.11
11	0.33	0.02	0.66
13	0.21	0	0.52
$15 \leq n \leq 39$	$0.15 \times 15/n$	0	$0.43 (n=15)$

La normativa de armónicos de la IEC 61000-3-2 indica un valor de emisión de armónicos en términos absolutos para cada orden de armónicos (Tabla 6.1), en lugar de hacerlo en porcentaje de la corriente de entrada (como es el caso de la IEC 61000-3-4). De esta forma, un

VE cuya intensidad de carga sea menor puede presentar mayor porcentaje de emisión de armónicos que uno con mayor potencia de carga. Es el caso de la motocicleta LEMev Stream, con una potencia máxima de carga medida de cerca de 835 W - 6.35 A- (Figura 6.5) y una TDD del 134%. De hecho, y como puede verse en la Tabla 6.1, la emisión de armónicos supera los límites dados por la IEC.

Figura 6.4. Recarga de una LEMev Stream. [220]

Figura 6.5. Tramo de potencia constante una LEMev Stream. [220]

Figura 6.6. TDD durante el tramo de potencia constante de una LEMev Stream. [220]

6.3. Impacto en generación

A nivel de generación, los VE suponen una demanda adicional que se superpone a la ya existente. Esto plantea la necesidad de instalar nuevos generadores en la red, dependiendo del momento en el que se recarguen los vehículos. Se distinguen dos escenarios diferentes:

- Carga en horas punta: durante estas horas la mayoría de generadores están en funcionamiento, en reserva o mantenimiento. Si la recarga se produce durante este periodo, a corto plazo será necesario incrementar la energía de los intercambios internacionales. A medio y largo plazo será necesario planificar la instalación de nuevos generadores, aumentando los costes y, en función de la tecnología instalada, las emisiones de CO₂.
- Carga en horas valle: en este periodo parte de los generadores no están siendo utilizados, por lo que pueden cubrir la demanda adicional. Aunque esto no supone costes derivados de la instalación de nuevos generadores, los generadores que cubren la demanda adicional resultarán presumiblemente más caros y contaminantes, aunque menos que los de horas con mayor demanda. Este escenario sólo es evitable con una generación renovable excedente, que no pueda entrar al mercado por no haber suficiente demanda.

Empleando los datos de movilidad del apartado 5 se ha realizado un estudio de este impacto sobre la generación de Flandes en un Proyecto de Fin de Carrera cotutelado por el Doctorando [221]. Este estudio se realiza considerando cuatro estrategias posibles de recarga:

- Escenario 1. Recarga instantánea: la batería de los VE comienza a recargarse tan pronto como aparcan y paran.

- Escenario 2. Recarga en hora valle: los vehículos sólo pueden cargar en casa. La carga comienza a realizarse al comenzar la tarifa nocturna (22:00-06:00).
- Escenario 3. Recarga en parada larga: se produce la carga siempre y cuando el vehículo permanezca estacionado más de 30 minutos.
- Escenario 4. Recarga aleatoria en hora valle: los vehículos sólo pueden cargar en casa. El comienzo de la recarga es aleatorio entre las 22:00 y las 24:00, de forma que no se concentre el comienzo de todas las recargas al comenzar la tarifa nocturna (22:00).

Como puede verse, la capacidad de electrificación de vehículos difiere entre los escenarios considerados. Así, la demanda de una parada de media-larga duración provoca que un número de usuarios no significativo no pueda usar un VE (3344, el 0,34% del total considerado). La demanda de cargar en casa sí resulta más restrictiva, como se vio en el apartado 5.5.2. En total, el escenario 1 y el escenario 3 cuentan con un 91% de posibles usuarios de VE, mientras que los escenarios 2 y 4 cuentan con un 80% de los conductores.

El propósito de la cuarta y última estrategia, de forma pareja a lo mostrado en [71] (apartado 4.7), es minimizar parte del impacto de la recarga mediante la estrategia 2. Esta última estrategia lleva a un importante número de vehículos a comenzar su recarga nada más comenzar el periodo de tarifa nocturna, creando un importante pico de consumo.

Para este análisis se ha considerado una batería de 18 kWh de capacidad efectiva y un consumo de 0,18 kWh/km, despreciando la autodescarga, lo que da lugar a una autonomía de los vehículos de 100 km. La potencia efectiva que pueden dar los cargadores se ha tomado de 3,3 kW, lo que implica un tiempo de recarga de 5 horas y 28 minutos.

Figura 6.7. Potencia demandada en los escenarios 1 y 3. [221]

En la Figura 6.7 puede verse la comparativa entre la potencia demandada por los vehículos en los escenarios 1 y 3. Se aprecia que las curvas son prácticamente parejas, observando únicamente un leve desplazamiento de la recarga a franjas posteriores del día.

De forma similar, la Figura 6.8 muestra la comparación entre los escenarios 2 y 4. Puede verse que la estrategia de un comienzo aleatorio permite suavizar el fuerte incremento de demanda durante las horas centrales del día. La elección del periodo de comienzo aleatorio se justifica en que una recarga completa dura entorno a cinco horas y media, con lo que el periodo de 00:00-06:00 garantiza que cualquier vehículo quede plenamente cargado antes de partir. El suavizado podría mejorarse si el comienzo de la recarga se extendiese a toda la franja de recarga nocturna (22:00-06:00) y se garantizara la recarga completa del vehículo, ya que no todos requieren una recarga completa.

Figura 6.8. Potencia demandada en los escenarios 2 y 4. [221]

La generación y demanda eléctricas para un día determinado en la región de Flandes se calcula a partir de los datos de Bélgica, tomados de la página web del operador del sistema belga, Elia [222]. Los valores se obtienen en términos de la potencia registrada cada quince minutos, interpolando para tener muestras cada minuto. Ya que sólo se dispone de los datos a nivel nacional, se ha supuesto que el porcentaje de generación y demanda correspondiente a Flandes es equivalente al porcentaje de su población, un 58% del total.

Siguiendo este procedimiento, en la Figura 6.9 se muestra la generación y demanda correspondiente a Flandes en los días 19 y 20 de noviembre de 2013. Puede verse que Bélgica, en el periodo analizado, presenta un perfil de demandante en los intercambios internacionales, ya que la generación se mantiene en casi todo momento por debajo de la demanda (exceptuando un periodo entre las 3:00 y 5:00 del día 19). Esto concuerda con la

generación y demanda totales de Bélgica, que en 2013 tuvo un déficit de energía de 9,6 TWh [223].

Figura 6.9. Generación y demanda en Flandes. [221]

Finalmente se superpone la curva de consumo a la debida a los VE para los cuatro escenarios anteriores para obtener la demanda total, como se muestra en la Figura 6.10. Para el caso estudiado, se aprecia que el desplazamiento de potencia demandada del día a la noche del escenario 4 resulta en un pico de demanda total superior al de los escenarios 1 y 3.

Figura 6.10. Demanda total para los escenarios estudiados. [221]

Esto subraya la importancia de planificar una estrategia adecuada de la recarga nocturna. No basta con evitar cargar las baterías durante las horas punta, sino que es también necesario suavizar los posibles picos de demanda durante las horas valle.

6.4. Impacto en red de transporte

Como se vio en el apartado 4.8, el aumento de la demanda lleva consigo dos problemas a nivel de la red de transporte. Por un lado, una mayor intensidad se traduce en mayores pérdidas en el sistema. Por otro, si el aumento de la intensidad es demasiado alto puede conllevar la aparición de congestiones en la red, bien en líneas, bien en subestaciones. A corto plazo esto último puede implicar la entrada de generaciones de mayor coste y/o cortes parciales del suministro; a largo plazo, la instalación de nuevas líneas y subestaciones que permitan aliviar las líneas sobrecargadas.

El análisis del impacto de los vehículos en la red de transporte requiere agregar el consumo a nivel de subestación de transporte. Esto implica realizar una agregación parcial de los vehículos, lo que supone un análisis más detallado que el del impacto en generación y en las redes de distribución: en el primero el impacto se tiene de la suma total de vehículos; en el segundo, de la posición individual de cada uno de ellos. Si se conociera la posición de la red de distribución a la que alimenta cada zona y a qué subestación de transporte se conecta ésta, la agregación de vehículos a nivel de transporte se podría realizar de forma directa. No obstante, esta información no suele ser de carácter público, por lo que debe buscarse una formulación alternativa mediante la información que sí es de carácter público: la relativa a las subestaciones de la red de transporte.

La red de transmisión de Flandes cuenta con 179 subestaciones con niveles de tensión que varían entre 380 kV y 70 kV y capacidades entre 800 MVA y 40 MVA. Los datos disponibles para cada subestación son su nivel de tensión, su capacidad y su localización geográfica. Una vez se conozca la demanda agregada de los vehículos en cada subestación, esto permitirá verificar que dicha demanda no excede la capacidad de la subestación de transporte a la que están conectados.

Los VE del modelo de movilidad presentado en el apartado 5.4 se desplazan entre las 2386 zonas de análisis de tráfico (TAZ, *traffic analysis zones*) en las que divide la región de Flandes. Al haber un mayor número de zonas que de subestaciones, varias de estas TAZ son suministradas por la misma subestación. Asumiendo que una TAZ es suministrada por una única subestación, es posible desarrollar un algoritmo que realice esta asignación en función de criterios de carácter geográfico y/o técnico. El criterio elegido en este caso es el de asignar la subestación que se encuentre menor distancia del centroide de la TAZ estudiada. Esto puede verse en la Figura 6.11.

Figura 6.11. Asignación de zonas de movilidad a la subestación más próxima.

Para el análisis del impacto en la red de distribución, presentado en [224], se han considerado dos escenarios de carga:

1. Los usuarios recargan tan pronto como comienza la tarifa valle (22:00).
2. Los usuarios recargan de forma uniformemente distribuida en el tiempo.

Se han considerado dos niveles de penetración de VE, del 1,5% y del 10%, considerando una baja y moderada penetración de estos vehículos frente a la de años anteriores (sólo en 2016 se ha alcanzado un total de vehículos híbridos y eléctricos vendidos superior al 1.5%, de entorno a un 1.75% [225]). Su efecto agregado para ambos casos puede verse en la Figura 6.12.

Figura 6.12. Efecto agregado de cada estrategia de carga para una penetración del 10% de vehículos eléctricos.

Los principales resultados que arroja el análisis por subestación son:

- La mayor demanda de VE en una zona no implica que la subestación que la alimenta sea la más sobrecargada, ya que afectan tanto las demandas de vehículos de zonas cercanas como la demanda base de dichas zonas.

- Todas las subestaciones operan por debajo de su límite técnico para los escenarios considerados. Con un 10% de penetración se ha observado incrementos de hasta el 25-30% en algunas subestaciones.

6.4.1. Capacidad de regulación en red de transporte

Para mantener su estabilidad, el sistema eléctrico requiere que la energía demandada por las cargas sea igual a la suministrada por los generadores en todo momento. De no ser así, se producirán desvíos en la frecuencia de la red: hacia frecuencias superiores si es mayor la generación a la demanda y hacia frecuencias inferiores en caso contrario.

Para evitar este escenario, la gestión del sistema eléctrico requiere de un sistema de regulación coordinado que mantenga estable la potencia. Este sistema suele estar dividido en tres niveles de regulación (primaria, secundaria y terciaria, ver apartado 3.2.1), que coordinan la potencia dada por los generadores y, si fuera necesaria, la entrada de nuevos equipos al sistema. La capacidad de regulación se denomina regulación a subir si implica un aumento de potencia y a bajar si se refiere a un descenso de potencia suministrada.

Los VE, gracias a sus baterías, tienen potencial para proporcionar capacidad de regulación al sistema. Esta regulación puede ser tanto a subir como a bajar: a subir si disponen de más energía de la que requieren para terminar su jornada y a bajar si sus baterías no están plenamente cargadas y disponen de cierta capacidad de carga en sus baterías.

Aunque normalmente se entiende la capacidad de regulación como una parte de la estrategia de generación, las limitaciones de la red de transporte implican que esta regulación debe proporcionarse de forma local. Así, siguiendo la metodología anterior, puede calcularse la capacidad de regulación que aportan los VE a nivel de la subestación o grupo de subestaciones a las que están conectados.

En la Figura 6.13 se muestra la capacidad de regulación a subir y a bajar en la TAZ 2386. A nivel de vehículos, se ha supuesto un nivel de electrificabilidad del 10% de la flota de vehículos, una capacidad efectiva de las baterías al comienzo del día de 18 kWh y un nivel de consumo del 0,179 kWh/km. Se ha considerado que los cargadores son bidireccionales y que los vehículos pueden proporcionar toda la energía de sus baterías en una hora, sin considerar otra restricción de potencia ligada a la tecnología del cargador.

Figura 6.13. Capacidad de regulación a subir (rojo) y a bajar (azul) en la TAZ 2386.

Como puede verse, al haber supuesto que los vehículos comienzan plenamente cargados, al comienzo del día no se dispone de capacidad a bajar y la capacidad a subir se encuentra al máximo. A medida que transcurre el día la capacidad a subir de los vehículos decae, con pequeños aumentos momentáneos por la llegada de nuevos vehículos, mientras que la capacidad a bajar va creciendo con el tiempo. Así pues, la suma de una y otra sólo varía a lo largo del día por la llegada y salida de los vehículos.

Se aprecian diferentes efectos en función del comportamiento de los vehículos:

- Los vehículos que se desplazan dentro de la misma TAZ suponen un descenso momentáneo de la capacidad a subir y a bajar. Al estacionar de nuevo y volver a poder conectarse, su capacidad a subir ha bajado, mientras que la capacidad a bajar ha aumentado.
- Los vehículos que dejan la TAZ suponen un descenso de las capacidades a subir y a bajar totales de la TAZ.
- Los vehículos que llegan a la TAZ suponen un aumento de las capacidades a subir y a bajar de la TAZ.

Si el número de vehículos en una TAZ se mantiene estable, esto supone que la suma de la capacidad a subir y a bajar también se mantiene constante con el tiempo. Considerando las pérdidas, esto no es del todo correcto. La regulación a subir se ve afectada por las pérdidas en el cargador, lo que disminuye la potencia efectiva a entregar. Al contrario, la regulación a bajar se beneficia de las pérdidas del cargador, lo que aumenta la potencia efectiva demandada. Esto supone que, si el rendimiento del cargador es idéntico en ambos sentidos, al final del día la suma de las capacidades a subir y a bajar sea superior a la que se tiene al comienzo del mismo.

En la Figura 6.13 puede deducirse del estado final del sistema que, en un escenario en el que se contemple la recarga nocturna de los vehículos, puede existir en todo momento capacidad de energía a subir y a bajar. Dos estrategias posibles para ofertar energía durante la noche con los vehículos que no requieren del máximo de su capacidad para completar la jornada son:

- Desplazar la planificación de la recarga a horas posteriores, incluso deteniéndola por completo.
- Aumentar la recarga planificada de los vehículos.

6.5. Impacto en red de distribución

La recarga de VE puede afectar en las redes de distribución en los siguientes ámbitos:

- Aumento de las caídas de tensión en las líneas al cargar VE.
- Aumento del margen de tensión de funcionamiento al considerar también generación distribuida.
- Aumento de desequilibrios en recarga monofásica de VE.

Para estudiar este impacto, y gracias a la colaboración entre la UPM y la Universidad de Hasselt, se ha contado con una red semi-urbana proporcionada por Infrac (http://www.infrac.be), empresa belga dedicada a la operación, mantenimiento y desarrollado de redes de servicios públicos: gas, electricidad, alcantarillado y televisión por cable. La red mostrada en la Figura 6.14 consta de 71 nudos, una subestación que alimenta el circuito y 62 viviendas, algunas de las cuales cuentan con paneles fotovoltaicos. Para simular el impacto de los VE la elección de las viviendas en las que se cargan los vehículos se ha realizado de forma aleatoria y en función del grado de penetración considerado. La energía a cargar y el tiempo que permanecen aparcados se ha tomado del modelo FEATHERS.

Figura 6.14. Diagrama unifilar de la red de distribución estudiada.

El modelo de esta red de distribución en DIgSILENT puede verse en la Figura 6.15. La subestación se ha modelado como una fuente real de 10 kV y un transformador 10/0,4 kV. Los cables se han modelado siguiendo las especificaciones de diseño de Bélgica para cables

de distribución, EAXVB 1 kV 4_150 mm² salvo para los nudos 2 y 4, donde se emplea EAXVB 1 kV 4_95 mm².

Figura 6.15. Modelado de la red de distribución en DigSILENT.

Se desarrolló un modelo sencillo de carga variable trifásica para simular la demanda de las viviendas (Figura 6.16), no teniendo en cuenta los posibles desequilibrios generados por los VE. La demanda base de la casa es una potencia activa y reactiva tomada del regulador de mercado de electricidad de Flandes [226], de resolución horaria e idéntica para todas las viviendas, simulando así el peor escenario posible. La generación fotovoltaica para la zona objeto de estudio se tomó del software Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), desarrollado por el Instituto para la Energía y Transporte (*Institute for Energy and Transport*, IET) de la comisión europea. [227]. La curva de demanda de los VE se extrajo a partir de la mostrada en el apartado 6.2, cargando por completo las baterías a partir de la hora valle. Esta generación solar, unida al reducido consumo durante el día, provoca que se invierta el flujo de potencia en algunos edificios (inyectando energía a la red en lugar de consumirla), con el problema que esto supone para las protecciones.

Figura 6.16. Modelo de las viviendas.

El tramo de línea más crítico del sistema es el situado entre los nodos 4 y 5, ya que es el tramo de cable EAXVB 1 kV 4_95 mm² a través del cual se alimenta un mayor número de cargas. Presenta así las mayores pérdidas del sistema, aunque no se llega a alcanzar el límite térmico del cable.

Figura 6.17. Tensión y corriente entre los nudos 5 y 17.

En la Figura 6.17 se muestra el efecto de la carga de VE durante la hora de mayor demanda y una penetración del 50%. La incorporación de VE supone doblar la corriente demandada, lo que multiplica aproximadamente por cuatro las pérdidas, y una caída generalizada en la tensión de la red. Esta caída se encuentra dentro de los márgenes de funcionamiento de la misma, con lo que sólo se tendría problemas con un mayor nivel de penetración de vehículos.

6.6. Impacto en centros de consumo

Los centros de consumo de los VE están constituidos por los cargadores que permiten recargar las baterías de los vehículos eléctricos. En general, estos cargadores trabajan en B.T. con niveles de 230 V en c.a. monofásica (hasta 32 A, 7.2 kW) (120 V en EE.UU.) y están instalados fundamentalmente en los hogares y centros de trabajo de los usuarios, aunque su presencia en centros de servicio (centros comerciales, polideportivos) continúa aumentando. También se están instalando cargadores semi-rápidos (trifásica 400 V a.c.-32 A, 22 kW) y rápidos en calles (entrada trifásica 400 V a.c.-72 A, 50 kW, salida en c.c. 500V, 100 A), gasolineras, aparcamientos públicos y centros comerciales [228].

Para los desplazamientos largos en carretera se está potenciando la instalación de puntos de recarga rápida en estaciones de servicio en las autopistas, tanto con financiación pública, como los instalados en Francia, Reino Unido, Bélgica, Alemania, España y Portugal a través de diversos proyectos (Corri-Door [229], Rapid Charge Network [98], Fast-E [230] y CIRVE [231]) como con financiación privada, instalados por la empresa norteamericana Tesla [97].

Figura 6.18. Red de Supercargadores de Tesla. [97]

El caso de impacto en centro de consumo analizado en la presente Tesis Doctoral corresponde al estudio de la instalación de varios puntos de recarga en un hotel situado en el centro de Madrid que cuenta con un parking cercano al que puede dar servicio como gestor de carga⁷. Esto supone algunas diferencias con respecto a la situación de instalación en un bloque de viviendas:

- El hotel es propietario del transformador. Esto implica que su mantenimiento está vinculado a la factura del hotel.
- El contador del hotel es único y se sitúa en el lado de alta tensión. Las pérdidas en el transformador quedan asociadas a la factura del hotel. En un edificio de viviendas, cada usuario dispone de su contador individual, existiendo un contador adicional para las cargas comunes (ascensores, alumbrado comunitario, garaje, piscina, etc.).

⁷ Esta figura, introducida en la legislación española en el Real Decreto 647/2011 [261], se define como “sujetos que desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de los vehículos eléctricos”.

En el caso concreto analizado, y tras un estudio pormenorizado de las cargas del hotel, se ha comprobado que el transformador de dicho edificio está sobredimensionado, contando con una potencia nominal aparente de 400 kVA, 15/0,4 kV, para una demanda máxima prevista de 290 kW.

Con esta premisa, la potencia máxima disponible para la instalación de puntos de recarga es de 384 kW, lo que corresponde a la instalación de 25 puntos de recarga modo 2 (aproximadamente 3,7 kW por cargador).

Con respecto a los cambios en la instalación eléctrica del hotel, para adecuarla a este aumento de la demanda prevista, destacar que al quedar el medidor en el lado de A.T., sólo el contador (maxímetro) podría verse afectado. No proceden cambios de la puesta a tierra ni de las protecciones, ya que no se realizan cambios en el transformador.

Respecto a la instalación de B.T., la instalación debe seguir cumpliendo lo indicado por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) en las Instrucciones Técnicas Reglamentarias (ITCs) ITC-BT-07 e ITC-BT-19 [232], a la que se añadió en 2014 la ITC-BT-52 [96], relativa a los puntos de carga de VE.

- **Criterio Térmico:** la sección del conductor se calcula en función de una intensidad máxima admisible en régimen permanente y para distintos tipos de instalación, agrupamiento y tipo de cables. De este modo se asegura que el aislamiento del cable no sufra daños por exceso de temperatura durante su servicio en régimen permanente.
- **Criterio Caída de Tensión:** Al tenerse un transformador de distribución propio, se considera que la instalación inferior de B.T. tiene su origen en salida del transformador, es decir, en el lado de B.T. del mismo. Por ello, las caídas máximas de tensión admisibles serán según lo marcado del REBT.

Según el estudio técnico presentado en [233], no se requeriría modificar la sección de las líneas actuales. La tensión observada en los terminales se reduce a causa de la mayor caída de tensión en el transformador, pero no alcanza el umbral marcado por el límite técnico. El criterio térmico no suele revestir importancia en estos casos; si se consideran cargas de potencia constante, al disminuir la tensión, necesariamente la intensidad por las líneas será mayor y también lo serán las pérdidas.

El cambio principal se tiene por la introducción de un nuevo circuito aguas abajo del interruptor general de baja tensión dedicado exclusivamente a alimentar los cargadores. Atendiendo a la ITC-BT-52 se emplea por el esquema 1c, que cuenta con contadores secundarios individuales para cada uno de los puntos de recarga. El número de estaciones de recarga para cada circuito, en este caso uno sólo para el conjunto de puntos de carga, se calcula teniendo en cuenta la potencia prevista de cada estación (el valor base dado en la norma es 3680 W). El factor de simultaneidad considerado es uno, ya que este valor sólo

podrá reducirse a 0,3 “si se dispone de un sistema de control que mida la intensidad que pasa por el circuito de recarga colectivo y reduzca la intensidad disponible en las estaciones, evitando las sobrecargas en el circuito de recarga colectivo” [96].

Figura 6.19. Esquema 1c de la ITC-BT 52.

La sección de cada una de las líneas de alimentación de los puntos de recarga serían del tipo:

- Tipo.....RZ1
- Aislamiento.....750 V
- Material conductor.....Cu

La sección necesaria para el cable del circuito principal es de 95 mm^2 , mientras que cada uno de los circuitos de los cargadores requiere una sección de 4 mm^2 . Además, cada línea receptora debe contar con un interruptor automático para sobrecorrientes, interruptor diferencial de 30 mA para protección frente a contactos directos e indirectos y contador de

energía homologado y calibrado. Estos contadores permiten facturar la energía suministrada a cada usuario de forma individualizada.

Respecto al factor de potencia, el hotel cuenta con una batería de condensadores para su compensación. En el caso presentado éste no habrá variado de forma significativa, ya que:

- Según las medidas reales realizadas con distintos modelos de VE, los cargadores de estos tienen un factor de potencia próximo a la unidad (apartado 6.2).
- La tensión en el punto de conexión de la batería de condensadores apenas ha variado, por lo que la generación de potencia reactiva tampoco lo habrá hecho.

Notar que no se ha analizado el coste debido a la introducción de VE. Su impacto económico puede dividirse en dos áreas: por un lado, el coste de actualizar la instalación eléctrica a la inclusión de nuevas cargas de gran demanda; por otro, el coste mensual que supone al usuario la recarga del vehículo. Para reducir este coste pueden aplicarse medidas vehículo a edificio, como las propuestas en el apartado 4.11.

7. GESTIÓN ÓPTIMA DE PUNTOS DE RECARGA

7.1. Introducción

La escasa autonomía de los vehículos eléctricos (VE) conlleva que muchos de ellos tengan que recargar en lugares tales como el trabajo, aparcamientos públicos o privados, etc., cuando sus conductores estén realizando sus actividades diarias. Actualmente el número de puntos de recarga en estos sitios resulta limitado debido a diversos factores: coste de su instalación, obra civil, gestión de la factura eléctrica, demanda ocasional, etc. A medida que el número de VE aumente, la escasez de este recurso resultará más crítica, debiendo gestionarlo adecuadamente para maximizar su uso y reducir el impacto de la electrificación del transporte. Adicionalmente, las flotas de vehículos privadas pueden buscar minimizar el número de cargadores instalados en sus aparcamientos.

En este apartado se propone una formulación del problema de la programación de recarga de VE. Esta formulación parte de la base establecida para la programación horaria de centrales térmicas (apartado 7.2), un problema clásico de la ingeniería eléctrica. La principal diferencia entre ambas formulaciones radica en la conexión de los VE a los puntos de recarga, que requiere de un índice adicional para considerar a cuál de ellos está conectado el vehículo (apartado 7.3). Más adelante se busca eliminar este índice, para lo cual es necesario desarrollar una nueva formulación del problema y un algoritmo posterior para asignar los puntos de recarga (apartado 7.4). Posteriormente se desarrolla la formulación para hacer uso de una variable de energía que permita dotar de mayor flexibilidad a esta programación (apartado 7.5). Finalmente se concluye con el desarrollo del problema de asignación de vehículos, una aplicación de la formulación en la que se prima la recarga de unos vehículos frente a otros en función de las características deseadas por el gestor.

7.2. Formulación de la programación horaria de centrales térmicas

El problema de la programación horaria de centrales térmicas constituye un ejemplo tradicional de la aplicación de la programación matemática a los sistemas de energía eléctrica. En su formulación tradicional, este problema busca minimizar los costes totales de la operación del sistema satisfaciendo la demanda horaria a la par que se han de cumplir una serie de requisitos técnicos y de seguridad. Para ello se deberá realizar la programación de los arranques, paradas y nivel de generación de todas las centrales consideradas en el periodo de tiempo analizado. Los requisitos que debe cumplir esta programación están impuestos tanto por las centrales de generación individuales como por la naturaleza propia de los sistemas de

energía eléctrica. El caso resultante es el de un problema de programación matemática combinatorio, no lineal, no convexo, entero-mixto y de gran dimensión.

Las centrales consideradas en este problema son las térmicas convencionales, que emplean combustibles fósiles (carbón, fuel-oil, gas), y las térmicas nucleares. Atendiendo al estado de acoplamiento al sistema y a su nivel de producción pueden distinguirse tres tipos de centrales. El primer grupo lo forman aquellas que están siempre acopladas y generando a potencia máxima; típicamente las centrales nucleares. El segundo grupo se compone de las centrales que siempre están acopladas a la red, aunque la potencia que generan es variable; típicamente los grandes grupos térmicos de carbón. Por último, el tercer grupo lo constituyen aquellos grupos que pueden acoplarse y desacoplarse, como las centrales de gas, grupos de fuel-oil y grupos de carbón de pequeño y mediano tamaño.

El periodo de tiempo analizado es una serie de intervalos de tiempo k , habitualmente iguales y de una hora de duración (motivo por el cual se confunden a menudo los términos de potencia y energía en la documentación), tal y como se considerará en este apartado. En cada intervalo se define una demanda $D(k)$ que debe ser suministrada por las unidades de generación j que haya acopladas en dicho intervalo, cada una de las cuales suministra una energía $p(j,k)$. De esta forma se tiene:

$$\sum_{j=1}^J p(j, k) = D(k) \quad (7.1)$$

Esta energía sólo puede ser suministrada por los generadores si éstos están conectados, lo que se define mediante la variable binaria $v(j,k)$. Su valor es igual a 1 si el generador está conectado e igual a cero si está desconectado. La energía a suministrar debe quedar dentro de los límites técnicos inferior y superior del generador, $P_{min}(j)$ y $P_{max}(j)$:

$$P_{min}(j) \cdot v(j, k) \leq p(j, k) \leq P_{max}(j) \cdot v(j, k) \quad (7.2)$$

Otro requisito técnico se encuentra en las denominadas rampas máximas de subida y bajada de carga. Esto es, entre dos franjas de tiempo consecutivas la cantidad de energía generada no puede variar más allá de unos límites técnicos, $S(j)$ y $T(j)$:

$$p(j, k + 1) - p(j, k) \leq S(j) \quad (7.3)$$

$$p(j, k) - p(j, k + 1) \leq T(j) \quad (7.4)$$

Para definir el estado de arranque y parada de una central se emplean las variables binarias $y(j,k)$ y $z(j,k)$. Sus valores pueden tenerse en términos del estado de conexión de una central en la franja analizada y en la anterior:

$$y(j, k) - z(j, k) = v(j, k) - v(j, k - 1) \quad (7.5)$$

Puede notarse que, en el caso de que el estado de conexión de un generador sea el mismo en dos franjas consecutivas ($v(j, k) = v(j, k-1)$), entonces $y(j, k)$ y $z(j, k)$ coinciden, aunque podrían tomar indistintamente un valor cero o uno. Esto se evita posteriormente penalizando esta posibilidad en la función objetivo (7.9).

Por motivos de seguridad suele considerarse que la potencia total disponible en el conjunto de centrales conectadas debe ser mayor que la demanda en una cierta cantidad de reserva $R(k)$. Esta restricción suele modelarse considerando como potencia total disponible la suma de las potencias nominales de las centrales conectadas (7.6), aunque resulta más preciso modelarla como la potencia máxima que puede entregar cada central conectada para la franja de tiempo considerada [234].

$$\sum_{j=1}^J P_{max}(j) \cdot v(j, k) = D(k) + R(k) \quad (7.6)$$

Una vez consideradas las restricciones del problema, debe procederse de igual manera con los distintos componentes de la ecuación de costes a minimizar. En primer lugar se tienen los costes de funcionamiento de cada una de las centrales. Estos tienen un término fijo, $A(j)$, y otro variable, $B(j)$, que depende de la potencia/energía generada. De esta forma, para cada central se tiene:

$$A(j) \cdot v(j, k) + B(j) \cdot p(j, k) \quad (7.7)$$

En segundo lugar se consideran los costes de arranque y parada de las distintas centrales térmicas, $C(j)$ y $E(j)$. Estos costes pueden expresarse mediante la forma:

$$C(j) \cdot y(j, k) + E(j) \cdot z(j, k) \quad (7.8)$$

De esta forma puede constituirse el siguiente problema de programación lineal entera-mixta:

$$\text{Min} \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J (A(j) \cdot v(j, k) + B(j) \cdot p(j, k) + C(j) \cdot y(j, k) + E(j) \cdot z(j, k)) \quad (7.9)$$

s. a.

$$\sum_{j=1}^J p(j, k) = D(k) \quad (7.1)$$

$$P_{min}(j) \cdot v(j, k) \leq p(j, k) \leq P_{max}(j) \cdot v(j, k) \quad (7.2)$$

$$p(j, k + 1) - p(j, k) \leq S(j) \quad (7.3)$$

$$p(j, k) - p(j, k + 1) \leq T(j) \quad (7.4)$$

$$y(j, k) - z(j, k) = v(j, k) - v(j, k - 1) \quad (7.5)$$

$$\sum_{j=1}^J P_{max}(j) \cdot v(j, k) = D(k) + R(k) \quad (7.6)$$

Los índices, constantes y variables empleados en este problema pueden consultarse en la Tabla 7.1. La notación ha sido extraída de [235].

Tabla 7.1. Notación para el problema de programación de centrales térmicas.

Descripción	Símbolo	Valor
Índices		
j	Número del generador	[1,J]
k	Número de franja horaria	[1,K]
Constantes		
$A(j)$	Término fijo del coste de funcionamiento del generador j	$\{A(j)\}$
$B(j)$	Término variable del coste de funcionamiento del generador j	$\{B(j)\}$
$C(j)$	Coste de arranque del generador j	$\{C(j)\}$
$D(j)$	Demanda del generador j	$\{D(j)\}$
$E(j)$	Coste de parada del generador j	$\{E(j)\}$
$P_{max}(j)$	Límite técnico superior de energía de salida del generador j	$\{P_{max}(j)\}$
$P_{min}(j)$	Límite técnico inferior de energía de salida del generador j	$\{P_{min}(j)\}$
$S(j)$	Rampa máxima de subida de carga	$\{S(j)\}$
$T(j)$	Rampa máxima de bajada de carga	$\{T(j)\}$
Variables		
$p(j,k)$	Energía de salida del generador	≥ 0
$v(j,k)$	Estado de conexión del generador	Binaria
$y(j,k)$	Arranque del generador	Binaria
$z(j,k)$	Parada del generador	Binaria

7.3. Formulación de la programación de la recarga de vehículos eléctricos

7.3.1. Formulación del problema

El problema de la programación de la recarga de VE puede definirse de la siguiente forma: dada una infraestructura de recarga, se busca satisfacer la demanda de energía de una serie de vehículos que están estacionados durante un periodo de tiempo determinado. La infraestructura de recarga consiste en una serie de cargadores individuales con unas

características de potencia máxima y rendimiento de la recarga. Los VE presentarán demandas y periodos de estancia diferentes y su número total excederá el de los cargadores, requiriendo una organización de los mismos tanto en los periodos de tiempo en que pueden recargar como en los cargadores a los que queden asignados.

La formulación escogida para la programación de la recarga de VE se inspira en el problema de programación horaria de centrales térmicas. Además de un índice para cada vehículo, j , y para cada franja horaria, k , se requiere de un índice adicional relativo al cargador al que está conectado el vehículo, c .

En primer lugar, se describe el estado de conexión de un vehículo j en el cargador c durante la franja k mediante la variable binaria $v(c,j,k)$. Esta variable toma el valor 1 si el vehículo está conectado y 0 si no lo está. A continuación se definen unas variables relativas al cambio del estado de conexión, $y(c,j,k)$ y $z(c,j,k)$. Puede plantearse una ecuación para relacionar estas variables de forma pareja a la ecuación (7.5), que añade el índice relativo al cargador.

$$y(c,j,k) - z(c,j,k) = v(c,j,k) - v(c,j,k-1) ; \forall c, \forall j, \forall k > 1 \quad (7.10)$$

Vuelve a surgir nuevamente la posibilidad de que $y(c,j,k)$ y $z(c,j,k)$ cuando el estado de conexión de un vehículo sea el mismo en dos periodos de tiempo consecutivos y distinto de cero, lo que resulta incorrecto. Es por ello por lo que esta restricción sólo se emplea en los casos en que convenga tener registro de los cambios de conexión. Esto se analizará posteriormente en el apartado 7.3.3.

Un cargador sólo puede dar servicio a un único vehículo durante una misma franja. De forma simétrica, un vehículo sólo puede estar conectado a un cargador durante una misma franja.

$$\sum_{j=1}^J v(c,j,k) \leq 1 ; \forall c, \forall k \quad (7.11)$$

$$\sum_{c=1}^C v(c,j,k) \leq 1 ; \forall j, \forall k \quad (7.12)$$

La energía demandada por un vehículo, $E_{carga}(j)$, es igual a la suma de la recargada en cada franja de tiempo, $e(c,j,k)$, más la que queda por recargar tras la programación de la recarga, $e_{resto}(j)$.

$$\sum_{c=1}^C \sum_{k=1}^K (e(c,j,k)) + e_{resto}(j) = E_{carga}(j) ; \forall j \quad (7.13)$$

Los vehículos sólo pueden recargar si están conectados al cargador durante el periodo de tiempo correspondiente. En esta apartado, la energía que pueden recargar los vehículos es menor o igual que el límite de energía de los cargadores, E_{max} , considerando a su vez el rendimiento de los mismos, η_c . El flujo de energía es unidireccional, con lo que la energía recargada es siempre mayor o igual que cero.

$$0 \leq e(c, j, k) \leq \eta_c \cdot E_{max} \cdot v(c, j, k) ; \forall c, \forall j, \forall k \quad (7.14)$$

Finalmente, la disponibilidad para cargar de un vehículo es cero si éste está fuera de su periodo de estancia en el parking. Con $K_{entrada}(j)$ la primera franja en que puede recargar un vehículo y $K_{salida}(j)$ la última, esto puede definirse como:

$$v(c, j, k) = 0 ; k < K_{entrada}(j), k > K_{salida}(j) \quad (7.15)$$

La prioridad del gestor de carga debe ser dar servicio por igual a todos los vehículos que así lo requieran. Por lo tanto, puede definirse la función objetivo a minimizar como la suma de energías que faltan por cargar en los vehículos.

$$\text{Min} \sum_{j=1}^J e_{resto}(j) \quad (7.16)$$

Además de esta función objetivo pueden admitirse un gran número de variantes. En los casos en que no figuren en dicha función objetivo las variables de conexión y/o desconexión, se deja abierto el valor de las mismas cuando coincida el estado de conexión de un vehículo en franjas consecutivas. Se profundizará más en estos temas a lo largo del apartado 7.3.3.

Con lo arriba expuesto, se tiene el siguiente problema de programación lineal entera-mixta:

$$\text{Min} \sum_{j=1}^J e_{resto}(j) \quad (7.16)$$

s.a.

$$\sum_{j=1}^J v(c, j, k) \leq 1 ; \forall c, \forall k \quad (7.11)$$

$$\sum_{c=1}^C v(c, j, k) \leq 1 ; \forall j, \forall k \quad (7.12)$$

$$\sum_{c=1}^C \sum_{k=1}^K (e(c, j, k)) + e_{resto}(j) = E_{carga}(j) ; \forall j \quad (7.13)$$

$$0 \leq e(c, j, k) \leq \eta_c \cdot E_{max} \cdot v(c, j, k) ; \forall c, \forall j, \forall k \quad (7.14)$$

$$v(c, j, k) = 0 ; k < K_{entrada}(j), k > K_{salida}(j) ; \forall c, \forall j \quad (7.15)$$

Los índices, constantes y variables empleados en este problema pueden consultarse en la Tabla 7.2.

Tabla 7.2. Notación para el problema inicial de programación de vehículos.

Descripción	Símbolo	Valor
Índices		
c	Número de cargadores	[1,C]
j	Número de vehículos	[1,J]
k	Número de franjas horarias consideradas	[1,K]
Constantes		
$E_{carga}(j)$	Energía demandada por cada vehículo	$\{E_{carga}(j)\}$
E_{max}	Límite superior de energía de los cargadores	3,3 kW
η_c	Rendimiento de los cargadores	0,95
$K_{entrada}(j)$	Franja de entrada del vehículo	$\{K_{entrada}(j)\}$
$K_{salida}(j)$	Franja de salida del vehículo	$\{K_{salida}(j)\}$
Variables		
$e(c,j,k)$	Energía cargada en el vehículo	≥ 0 [kWh]
$e_{resto}(j)$	Energía restante a cargar en el vehículo	≥ 0 [kWh]
$v(c,j,k)$	Estado de conexión del vehículo	Binaria

7.3.2. Eliminación del índice del cargador

En comparación con la formulación para centrales térmicas, la formulación para VE añade un índice relativo al cargador. Esto eleva exponencialmente el número efectivo de variables a considerar por el algoritmo de resolución, lo que complica la obtención de resultados. También dificulta la incorporación de nuevos índices o de nuevas variables al problema descrito anteriormente.

Estudiando las ecuaciones del apartado 7.3.1, puede comprobarse que la principal aportación del índice del cargador es que un mismo cargador no pueda estar ocupado por un vehículo. Además, y salvo excepciones, carece de sentido que un vehículo que estuviera conectado a un cargador siguiera realizando la recarga en la franja de tiempo siguiente en otro cargador, ya que se ha supuesto que todos los cargadores son iguales. Por tanto, puede buscarse una formulación que no emplee un índice para los cargadores. La principal pérdida de información que se produciría con este cambio es la localización del cargador en que cada vehículo realiza su recarga.

De esta forma, el problema puede dividirse en los dos subproblemas siguientes:

- La programación de la recarga de VE.
- La asignación de vehículos a los cargadores.

El primero se trata en el presente apartado, mientras que el segundo se dejará para el apartado 7.4.

Analizando las restricciones vistas en el apartado 7.3, se observa que puede eliminarse el índice del cargador del VE sin más que añadir una ecuación que restrinja el número de vehículos conectados en la misma franja (7.17). Esta restricción condensa las restricciones (7.11) y (7.12), que restringían el uso de los cargadores por los vehículos.

De esta forma, las restricciones del problema de programación entera-mixta quedarían:

$$\sum_{j=1}^J v(j, k) \leq C ; \forall k \quad (7.17)$$

$$\sum_{k=1}^K (e(j, k)) + e_{resto}(j) = E_{carga}(j) ; \forall j \quad (7.18)$$

$$e(j, k) \leq \eta_c \cdot E_{max} \cdot v(j, k) ; \forall j, \forall k \quad (7.19)$$

$$v(j, k) = 0 ; k < K_{entrada}(j), k > K_{salida}(j) ; \forall j \quad (7.20)$$

Finalmente, cabe señalar que la ecuación relativa a los cambios de estado de conexión de los vehículos, no empleada en el problema anterior, resultaría similar:

$$y(j, k) - z(j, k) = v(j, k) - v(j, k - 1) ; \forall j, \forall k \quad (7.21)$$

Tabla 7.3. Problema de programación de vehículos eléctricos sin considerar el índice del cargador.

Descripción	Símbolo	Valor
Índices		
j	Número de vehículos	[1,J]
k	Número de franjas horarias consideradas	[1,K]
Constantes		
C	Número de cargadores	C
$E_{carga}(j)$	Energía demandada por cada vehículo	{ $E_{carga}(j)$ }
E_{max}	Límite superior de energía de los cargadores	3,3 kW
η_c	Rendimiento de los cargadores	0,95
$K_{entrada}(j)$	Franja de entrada del vehículo	{ $K_{entrada}(j)$ }
$K_{salida}(j)$	Franja de salida del vehículo	{ $K_{salida}(j)$ }
Variables		
$e(j, k)$	Energía cargada en el vehículo	≥ 0 [kWh]
$e_{resto}(j)$	Energía restante a cargar en el vehículo	≥ 0 [kWh]
$v(j, k)$	Estado de conexión del vehículo	Binaria
$y(j, k)$	Conexión del vehículo	Binaria
$z(j, k)$	Desconexión del vehículo	Binaria

Los índices, constantes y variables empleados en este problema pueden consultarse en la Tabla 7.3. Puede verse un ejemplo de su uso, así como de los apartados siguientes, en el Apéndice 2.

7.3.3. Funciones objetivo en programación de la recarga de vehículos eléctricos

El objetivo principal de la programación de la recarga de VE es cargar todos los vehículos al máximo posible en el tiempo dado. Como se ha expresado anteriormente, esto es idéntico a minimizar la energía que queda por cargar en el conjunto de vehículos (7.16). En la mayor parte de casos el resultado de esta función será cero: todos los vehículos del problema quedarán plenamente cargados. Con esta premisa se abre la puerta a que puedan plantearse funciones objetivo distintas.

Si lo que se busca es recargar los vehículos en el menor tiempo, una posibilidad es expresar la función objetivo como el producto de la energía recargada por su índice horario. Este índice actúa como factor de ponderación, desplazando la recarga de los vehículos a las primeras franjas:

$$\text{Min} \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K k \cdot e(j, k) \quad (7.22)$$

Los términos $e(j, k)$ pueden tomar valores entre 0 y P_{max} . Esto implica que, si se emplea la función objetivo (7.22), un vehículo podría estar conectado sin recargar energía. Para priorizar la marcha de VE resulta más conveniente considerar una variable binaria que haga relación a la presencia del vehículo. Así, en el caso de la función objetivo (7.23) se emplea el estado de conexión de los vehículos, $v(j, k)$:

$$\text{Min} \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K k \cdot v(j, k) \quad (7.23)$$

Otra opción es minimizar las veces en que los vehículos se conectan y desconectan. Esto puede expresarse como se muestra en la expresión (7.24):

$$\text{Min} \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K (y(j, k) + z(j, k)) \quad (7.24)$$

No obstante, si un vehículo se conecta, bien acabará desconectándose, bien terminará de cargar en el último periodo (se desconecta en la franja $K+1$, que no entra en el problema). De esta forma, la función (7.24) puede simplificarse considerando únicamente uno de los dos términos. Por ejemplo, en la función (7.25) se emplea el término de conexión, $y(j, k)$. En esta

ecuación se ha restado el número total de vehículos, J , el mínimo número de conexiones que habrá si todos recargan, para mejorar la convergencia del algoritmo:

$$\text{Min} \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K y(j, k) - J \quad (7.25)$$

Nos encontramos, por tanto, frente a un problema que admite, y puede reclamar, diferentes funciones objetivo simultáneamente; esto es, un problema de programación multiobjetivo. Los objetivos que se han señalado anteriormente son los siguientes:

- Cargar las baterías de los VE al nivel demandado por estos.
- Minimizar el tiempo en que se carga el conjunto de VE.
- Minimizar los cambios de conexión (conectado-no conectado) de los VE.

No todos los objetivos a cumplir tienen la misma importancia. Cargar las baterías de los VE es el objetivo prioritario en este caso. En segundo lugar puede estar el minimizar el tiempo en que se carga el conjunto de VE. Por último, por facilidad operacional, puede primarse que los vehículos se conecten y desconecten el menor número de veces posible.

La resolución de problemas de programación multiobjetivo está integrada en algunos programas comerciales, como el módulo de optimización de Matlab. No obstante, estos métodos suelen requerir muchos más recursos que los problemas de programación entera con un único objetivo. La aproximación propuesta aquí consiste en resolver de forma escalonada el problema mediante problemas de programación entera:

- 1) En primer lugar, se minimiza la energía restante a cargar por el conjunto de vehículos (7.16), lo que da un valor $E_{recarga}$. De esta solución se podrá extraer la energía recargada por cada vehículo, $E_{carga}(j)$. Esta solución no requiere considerar las variables de conexión y desconexión de los vehículos, con lo que no es necesario emplear las variables $y(j, k)$ y $z(j, k)$ y la restricción (7.21).
- 2) En segundo lugar, se minimiza el tiempo en que recargan los vehículos (7.23) añadiendo una restricción a la suma de las energías recargadas por los vehículos. Dicha restricción fuerza el resultado obtenido en el paso anterior y podría ser de la forma:

$$\sum_{j=1}^J e_{resto}(j) = E_{recarga} \quad (7.26)$$

Nuevamente, pueden obviarse las variables $y(j, k)$ y $z(j, k)$ y la restricción (7.21).

Si todos los vehículos recargan por completo, lo que es un caso frecuente, puede evitarse el empleo de esta ecuación y de la variable $e_{resto}(j)$, ya que todas serían cero. De esta forma, la restricción de la carga del vehículo (7.18) pasaría a ser:

$$\sum_{k=1}^K e(j, k) = E_{carga}(j) ; \forall j \quad (7.27)$$

- 3) Finalmente se minimiza el número de conexiones y desconexiones de los vehículos (7.25). Para ello puede fijarse el resultado de la función objetivo anterior. Una formulación alternativa es fijar el número de vehículos en los cargadores por franja ($NVC(k)$), sustituyendo la restricción (7.17) por (7.28), lo que evita añadir una nueva ecuación.

$$\sum_{j=1}^J v(j, k) \leq NVC(k) ; \forall k \quad (7.28)$$

Por otro lado, se observa que la variable $z(j, k)$ sólo interviene en la restricción (7.21). Puede evitarse el uso de dicha variable transformando la restricción de igualdad en una de desigualdad, de forma que no afecte al resto del problema. Dicha restricción quedaría de la siguiente forma:

$$y(j, k) \geq v(j, k) - v(j, k - 1) ; \forall j, \forall k \quad (7.29)$$

Al ser $y(j, k)$ una variable binaria, si el vehículo se conecta ($v(j, k)=1$, $v(j, k-1)=0$) se sigue teniendo $y(j, k)=1$. Si el vehículo se desconecta ($v(j, k)=0$, $v(j, k-1)=1$) o permanece inalterado ($v(j, k-1) = v(j, k)$), la función objetivo empujará a $y(j, k)=0$.

7.3.4. Resolución mediante combinación lineal

Es una práctica común en programación multiobjetivo la sustitución de las funciones objetivos por una combinación lineal de las mismas. De esta forma, para unas funciones objetivo f_1 y f_2 y unos coeficientes de peso α_1 y α_2 , se podría obtener una función combinación lineal de las anteriores f_{cl} de la forma:

$$f_{cl} = \alpha_1 f_1 + \alpha_2 f_2 \quad (7.30)$$

Este mecanismo resulta especialmente útil si no hay una gran interdependencia entre los términos de f_1 y f_2 o si se quiere dar mayor peso a una de las dos funciones, de forma que $\alpha_1 \gg \alpha_2$. Un ejemplo de esto puede verse en [236], donde se busca minimizar tanto las pérdidas como los desvíos de tensión de una red de distribución. El propósito principal del algoritmo es reducir las pérdidas del sistema manteniendo siempre la tensión dentro de un margen adecuado, por lo que el coeficiente de peso de este segundo término debe ser mucho mayor que el primero.

En el caso visto en el apartado 7.3.3 puede observarse que hay cierta influencia entre dos de los objetivos, minimizar los tiempos de carga y minimizar los cambios de conexión. Esto puede verse fácilmente en el siguiente ejemplo.

Supongamos que tenemos dos cargadores con los que cargar tres vehículos en cinco franjas de tiempo. El vehículo 1 requiere de tres franjas para realizar la carga y está disponible entre las franjas 1 y 4. El vehículo 2 requiere de dos franjas de tiempo y está disponible entre las franjas 1 y 5. Por último, el vehículo 3 requiere de dos franjas de tiempo y está disponible entre las franjas 2 y 3 (no admite flexibilidad de carga). Con estos datos, si se busca minimizar el tiempo de carga de los vehículos se llegaría al resultado mostrado en la Tabla 7.4a, mientras que si se prima minimizar el número de desconexión de los vehículos se llegaría al resultado de la Tabla 7.4b. Notar que se emplea la restricción de que los vehículos recargan la energía demandada (7.27).

Tabla 7.4. Comparativa entre funciones objetivo.

a) Minimizar tiempo de carga.

Cargador	1	2	3	4	5
1	1	1	1	2	
2	2	3	3		

b) Minimizar desconexiones de los vehículos.

Cargador	1	2	3	4	5
1	1	1	1	2	2
2		3	3		

Surge entonces una cuestión fundamental en esta forma de resolución de la programación multiobjetivo: ¿qué relación debe existir entre los valores de α_1 y α_2 para que se prime la recarga de los VE frente a la otra función considerada?

Antes de analizar esta cuestión conviene definir qué función de las dos señaladas se va a elegir en combinación con la de recarga de VE. Tal y como se mencionó en 0, en primer lugar se buscará minimizar el tiempo de recarga de los VE y, a partir de la solución encontrada, se minimizarán las desconexiones de los vehículos.

Si tomamos f_1 como la función que representa el tiempo en que carga el conjunto de vehículos y f_2 la función que representa la energía por cargar en los vehículos, entonces α_1 debe ser más pequeña que α_2 . De otra forma se premiaría más que los vehículos terminaran su carga antes que el que recarguen sus baterías. Llevando este razonamiento al extremo, el problema se optimizaría no cargando ninguno de los vehículos, ya que el fin de la recarga penaliza más que la energía no cargada.

Siguiendo con este razonamiento, la relación entre α_1 y α_2 debería garantizar que, para cualquier caso en que ambas funciones f_1 y f_2 entren en conflicto, pese más la función f_2 . No obstante, un repaso al problema lleva a concluir que esto, de forma estricta, no siempre puede cumplirse: si la energía máxima que se puede cargar en cada franja y la energía demandada por los vehículos son números reales, para toda energía de carga máxima por franja siempre puede obtenerse una demanda lo suficientemente pequeña como para obligar a emplear una franja adicional de tiempo. Por ejemplo, si la energía máxima a cargar en una franja de una hora es la correspondiente al máximo del modo 2 de carga, 3,3 kWh, una demanda de 3,33 kWh requeriría un poco más de una franja para poder completarla (la duración de la recarga sería de 1,01 veces la duración de una franja). Nótese que no se han considerado las pérdidas por simplicidad.

Por tanto, para unos valores cualesquiera de α_1 y α_2 se obtendrá una cantidad de energía que puede quedar sin cargar en los vehículos. Para las ecuaciones presentadas ésta puede deducirse a través de la siguiente ecuación:

$$\alpha_1 \Delta f_1 > \alpha_2 \Delta f_2 \quad (7.31)$$

Con Δf_1 la variación en la función f_1 que supone retrasar una franja de tiempo la carga del vehículo y Δf_2 la variación en la función f_2 que supone no cargar completamente el vehículo. Sustituyendo los valores de la función se tiene:

$$\begin{aligned} \alpha_1 F &> \alpha_2 e_{\text{resto}} \\ \frac{\alpha_1}{\alpha_2} &< \frac{(F_2 - F_1)}{e_{\text{resto}}} \end{aligned} \quad (7.32)$$

Con e_{resto} la energía que queda por cargar en el vehículo y F la franja que el vehículo utilizaría para realizar la recarga adicional. El peor caso se da con F igual a la última franja de tiempo considerada. El cociente entre α_1 y α_2 es inversamente proporcional a e_{resto} , con lo que el peor de los casos analizados es el correspondiente a un valor de e_{resto} pequeño. Es decir, a una recarga interrumpida en que quedara una cierta energía por cargar. Suponiendo que el programa contabilizara un total de 100 franjas y que aceptáramos un máximo de 0,1 kWh por cargar, se tendría:

$$\frac{\alpha_1}{\alpha_2} < \frac{F_2}{e_{\text{resto}}} = \frac{10^2}{10^{-1}} = 10^3$$

De esta forma, con $\alpha_1 = 10^{-4}$ y $\alpha_2 = 1$ y recordando que no es necesario considerar las conexiones y desconexiones de los vehículos para este problema, se tendría el siguiente problema de programación lineal entera-mixta:

$$\text{Min } 10^{-4} \cdot \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K k \cdot v(j, k) + \sum_{j=1}^J e_{resto}(j) \quad (7.33)$$

s.a.

$$\sum_{j=1}^J v(j, k) \leq C; \forall k \quad (7.17)$$

$$\sum_{k=1}^K (e(j, k)) + e_{resto}(j) = E_{carga}(j); \forall j \quad (7.18)$$

$$e(j, k) \leq \eta_c \cdot E_{max} \cdot v(j, k); \forall j, \forall k \quad (7.19)$$

$$v(j, k) = 0; k < K_{entrada}(j), k > K_{salida}(j); \forall j \quad (7.20)$$

El resultado obtenido mediante esta programación multiobjetivo puede aplicarse al problema de minimizar el número de conexiones que llevan a cabo los vehículos visto en el apartado 7.3.3.

7.4. Programación de cargadores

7.4.1. Introducción

Tal y como se señaló en el apartado 7.3.2, la eliminación del índice del cargador requiere del empleo de un algoritmo posterior que se encargue de distribuir los vehículos en cada cargador. Siendo iguales los cargadores en que se posicionen los vehículos, el algoritmo debe mantener los vehículos en el mismo cargador para franjas de tiempo de carga consecutivas y dar cabida a todos los vehículos programados. Puede comprenderse mejor la problemática subyacente mediante el siguiente ejemplo, en el que hay tres cargadores, cinco vehículos y cinco franjas de tiempo.

La resolución del algoritmo de optimización ha dado como resultado la siguiente asignación de cargadores para cada vehículo.

Tabla 7.5. Programación de cargadores. Resolución del algoritmo de optimización.

Vehículo\Franja	1	2	3	4	5
1	1	1	0	0	0
2	0	0	0	1	1
3	0	1	1	0	0
4	1	1	1	0	0
5	0	0	1	1	1

Un primer método sería asignar los vehículos a los cargadores según el orden de la lista. De esta forma, el primer vehículo recarga en las franjas 1 y 2. Ocupa el cargador 1, ya que están todos libres.

Tabla 7.6. Programación de cargadores. Primer vehículo.

Cargador\Franja	1	2	3	4	5
1	1	1			
2					
3					

El segundo vehículo recarga en las franjas 4 y 5. Al estar libre el cargador 1 durante esta franja puede incluirse en dicho cargador.

Tabla 7.7. Programación de cargadores. Segundo vehículo.

Cargador\Franja	1	2	3	4	5
1	1	1		2	2
2					
3					

Un tercer vehículo recarga en las franjas 2 y 3. Está ocupado el cargador 1 durante la segunda franja, así que ocupará el segundo cargador.

Tabla 7.8. Programación de cargadores. Tercer vehículo.

Cargador\Franja	1	2	3	4	5
1	1	1		2	2
2		3	3		
3					

El cuarto vehículo recarga entre las franjas 1 y 3. Ocupa el cargador 3, el único que libre en las franjas 2 y 3.

Tabla 7.9. Programación de cargadores. Cuarto vehículo.

Cargador\Franja	1	2	3	4	5
1	1	1		2	2
2		3	3		
3	4	4	4		

Finalmente, el quinto vehículo recargaría entre las franjas 3 y 5. Puede verse que no hay ningún cargador libre durante todo este periodo, con lo que se obtendría un error. Una alternativa para paliar este efecto es cargar el vehículo 5 en el cargador 1 durante la franja 3 y en el cargador 2 durante las franjas 4 y 5. Así, se tendría:

Tabla 7.10. Programación de cargadores. Quito vehículo.

Cargador\Franja	1	2	3	4	5
1	1	1	5	2	2
2		3	3	5	5
3	4	4	4		

No obstante, se comprueba con facilidad que, sin más que cambiar la recarga del vehículo 2 a otro cargador, se podría dar cabida al vehículo 5 en un único cargador. Así, se obtendría la siguiente programación compacta:

Tabla 7.11. Programación de cargadores. Solución sin cambio de cargador.

Cargador\Franja	1	2	3	4	5
1	1	1	5	5	5
2		3	3	2	2
3	4	4	4		

De esta forma, el problema de programación de cargadores puede definirse de la siguiente manera: dada una programación de recarga de un grupo de VE y un grupo de cargadores capaz de satisfacerla, deben asignarse los vehículos a los cargadores en cada franja de tiempo de forma que se minimicen el número de cambios de cargador del conjunto de vehículos.

Por último, debe señalarse que la asignación de energía a suministrar por cada cargador es directa una vez se tenga, para todo cargador, para qué vehículo y en qué franja se suministra la recarga.

7.4.2. Resolución mediante programación lineal entera

De forma inicial, puede abordarse el problema de la asignación de cargadores mediante el empleo de una formulación de programación lineal entera similar a la vista en el apartado 7.3. En este apartado ya se hacía una asignación de cargadores, pero presentaba dos problemas:

- Presentaba un gran número de variables, ya que debe resolver también la programación de recarga de los VE.
- No minimizaba el número de cargadores empleados por vehículo, ya que en caso de una interrupción de la recarga es indiferente continuar en un cargador diferente.

La siguiente formulación responde a los dos problemas anteriores:

$$\text{Min} \sum_{c=1}^C \sum_{j=1}^J c_{disp}(c, j) \quad (7.34)$$

s.a.

$$\sum_{j=1}^J v(c, j, k) \leq 1; \forall c, \forall k \quad (7.11)$$

$$\sum_{c=1}^c v(c, j, k) = V(j, k) ; \forall j, \forall k \quad (7.35)$$

$$v(c, j, k) \leq c_{disp}(c, j); \forall c, \forall j, \forall k \quad (7.36)$$

Tabla 7.12. Notación para el problema inicial de programación de vehículos.

Descripción	Símbolo	Valor
Índices		
c	Número de cargadores	[1,C]
j	Número de vehículos	[1,J]
k	Número de franjas horarias consideradas	[1,K]
Constantes		
V(j,k)	Estado de conexión del vehículo	{0,1}
Variables		
v(c,j,k)	Estado de conexión del vehículo por cargador	Binaria
c _{disp} (c,j)	Posibilidad de conexión del vehículo	Binaria

Comparando con la formulación señalada, únicamente se conserva la restricción (7.11), que restringe a uno el número de vehículos que pueden cargar en el cargador c en la franja k . La restricción (7.35) sustituye a (7.12), pasando de indicar la posibilidad de que un vehículo esté en un único cargador durante la franja k a la obligación de que esté en uno de dichos cargadores. La restricción (7.36) restringe el uso de un cargador c por el vehículo j si éste no lo tiene disponible. Esto se combina con la función objetivo (7.34), que busca minimizar el número total de cargadores activados por vehículo. El mínimo sería un número igual al de vehículos a recargar, con lo que puede restársele dicho valor, J , a la función objetivo para mejorar la convergencia.

Este algoritmo funciona correctamente si cada vehículo queda asignado a un único cargador. No obstante, cuando se tiene que emplear más de un cargador por vehículo (en casos de una alta ocupación de vehículos), surgen otras cuestiones de orden práctico. Así, en caso de que un vehículo tenga activada la disponibilidad en dos cargadores diferentes, puede ocurrir que un vehículo cambie de cargador durante franjas de tiempo consecutivas. Esto puede verse con mayor claridad en el siguiente ejemplo para cuatro cargadores:

Tabla 7.13. Programación entera de cargadores. Resolución del algoritmo de optimización de la recarga.

Vehículo\Franja	1	2	3	4	5	6
1	1	1	0	0	0	1
2	1	1	0	1	1	1
3	1	0	0	0	0	0
4	1	1	1	0	0	0

5	0	1	0	1	1	1
6	0	0	1	0	0	0
7	0	0	1	1	1	0
8	0	0	1	1	1	0

Que mediante el algoritmo anterior puede dar lugar a la siguiente solución óptima:

Tabla 7.14. Programación entera de cargadores. Resolución del algoritmo de asignación de cargadores.

Cargador\Franja	1	2	3	4	5	6
1	1	1	7	7	7	1
2	2	2	8	8	8	2
3	3	5	6	5	5	5
4	4	4	4	2	2	

El mínimo de la función objetivo nos indica que es necesario que al menos un vehículo emplee dos cargadores. En la solución dada este vehículo ha sido el 2, que recarga en el cargador 2 durante las franjas 1, 2 y 6 y en el cargador 4 durante las franjas 4 y 5. No obstante, es mucho más razonable que la recarga durante la franja 6 se de en el cargador 4, ya que ha cargado en éste en las franjas anteriores.

Una forma de garantizar continuidad sería mediante el empleo de variables de conexión y desconexión ($y(c,j,k)$ y $z(c,j,k)$ respectivamente) y la restricción (7.10) vista en el citado apartado 7.3. Pero en caso de emplearlas en la función objetivo, por ejemplo minimizando el número de conexiones (función objetivo (7.37), idéntica a (7.25) añadiendo el índice correspondiente al cargador), no se garantizaría un uso mínimo de cargadores por vehículo: si es forzoso que un vehículo se desconecte y vuelva a conectarse en una franja más tardía, sería indiferente que volviera a conectarse en el mismo u otro cargador. Nuevamente nos encontramos ante un caso de problema multiobjetivo.

$$\text{Min} \sum_{c=1}^C \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K y(c,j,k) - J \quad (7.37)$$

Este problema puede solucionarse mediante una sucesión de problemas con un único objetivo, como se vio en el apartado 7.3.3. Dicha sucesión empezaría resolviendo primero el sistema planteado anteriormente y después, fijando el resultado de la función objetivo (7.34) y añadiendo una restricción pareja a (7.29) (incluyendo la variable de desconexión), resolver el sistema que minimiza la función objetivo (7.37). Computacionalmente esto puede resultar muy costoso, ya que se añaden una nueva variable que emplea tres índices y una restricción adicional y no se anula ninguna de las variables empleadas anteriormente. Una alternativa es fijar los valores de $c_{disp}(c,j)$ empleados en la restricción (7.36), lo que elimina un buen número de variables pero no garantiza que la solución encontrada sea la óptima.

7.4.3. Resolución mediante método heurístico

Tal y como se ha visto en el apartado 7.4.2, la resolución del problema de programación de cargadores mediante programación lineal entera puede resultar costosa computacionalmente, ya que una solución precisa requiere nuevamente del empleo de múltiples variables de hasta tres índices. Surge así la posibilidad de buscar un algoritmo heurístico que calcule una solución aproximada al problema.

De forma sistemática, los pasos que debe seguir el algoritmo son los siguientes:

Para cada franja, empezando por la inicial:

- 1) Localizar los vehículos no asignados que recargan durante dicha franja. Se ordenan de mayor a menor según el número de franjas que requieren para cargar, de forma que se empieza por los vehículos que más franjas ocupan.
- 2) Localizar los cargadores no asignados en dicha franja. Se ordenan de mayor a menor según el grado de ocupación previa, de forma que se empieza por aquellos más ocupados.
- 3) Para cada uno de los vehículos que recargan en esta franja, según el orden establecido, se comprueba a qué cargadores ha sido asignado previamente. Luego se analiza si hay espacio para él en los cargadores disponibles en todas las franjas que requiere.
 - a. Si es así. Se analiza si alguno de los cargadores a los que se ha asignado previamente está disponible. En ese caso, se asigna el vehículo a dicho cargador; en caso contrario, el vehículo se asigna al primer cargador disponible de la lista. Finalmente se anula la demanda de recarga de dicho vehículo.
 - b. Si no es así. Se analizan los cargadores disponibles en la franja k . Si ha cargado en alguno de ellos éste será el cargador seleccionado; si no, lo será el primero de la lista. El vehículo se asigna al cargador seleccionado para todas las franjas consecutivas, empezando por la actual, en que tanto el vehículo recargue como el cargador continúe disponible.

El diagrama de la Figura 7.1 resume el funcionamiento del algoritmo:

Figura 7.1. Algoritmo heurístico de recarga de vehículos.

Puede verse el proceso de forma más clara en el ejemplo del apartado inicial:

- El paso 1 localizaría los vehículos 1 y 4. Se ordenan de la forma [4,1]
- El paso 2 localizaría los cargadores 1, 2 y 3. Se ordenan de la forma [1,2,3]
- El paso 3 para el vehículo 4 pasaría al paso a. Se asignaría el cargador 1 al vehículo 4 durante las franjas 1, 2 y 3.
- El paso 3 para el vehículo 1 resultaría en el paso 3a. Se asignaría el cargador 2 al vehículo 1 durante las franjas 1 y 2.
- La asignación quedaría como sigue:

Tabla 7.15. Método heurístico de asignación de cargadores. Primera franja.

Cargador\Franja	1	2	3	4	5
1	4	4	4		
2	1	1			
3					

- Franja 2. Se localiza el vehículo 3. Se le asignan las franjas 2 y 3 en el cargador 3.

Tabla 7.16. Método heurístico de asignación de cargadores. Segunda franja.

Cargador\Franja	1	2	3	4	5
1	4	4	4		
2	1	1			
3		3	3		

- Franja 3. Se localiza el vehículo 5. Se le asignan las franjas 3, 4 y 5 en el cargador 2.

Tabla 7.17. Método heurístico de asignación de cargadores. Tercera franja.

Cargador\Franja	1	2	3	4	5
1	4	4	4		
2	1	1	5	5	5
3		3	3		

- Franja 4. Se localiza el vehículo 2. Se le asignan las franjas 4 y 5 en el cargador 1.

Tabla 7.18. Método heurístico de asignación de cargadores. Cuarta franja.

Cargador\Franja	1	2	3	4	5
1	4	4	4	2	2
2	1	1	5	5	5
3		3	3		

7.5. Empleo de la variable energía

7.5.1. Introducción

En el problema analizado en el apartado 7.3.2 la variable relativa a la energía a cargar por un vehículo j en la franja k , $e(j,k)$, quedaba relegada a las dos restricciones siguientes:

$$\sum_{k=1}^K (e(j,k)) + e_{resto}(j) = E_{carga}(j) ; \forall j \quad (7.18)$$

$$e(j,k) \leq \eta_c \cdot E_{max} \cdot v(j,k) ; \forall j, \forall k \quad (7.19)$$

La restricción (7.18) se requiere para obtener un valor de $e_{resto}(j)$ que luego será empleado en la función objetivo correspondiente (o en la igualdad que se derive para un caso posterior). La restricción (7.19) marca la energía máxima que un vehículo puede cargar en cada franja.

Tal y como se comentó en dicho apartado, una vez definidas las franjas en las que el vehículo realiza su recarga, cómo se reparta a cargar la energía en dichas franjas resulta indiferente. En la restricción (7.18), la variable que afecta en la función objetivo es $e_{resto}(j)$, con lo que, mientras se mantenga el valor del sumatorio, esta variable no se verá afectada. Esto no sólo afecta al reparto de la energía, sino al tiempo en que un vehículo esté conectado: una solución posible es que un vehículo estuviera conectado en todas las franjas y cargara lo mismo en cada una; otra es que el vehículo estuviera conectado sin cargar. Son las otras funciones objetivo vistas las que impiden que esto ocurra en el problema.

Así pues, el problema de la programación de la recarga de vehículos admite una primera división fundamental: aquellos problemas en los que la variable energía interviene de forma explícita y aquellos en los que lo hace de forma implícita. Ya se ha estudiado una formulación en la que aparece de forma explícita, por lo que en el presente apartado se estudia la formulación en la que la variable energía aparece de forma implícita.

7.5.2. Eliminación de la variable energía

Como alternativa al empleo de la variable energía se puede considerar que los vehículos van a cargar a la máxima potencia durante los periodos de tiempo que estén conectados, sin

más restricción que la energía que quede por cargar en el vehículo. Por lo tanto, puede sustituirse el empleo de la energía a recargar en las distintas franjas por el número de franjas que son necesarias para cargar el vehículo j , $V_{carga}(j)$. Según (7.19), la variable $e(j,k)$ puede tomar como máximo un valor igual a $\eta_c \cdot E_{max}$. Al no ser, en general, $E_{carga}(j)$ divisible entre este valor, se tendrá:

$$V_{carga}(j) = \text{ceil}\left(\frac{E_{carga}(j)}{\eta_c \cdot E_{max}}\right) \quad (7.38)$$

Siendo $\text{ceil}(x)$ la función que redondea x al entero inmediatamente igual o superior a x .

Para adaptar la restricción (7.18) a esta metodología habría que sustituir la variable $e_{resto}(j)$, la energía que queda por cargar el vehículo j al nivel de carga demandado, por la variable $v_{resto}(j)$, el número de franjas que quedan por asignar para poder cargar el vehículo j al nivel de carga demandado. De igual forma, en lugar de considerar la energía que se carga en cada franja, $e(j,k)$, habría que considerar el número de franjas en que un vehículo está conectado, $v(j,k)$. De esta forma se tiene:

$$\sum_{k=1}^K (v(j,k)) + v_{resto}(j) = V_{carga}(j) ; \forall j \quad (7.39)$$

La función objetivo a considerar sería minimizar el número de franjas que quedan para poder cargar los vehículos:

$$\text{Min} \sum_{j=1}^J v_{resto}(j) \quad (7.40)$$

Tal y como puede deducirse, en caso de que el número de cargadores sea insuficiente para dar a todos los servicios, lo que se contabiliza son franjas de tiempo y no energía, con lo que las soluciones óptimas pueden diferir empleando una formulación u otra. No obstante, esto no es realmente significativo, ya que ambos casos constituyen una falta en el servicio al cliente. Además, esta formulación evita el uso de la restricción (7.19) y de la variable $e(j,k)$, con lo que el problema gana en velocidad de cálculo.

Sustituyendo la variable energía, el problema de programación multiobjetivo propuesto en 7.3.4 resulta en:

$$\text{Min } 10^{-4} \cdot \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K k \cdot v(j,k) + \sum_{j=1}^J v_{resto}(j) \quad (7.41)$$

s.a.

$$\sum_{j=1}^J v(j, k) \leq C ; \forall k \quad (7.17)$$

$$\sum_{k=1}^K (v(j, k)) + v_{resto}(j) = V_{carga}(j) ; \forall j \quad (7.39)$$

$$v(j, k) = 0 ; k < K_{entrada}(j), k > K_{salida}(j) ; \forall j \quad (7.20)$$

Nótese que no es necesario definir $v_{resto}(j)$ como una variable entera, ya que se obtiene como diferencia entre valores enteros y binarios. Esto permite mejorar el tiempo de cálculo del problema.

Tabla 7.19. Problema de programación de vehículos eléctricos sin variable energía.

Descripción	Símbolo	Valor
Índices		
j	Número de vehículos	[1,J]
k	Número de franjas horarias consideradas	[1,K]
Constantes		
C	Número de cargadores	C
$V_{carga}(j)$	Franjas para cubrir la demanda del vehículo	$\{V_{carga}(j)\}$
$K_{entrada}(j)$	Franja de entrada del vehículo	$\{K_{entrada}(j)\}$
$K_{salida}(j)$	Franja de salida del vehículo	$\{K_{salida}(j)\}$
Variables		
$v(j, k)$	Estado de conexión del vehículo	Binaria
$v_{resto}(j)$	Franjas restantes para cargar el vehículo	≥ 0

El resultado de aplicar esta formulación al problema completo visto en 7.3.1 es equivalente al propuesto en este apartado. Respecto a la asignación de la energía suministrada por franja, puede optarse por mantener el mismo nivel de carga durante todas las franjas, cargar a máxima potencia durante los primeros periodos u otra solución alternativa.

No existen cambios en el algoritmo de cargadores (apartado 7.4), con lo que no es necesario su análisis.

7.5.3. Usos de la variable energía

Tal y como se ha visto para el problema definido anteriormente, el uso de la variable energía en el problema inicial supone incrementar la complejidad del problema sin aportar ventaja alguna en su resolución. Por ello, sólo tiene sentido emplear esta variable si mejora la descripción del problema analizado, ya sea en la función objetivo y/o en las restricciones.

Puede empezarse por considerar su empleo como una nueva restricción en el problema planteado inicialmente. Así, puede desearse que el límite de consumo del conjunto, $E_{limite}(k)$,

no supere un determinado valor que puede variar en el tiempo. Este caso puede darse por haber otras aplicaciones conectadas al transformador de servicio o por tener una fuente de generación local de potencia variable en el tiempo. Esto puede expresarse mediante la siguiente restricción:

$$\sum_{j=1}^J (e(j, k)) \leq E_{\text{límite}}(k) ; \forall k \quad (7.42)$$

Resulta de mayor complejidad el problema de minimizar el coste de recargar los VE. Agregando a la nomenclatura del apartado 7.3.2 el conjunto de constantes del precio de la energía para cada franja k , $P_r(k)$, en las unidades correspondientes, ésta función objetivo puede expresarse mediante la forma:

$$\text{Min} \sum_{k=1}^K P_r(k) \cdot \left(\sum_{j=1}^J e(j, k) \right) \quad (7.43)$$

Debe señalarse aquí que el término $e(j, k)$ corresponde a la energía recargada de forma efectiva por la batería. Para tener en cuenta las pérdidas basta con dividir el precio de mercado de la energía en cada franja, $P_{\text{mercado}}(k)$, por el rendimiento, η_c , de forma que:

$$P_r(k) = \frac{P_{\text{mercado}}(k)}{\eta_c} \quad (7.44)$$

Una función objetivo de este tipo requiere tener fijada la energía total a cargar por los distintos vehículos; es decir, emplear la restricción (7.27). De otra forma, el problema empujaría a hacer cero la suma de las variables energías. Es decir, a que todas ellas sean cero.

Si no se desea fijar esta energía total, pueden buscarse formulaciones alternativas que conduzcan al mismo resultado. Por ejemplo, puede buscarse maximizar una función en términos de la variable energía y empleando unos multiplicadores de precios $P_r^*(k)$ cuyos valores sean mayores cuanto menor sea el precio de la energía en dicha franja. Esto es:

$$\text{Max} \sum_{k=1}^K P_r^*(k) \left(\sum_{j=1}^J e(j, k) \right) \quad (7.45)$$

Que, como es sabido, equivale a minimizar su función opuesta.

$$\text{Min} - \sum_{k=1}^K P_r^*(k) \left(\sum_{j=1}^J e(j, k) \right) \quad (7.46)$$

Debe señalarse aquí que el empleo de estas funciones objetivo implica que el valor de la función objetivo para una cierta estrategia de carga no corresponde al coste de la misma, con lo que se dificulta su combinación lineal con otras funciones de coste. En el caso de que expresamente se busque su uso junto a otras funciones, se requiere una formulación similar a la de la función (7.43).

Con este objetivo, se estudiará a continuación la posibilidad de emplear una combinación lineal de funciones de forma similar a lo visto en el apartado 7.3.4. La primera función es la (7.43) y, la segunda, la suma de las variable $e_{resto}(j)$:

$$\text{Min } \alpha_1 \cdot \sum_{k=1}^K P_r(k) \left(\sum_{j=1}^J e(j, k) \right) + \alpha_2 \cdot \sum_{j=1}^J e_{resto}(j) \quad (7.47)$$

Debe señalarse aquí que, si se prima minimizar la segunda función frente a la primera se llegará a una constante (0 si no quedara energía por cargar en los vehículos), con lo que no afectará a la función objetivo global. Como tenemos que respetar el peso de la primera función, tomamos $\alpha_1 = 1$. Para calcular qué valores de α_2 pueden emplearse para obtener el resultado buscado debe recordarse la ligazón existente entre ambas funciones, que se encuentra en la restricción (7.18).

$$\sum_{k=1}^K (e(j, k)) + e_{resto}(j) = E_{carga}(j) ; \forall j \quad (7.18)$$

Al ser una restricción de igualdad, un descenso en el valor de una variable $e(j, k)$ implica el mismo aumento de la variable $e_{resto}(j)$ correspondiente al mismo j . Volviendo a la función (7.47), puede deducirse que si se busca primar la minimización del segundo término, esto implica $\alpha_2 > \max(P_r(k))$. Es decir, que el coste de dejar energía por cargar en el vehículo debe ser mayor que el máximo coste posible de cargar esta energía.

Como en la función objetivo anterior no se han considerado la variable correspondiente a la conexión de vehículos $y(j, k)$, no resulta necesario emplearlas ni trabajar con la restricción (7.29). Para el caso en que se haya fijado la energía a cargar por los vehículos, el problema de programación entera quedaría de la forma:

$$\text{Min } \sum_{k=1}^K P_r(k) \sum_{j=1}^J e(j, k) \quad (7.43)$$

s.a.

$$\sum_{j=1}^J v(j, k) \leq C ; \forall k \quad (7.17)$$

$$\sum_{k=1}^K e(j, k) = E_{carga}(j) ; \forall j \quad (7.27)$$

$$e(j, k) \leq \eta_c \cdot E_{max} \cdot v(j, k) ; \forall j, \forall k \quad (7.19)$$

$$v(j, k) = 0 ; k < K_{entrada}(j), k > K_{salida}(j) ; \forall j \quad (7.20)$$

Al igual que en el caso de programación multiobjetivo inicial, una vez resuelto el problema anterior y obtenido un valor de la función objetivo igual que denominaremos mediante la constante *Coste_total*, puede plantearse el subproblema de minimizar además las dos funciones objetivo restantes vistas en el apartado 7.3.3: una, conseguir que los vehículos recarguen en las franjas lo más próximas posibles; la segunda, minimizar las conexiones y desconexiones de los vehículos. El primer objetivo no parece compatible con minimizar el coste, ya que el coste de la energía será diferente, en general, entre las distintas franjas. El problema de minimizar el número de conexiones y desconexiones de los vehículos sí puede ser objeto de estudio, ya que aparentemente no presenta ninguna incompatibilidad.

Debe recordarse que este problema busca minimizar la función objetivo (7.25), la suma de las variables de conexión de los vehículos $y(j, k)$. Ello requiere, además de agregar $y(j, k)$ y la restricción (7.29), añadir una nueva restricción de costes:

$$\sum_{k=1}^K P_r(k) \left(\sum_{j=1}^J e(j, k) \right) \leq Coste_total \quad (7.48)$$

En este caso y al contrario que en problema inicial, no resulta factible el empleo de una alternativa a añadir una restricción relativa al coste total. Por ejemplo, en caso de restringir individualmente los costes por cargadores, por hora o por vehículo, se podrían eliminar posibles soluciones válidas. También debe considerarse que la restricción (7.48) puede provocar problemas en la resolución del problema. Por un lado, reduce significativamente el espacio de soluciones. Por otro, compromete el paso de una solución de programación lineal a una de programación entera, tal y como hacen diversos métodos de resolución de programación entera [235]. Como alternativa puede proponerse minimizar una combinación lineal de las funciones objetivos (7.43) y (7.25).

Finalmente, el problema de programación de cargadores no se ve modificado por el cambio de la función objetivo, por lo que no varía respecto de lo visto en el apartado 7.4. En la resolución mediante el algoritmo heurístico vista en 7.4.2 podría buscarse algún mecanismo en la línea de las funciones objetivo señaladas, intercambiando posiciones de carga entre vehículos. Para ello sería necesario que los vehículos intercambiados estuvieran presentes en ambos periodos de tiempo y recargaran exactamente la misma energía, lo que es más o menos factible en función de la duración de las franjas de tiempo utilizadas.

Para concluir este apartado, resta mencionar que estos casos anteriores pueden aproximarse sin el uso de la variable energía. Minimizar el coste de la energía puede asemejarse a primar la carga durante los periodos en que la energía es más barata. Y tener en cuenta un límite de energía consumida puede equipararse a reducir el número de cargadores que pueden estar conectados al mismo tiempo.

7.6. Selección de vehículos

7.6.1. Carga completa de batería y carga incompleta

Observando los resultados de la formulación inicial de la recarga de VE, se aprecia que el servicio dispensado puede dividirse en dos categorías: una carga completa ($e_{resto}(j) = 0$) y una carga incompleta ($e_{resto}(j) > 0$). Desde el punto de vista comercial, esto implica que a unos usuarios se le está ofreciendo un servicio diferente que al resto, lo que conlleva que los usuarios y el gestor de los usuarios puedan actuar de dos formas diferentes: bien ofertando una recarga incompleta, quizá a menor precio, bien no llevando a cabo el servicio incompleto.

La segunda opción supone ofertar un único servicio, por lo que resulta más sencillo implementarla desde el punto de vista de la programación. Indicando con la variable binaria $r(j)$ si el servicio se lleva a cabo para el vehículo j ($r(j) = 1$) o no, la ecuación (7.27) resulta en:

$$\sum_{k=1}^K (e(j, k)) = E_{carga}(j) \cdot r(j); \forall j \quad (7.49)$$

En lugar de minimizar el coste del sistema, en este caso resulta más conveniente maximizar el beneficio de la plataforma. Denominando $C_r(j)$ al coste de mercado imputado a cada vehículo por la recarga- por ejemplo, en función de la energía demandada- y considerando un coste variable de la energía, $P_r(k)$, se tiene:

$$\max \sum_{j=1}^J C_r(j) \cdot r(j) - \sum_{k=1}^K P_r(k) \sum_{j=1}^J e(j, k) \quad (7.50)$$

La recarga incompleta de un vehículo supone un mercado paralelo para aprovechar el potencial de los cargadores. Sin entrar en un estudio de mercado para diseñar una estrategia óptima, se propone aquí ofertar a estos usuarios la energía cargada, $e_{extra}(j)$, a un precio constante, C_{extra} . Esta energía debe ser menor o igual a la demandada, $E_{carga}(j)$:

$$0 \leq e_{extra}(j) \leq E_{carga}(j); \forall j \quad (7.51)$$

De forma similar a (7.18) y (7.27), la energía cargada por los vehículos puede definirse como:

$$\sum_{k=1}^K (e(j, k)) = e_{extra}(j); \forall j \quad (7.52)$$

Y la función objetivo es de la forma:

$$\text{Max} \sum_{j=1}^J C_r(j) \cdot r(j) + C_{extra} \sum_{j=1}^J e_{extra}(j) - \sum_{k=1}^K P_r(k) \sum_{j=1}^J e(j, k) \quad (7.53)$$

Téngase en cuenta que un vehículo que recargue plenamente paga por los dos primeros términos de la función objetivo, por lo que su coste supone $C_r(j) + C_{extra} \cdot E_{carga}(j)$.

7.6.2. Empleo de un único cargador por vehículo

En los apartados anteriores se ha supuesto que los vehículos pueden cambiar de cargador con plena flexibilidad, aunque se ha buscado minimizar tanto el uso de diferentes cargadores como el número de conexiones y desconexiones a los mismos. Esto sigue la línea propuesta en [51], donde se estudiaban una serie de algoritmos para la programación de un sistema de parking y recarga autónomo que incluye esta capacidad de desplazar vehículos entre cargadores. Si esto no es así, es necesario que la formulación recoja estas restricciones del sistema.

Recoger estas restricciones en el problema inicial, considerando el índice del cargador (apartado 7.3.1), resulta directo mediante la formulación vista para el problema de asignación de cargadores (apartado 7.4.2). Por ejemplo, si sólo se permite un cargador puede empezarse con la restricción (7.36) y limitar a uno el número de cargadores disponibles por vehículo (7.54).

$$v(c, j, k) \leq c_{disp}(c, j); \forall c, \forall j, \forall k \quad (7.36)$$

$$\sum_{c=1}^C c_{disp}(c, j) \leq 1; \forall j \quad (7.54)$$

Esta formulación no puede usarse en el problema simplificado, sin considerar el índice del cargador, ya que éste problema se deja para asignación de cargadores, donde, en caso de incluir la restricción (7.54), no siempre se tiene solución. Como estos casos son poco usuales, puede plantearse el uso inicial del problema simplificado y, en caso de no encontrar solución, emplear el problema completo.

Más restrictivo resulta el empleo de una única conexión por vehículo:

$$\sum_{c=1}^C \sum_{k=1}^K y(c, j, k) \leq 1; \forall j \quad (7.55)$$

Esta restricción sí puede emplearse en el problema simplificado, sin considerar el índice del cargador, sin más que suprimir la variable c . Es directo observar que si sólo hay una única conexión sólo puede emplearse un único cargador.

7.6.3. Recarga de vehículos ajenos a la flota

Para finalizar, se estudia el caso de la recarga de vehículos no pertenecientes a la flota que gestiona el cargador. Considerando J el conjunto de vehículos a cargar, denominamos J' el conjunto de vehículos pertenecientes a la flota y J'' los vehículos ajenos a la misma. La programación de los cargadores debe garantizar que los vehículos propios tengan prioridad frente al resto. La opción planteada en este apartado es emplear coeficientes de peso diferentes para ambos tipos de vehículos. Buscando maximizar la energía cargada por los vehículos, $E_{carga}(j)$, estos coeficiente puede definirse como:

$$\begin{aligned} W(j) &= E_{dem}(j); \forall j \in J' \\ W(jj) &= \frac{K_{dem}}{\sum_{i=1}^{J''} E_{dem}(i)} E_{dem}(jj); \forall jj \in J'' \\ K_{dem} &< 1 \end{aligned} \quad (7.56)$$

El coeficiente $W(jj)$ difiere de $W(j)$ en un coeficiente que garantiza que ninguna combinación de vehículos ajenos tenga más peso que un único vehículo de la flota.

La función objetivo a utilizar sería:

$$\max \left[\sum_{j=1}^{J'} E_{dem}(j) \cdot r(j) + \sum_{jj=1}^{J''} \frac{K_{dem}}{\sum_{i=1}^{J''} E_{dem}(i)} \cdot E_{dem}(jj) \cdot r(jj) \right] \quad (7.57)$$

$j \in J', jj \in J''$

7.7. Conclusiones

La formulación desarrollada puede ser utilizada para la planificación del número de puntos de recarga necesarios en un edificio de oficinas o de una flota de vehículos. Gracias al reducido número de índices empleado, también puede añadirse nuevos índices que permitan desarrollar en más profundidad el problema. Por ejemplo, la adición de una variable de estocasticidad puede servir para gestionar eficazmente la plataforma en tiempo real.

8. CONTROL DE LA RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS PARA REDUCCIÓN DE DESEQUILIBRIOS EN LA RED

8.1. Introducción

Entre los diferentes impactos causados por el despliegue masivo de vehículos eléctricos (VE) sobre la red se encuentra el aumento de la susceptibilidad de las redes de distribución a los desequilibrios [148]. Esto conlleva una disminución en el número de vehículos que puede admitir la red sin tener que realizar cambios y/o refuerzos en la misma. Además, se incurre en mayores pérdidas del sistema y el desaprovechamiento de la capacidad del mismo.

El enfoque tradicional para atenuar los desequilibrios en redes de distribución consiste en distribuir de la forma más homogénea los consumos de los usuarios, que son monofásicos.

En este apartado se presenta un control para la recarga de VE con capacidad de reducir el desequilibrio de las redes de distribución. El control desarrollado busca reducir el desequilibrio del sistema mediante un control en dos módulos, uno de conexión/conmutación de fases y otro de regulación de la intensidad de carga.

El algoritmo se ha desarrollado en Matlab® y su funcionamiento se detalla en el apartado 8.2. Su aplicación a una red de distribución de pequeño tamaño, con tres nudos, como prueba de concepto, se estudia en el apartado 8.3. Finalmente, en el apartado 8.4 se analiza su comportamiento en una red de distribución de gran tamaño.

8.2. Algoritmo de funcionamiento

El algoritmo desarrollado para la reducción de desequilibrios presenta dos áreas diferenciadas: la relativa a la selección de fase a la que se asigna a cargar el vehículo y la de la regulación de potencia. Aunque se estudian por separado, estos módulos presentan cierta conexión entre sí. Por un lado, la regulación de desequilibrios no debe priorizarse a la recarga del vehículo, de modo que, si el vehículo apenas dispone de tiempo para cargar la energía demandada, la primera debe desactivarse. Por otro, y en función del esquema diseñado, el sistema de control de potencia debe desactivarse o variar su punto de referencia cuando el vehículo está desconectado; de otro modo puede ser causa de error en los integradores del esquema de regulación.

El diagrama de bloques empleado y la conexión entre los dos módulos descritos se presentan en la Figura 8.1. El selector de fases indica al regulador de potencia si el vehículo está o no conectado. El regulador de potencia indica al selector si el vehículo está ya cargado y si debe desconectarse el selector de fase.

Figura 8.1. Diagrama de bloques del algoritmo de selección de fases.

8.2.1. Selección de fase

El sistema de selección de fase es el módulo del algoritmo dedicado a analizar en qué fase debe cargar el VE para ayudar a reducir el desequilibrio del sistema. Las señales que emplea para ello son las intensidades de fase a la salida del transformador que alimenta el sistema. Comparando estas señales entre sí puede determinarse qué fase del transformador es la menos cargada; por tanto, esa será en la que deberá conectarse el vehículo.

El diagrama de bloques empleado puede verse en la parte superior de la Figura 8.1. Su funcionamiento se ha dividido en tres grandes bloques:

- Comparador de la carga de las fases del transformador.
- Selector de la fase a la que se conecta el vehículo.
- Activador para permitir cambios en la actividad del selector.

El primer punto es determinar qué fase es la menos cargada, para lo cual se emplea el bloque Comparador (Figura 8.2). Para ello se comparan entre sí los valores eficaces de las intensidades de fase, determinando cuál de ellas es la menor.

Si el vehículo no está conectado, se conectará a la fase que esté menos cargada. Si está conectado ya a una fase, el efecto sobre el sistema es doble: la demanda en una fase se reduce y en la otra se aumenta. Por esta razón, antes de que se produzca una conmutación y el vehículo pase de estar conectado en una fase a otra, el algoritmo comprueba que la diferencia entre la corriente que se está consumiendo en la fase con el vehículo conectado y la que hay en la nueva fase es mayor un cierto número de veces la intensidad por la fase actual. Este número deberá ser superior a la unidad para garantizar la estabilidad del control y evitar un excesivo número de conmutaciones. En última instancia, la señal del comparador es igual a cero si el vehículo está ya conectado a la fase previamente seleccionada.

Figura 8.2. Diagrama del bloque comparador.

El selector (Figura 8.3) es el encargado de enviar a los interruptores las señales de apertura y cierre para llevar a cabo la carga. Como estos interruptores necesitan una señal positiva constante para permanecer activados se han empleado para ello unos biestables D. De esta forma su valor de salida sólo se ve modificado si el activador y la señal de presencia del vehículo lo permiten.

La elección de la fase a la que se conecta se realiza considerando tres señales:

1. La salida del comparador: qué fase está menos cargada-.
2. La salida del activador: si se permiten cambios en la selección de fases.
3. El estado de estacionamiento del vehículo.

Se requiere que las tres sean positivas para que se lleve a cabo una orden de conexión o de cambio de fase, mientras que debe ser suficiente con que termine el periodo de estacionamiento del vehículo para enviar la orden de desconexión del mismo.

También debe considerarse el tiempo en el que el vehículo está disponible para realizar la recarga. Esto se realiza mediante una suma de señales escalón, una positiva en el momento de entrada del vehículo y otra negativa en la salida del vehículo. Esta señal tiene dos usos: por un lado, si el vehículo no está disponible, deja en cero la señal de conexión. Por otro, si el vehículo pasa a estar disponible, el selector debe permitir la opción de conectar el vehículo, mientras que debe desconectarlos una vez el vehículo deja de estar disponible.

Figura 8.3. Diagrama de bloques del selector.

La red de distribución a la que se conecta el vehículo puede presentar, de forma puntual, desequilibrios de cierta importancia. Esto es muy relevante si sucede algún evento que provoque la conexión de un gran número de cargas diferentes casi simultáneamente, incluyendo nuevos vehículos en un breve periodo de tiempo (llegada de trabajadores), emisiones de televisión que congreguen a un gran número de espectadores [237], etc. El activador, que controla la capacidad de conexión del vehículo, debe evitar conmutaciones muy frecuentes de la fase del vehículo en estos casos. En el sistema planteado (Figura 8.4) esto se logra mediante una estructura de integrador-comparador, que va acumulando la señal de detección de cambio de fase y compara el valor acumulado con una referencia. También se emplea una cierta constante para reducir el valor acumulado en el PI si ninguna de las entradas relativas a las fases es positiva.

Este retraso no es necesario si el vehículo no está conectado. Para permitir esta conexión instantánea, la señal de salida del comparador se superpone con una de no conexión del vehículo. Finalmente, y en la línea de garantizar un tiempo mínimo de actuación del bloque, el PI emplea un anti-windup⁸ y su valor de salida está limitado entre 0 y la referencia.

⁸ Un algoritmo anti-windup podría traducirse como un algoritmo antisaturación. Su propósito es evitar que la variable interna del integrador del PI incremente su valor una vez la variable de salida ha alcanzado el límite del PI. Sin el anti-windup, el valor acumulado en el integrador impide una respuesta rápida del regulador PI [245].

Además, su valor se reinicia a cero cuando alcanza dicho valor o el vehículo está desconectado.

Finalmente, el valor del selector se anula si el regulador de potencia manda una señal de desconexión de la regulación.

Figura 8.4. Diagrama de bloques del activador.

8.2.2. Regulación de potencia

El sistema de regulación de potencia es el módulo del algoritmo dedicado a dimensionar la potencia de carga demandada por el vehículo. Su objetivo es llevar a cabo la carga de la energía establecida por el usuario en el tiempo dado, interfiriendo en la menor medida posible en la regulación del desequilibrio llevada a cabo por el módulo de selección de fases. Para este fin emplea fundamentalmente la señal de potencia demandada por el vehículo, obtenida a través de la medida de las tensiones e intensidades a la salida del mismo, y el tiempo de estacionamiento restante del vehículo. Si la demanda de energía del vehículo es superior a la energía que puede cargar en el periodo restante (por un determinado factor si así se considera), el vehículo pasa a desactivar la regulación de desequilibrios y a carga a máxima potencia. Finalmente, la señal del estado de conexión permite realizar una rampa de carga suave del vehículo cada vez que se realiza un cambio de fase.

El diagrama de bloques empleado puede verse en la Figura 8.5. Su funcionamiento puede dividirse en los siguientes aspectos:

1. Evaluación de la energía cargada.
2. Evaluación de la viabilidad de regular.
3. Regulación de la potencia de recarga.

Figura 8.5. Diagrama de bloques del regulador de potencia.

La primera parte, la evaluación de la energía cargada, se realiza integrando en el tiempo la potencia activa a la salida del vehículo. Si este valor es superior o igual a la energía fijada por el conductor, la señal que indica que el vehículo está cargado se activa, enviándose al resto del control. En la Figura 8.5 esta parte ocupa la parte central de la misma.

La segunda parte, la evaluación de la viabilidad de regular, está ligada con la anterior. En primer lugar se calcula la diferencia entre la energía máxima que puede cargarse en el tiempo disponible y la energía que queda por cargar. Si esta diferencia es positiva, el regulador de potencia permite que el vehículo pueda encargarse de regular desequilibrios. Si la diferencia es cero o negativa, el vehículo pasa a cargar a máxima potencia y se desactiva la funcionalidad de regulación (sólo si el vehículo está ya conectado). En la Figura 8.5 esta parte ocupa la parte superior de la misma. Se ha añadido en ella un coeficiente levemente superior a 1 al término de energía disponible en el tiempo que queda para cargar, lo que ayuda a garantizar que el vehículo termina plenamente cargado.

La tercera parte, la regulación de la potencia de recarga, ocupa la parte inferior de la Figura 8.5. La señal de referencia de potencia se compara con la potencia medida a la salida y la diferencia se pasa a un PI, que se encarga de corregir esta desviación. Posteriormente, y por motivos de la construcción del modelo del vehículo eléctrico en Matlab (apartado 8.2.3), se resta la parte correspondiente a la carga paralelo.

Como se ha comentado anteriormente, la señal de referencia de la potencia es igual a la potencia máxima en caso de desactivar la regulación de desequilibrios. Cuando ésta sí está activada, la señal de referencia se ha adoptado en forma de rampa: desde cero cuando el vehículo se conecta o cambia de fase hasta la potencia máxima. De esta forma se garantiza que, en caso de que varios vehículos actúen al unísono, no se produzca un cambio brusco en la fase a la que se conectan.

8.2.3. Modelo de vehículo eléctrico en Matlab-Simulink

El VE se ha modelado como una carga monofásica dinámica controlable (Figura 8.6). El vehículo puede conectarse a una de las tres fases del sistema, por lo que en el modelo se introducen tres interruptores gobernados por el sistema de control de la conmutación mostrado anteriormente. Para evitar las oscilaciones numéricas de este tipo de modelos de Matlab-Simulink (máquinas síncronas y asíncronas, fuentes de intensidad, etc.) se introduce una resistencia en paralelo de un bajo nivel de potencia, habitualmente del 5% de la máxima potencia de la carga dinámica.

Figura 8.6. Modelo de vehículo eléctrico.

Las señales de conexión de fase del modelo de control no se pueden enviar directamente los interruptores. La razón de esto es que los interruptores son de corriente alterna y su comportamiento difiere en la apertura y en el cierre. El cierre del interruptor puede realizarse en cualquier instante (a lo que sigue el correspondiente transitorio), mientras que la apertura sólo puede realizarse cuando la corriente pasa por cero. Esto supone que, si se sigue directamente la señal del control, un cambio de fase provocaría el cierre de un interruptor antes de la apertura del siguiente. Para evitar esto, en este modelo simplificado se introduce un bloque de retraso frente al valor Verdadero, de modo que si la entrada pasa de Falso a Verdadero, la salida no toma dicho valor hasta un tiempo después. Si la entrada vuelve a tomar un valor Falso antes de que dicho tiempo expire, la salida mantendrá el valor Falso.

8.3. Aplicación en una red de distribución de pequeño tamaño

El sistema de control del VE se prueba en primera instancia en una red de distribución modelo de 10 nudos. Esta red ha sido desarrollada en Matlab-Simulink (Figura 8.7) para evaluar la actuación del algoritmo. Se compone de con una red de 10 kV, un transformador 10/0,4 kV, tres cargas monofásicas que representan a las viviendas y otras tres cargas monofásicas- con alimentación trifásica- que representan a los vehículos.

Figura 8.7. Red de distribución de pequeño tamaño en Simulink.

Para mostrar la funcionalidad del algoritmo presentado se va a mostrar su operación en dos escenarios: el primer caso cuenta con un único vehículo (EV 1) conectado frente a un consumo desequilibrado de las casas, mientras que el segundo caso cuenta con los tres vehículos conectados (añadiendo EV2 y EV3). Los consumos empleados en las casas son monofásicos (la casa 1-House 1- está conectada a la fase a; la casa 2, a la fase b y la casa 3, a la fase c) y corresponden a valores reales de consumo por minuto, habiéndose empleado un tiempo de simulación en segundos por facilidad de trabajo en la herramienta Matlab-Simulink.

La demanda de los tres vehículos en ambos casos es la siguiente: llegan en el segundo 1, marchan en el segundo 9, cargan a una potencia máxima de 3.68 kW (230 V y 16 A) y requieren cargar una energía igual a la que podrían cargar a máxima potencia durante 5 segundos ($3.68 \text{ kW} \cdot 5 \text{ s} \approx 5 \text{ Wh}$). De esta forma puede probarse el funcionamiento del algoritmo cuando puede regular desequilibrios (al comienzo del funcionamiento), cuando se desactiva esta regulación (al final del funcionamiento) y cuando varios vehículos se conectan al mismo tiempo.

El primer caso estudiado muestra el funcionamiento más básico del algoritmo. En la Figura 8.8 pueden verse las demandas de las tres casas. El vehículo llega acabado el segundo 1, cuando las casas presentan un consumo residual. El VE se conecta así a aquella fase que menor consumo presenta, la fase a. Pronto la demanda de las casas 1 y 2 aumenta, forzando un cambio de fase a la fase c para equilibrar el sistema. Entorno al segundo 2,5 el consumo de las casas vuelve a ser residual, lo que provoca que sea el propio vehículo quien desequilibre el sistema y por ello no deba cambiar de fase. Sí a partir del segundo 3, cuando la demanda de la casa 3 se incrementa, lo que fuerza el cambio de fase del vehículo para reequilibrar el sistema. Ya no se producen más cambios, ya que el vehículo entra en funcionamiento de carga máxima y la función de regulación de desequilibrios se desactiva.

Figura 8.8. Demanda de las tres casas.

En la Figura 8.9 puede verse la demanda del VE. Se aprecian las fluctuaciones debidas al cambio de fase y la consiguiente reducción en la potencia demandada las dos primeras veces que esto ocurre. No así en la última, ya que está desactivada la regulación de desequilibrios y el vehículo pasa a fijar la potencia máxima como potencia de referencia, aunque tarda un tiempo en alcanzar dicho nivel. Estos cambios de fase quedan reflejados en los cambios bruscos de potencia en las fases del transformador (Figura 8.10).

Figura 8.9. Demanda del VE en el primer caso.

Figura 8.10. Demanda por fase en el lado de baja del transformador en el primer caso.

El segundo caso es el más crítico en cuanto a funcionamiento síncrono de los vehículos. En éste, estando la red equilibrada (las tres casas presentan la misma carga, la de la casa uno del ejemplo anterior), los vehículos se conectan al mismo tiempo. Esto supone que los tres vehículos se conectarán inicialmente a la misma fase y, posteriormente, deberán repartirse entre las tres fases del sistema. La forma en la que esto se lleva a cabo es incluyendo un pequeño valor aleatorio en el valor de la constante de tiempo de cambio de fase ($tnul$ en la Figura 8.4), de modo que aquel vehículo que tenga un menor valor de la constante será el primero en cambiar.

En la Figura 8.11 puede verse la demanda por fase en el secundario del transformador para el caso analizado. Inicialmente el sistema está equilibrado y los vehículos llegan a las casas en el instante 1. Los tres vehículos se conectan a la misma fase, la fase A (menos cargado por su mayor cercanía al transformador), por lo que el sistema pierde el equilibrio. El primer

vehículo en cambiar de fase (el primero cuyo activador alcanza el valor de actuación) lo hace a la fase B, ya que sigue las preferencias dadas al Activador. Una vez que un tercer vehículo se conecta a la fase restante el sistema recupera aproximadamente el equilibrio, con una leve diferencia entre fases producto del tiempo que tardan los vehículos en alcanzar la potencia máxima de carga (segundo 6). El primer vehículo, que no realizó un cambio de fase, termina su carga en el segundo 8, mientras que los otros dos acaban poco antes del instante 9.

Figura 8.11. Intensidades en el secundario del transformador en el segundo caso.

8.4. Aplicación en una red de distribución de gran tamaño

Una vez comprobado el funcionamiento del control en la red de pequeño tamaño se prueba su efectividad en una red de distribución de mayor tamaño. La red de distribución empleada para ello está constituida por los dos primeros tramos de la red mostrada en la Figura 6.14 (apartado 6.5), los nudos 1-29. Está así formada por 29 nudos, 24 viviendas (con 24 vehículos eléctricos) alimentadas a través de una única subestación.

La selección de fase para cada vivienda se realiza en función del resto de la división del número del nudo al que el hogar se conecta entre tres. Aquellos cuyo resto es cero se conectan a la fase a, los que tienen un resto igual a uno a la fase b y a la fase c los que tienen resto igual a dos. Para que todas las fases presenten el mismo número de casas la casa del nudo 3 se conecta a la fase b. La demanda de las casas es diferente, de donde proviene los desequilibrios mostrados en la Figura 8.12. Los cambios en el desequilibrio entre fases son relativamente bruscos y frecuentes en el tiempo estudiado, lo que provocará un mayor número de cambios en el estudio de lo que sería habitual en la operación normal del sistema.

De forma paralela al caso descrito en el apartado 8.3, los vehículos llegan en torno al segundo uno, parten en torno al segundo nueve y deben de cargar una energía equivalente a cinco segundos a plena carga.

Figura 8.12. Demanda de las casas agregada por fase en la red de gran tamaño.

En el caso estudiado, se observa que la relación entre el tiempo que un vehículo tarda en cambiar de fase y la rampa de carga escogida resulta fundamental para evitar grandes desequilibrios en la red producidos por los propios vehículos. Estos desequilibrios tienen su origen en que la demanda de los propios vehículos es mucho mayor que la de las viviendas, tal y como se aprecia en la Figura 8.13. Es importante que este número no sea muy elevado, ya que podría provocar un número demasiado elevado de cambios de fase e incrementar los tiempos de carga, pudiendo estudiarse que unos vehículos tengan un valor menor (aquellos con mayor tiempo de carga disponible) y otros un valor mayor (aquellos con menor tiempo de carga disponible).

Figura 8.13. Demanda por fase en el lado de baja del transformador en la red de gran tamaño con los vehículos eléctricos y diferentes tiempos de cambio de fase.

En la Figura 8.14 se estudia el efecto en el sistema de la aplicación diferentes tiempos de cambios de fase. Puede verse que para tiempos menores se reduce notablemente el desequilibrio entre fases durante el tiempo en el que actúa el control (aproximadamente entre los segundos uno y cuatro para todos los casos). No parece haber relación entre un menor valor de t_{nul} con la acumulación momentánea de más o menos vehículos en una determinada fase, hecho que se aprecia en que para un t_{nul} igual a 0.4 hay un mayor número de vehículos conectados a la fase c en el último periodo de la simulación que para un t_{nul} igual a 0.1.

Figura 8.14. Demanda por fase en el lado de baja del transformador en la red de gran tamaño con los vehículos eléctricos y un bajo tiempo de cambio de fase.

8.5. Conclusiones

Se ha desarrollado un algoritmo de gestión de la recarga de vehículos eléctricos capaz de reducir los desequilibrios de la red. Este algoritmo regula la potencia de carga y la fase de conexión del vehículo en función de la necesidad de carga del vehículo, del tiempo durante el cual permanece estacionado el vehículo y del estado actual de la red. Se trata de un control descentralizado, lo que permite su escalabilidad a nivel de una red de distribución y la integración de un mayor número de vehículos eléctricos. Requiere de una inversión algo mayor, al emplear una conexión trifásica en lugar de una monofásica, pero puede compensarse mediante su oferta como un servicio complementario del sistema.

9. INTERCAMBIO DE ENERGÍA EN UN MERCADO ENTRE PARES DE VEHÍCULOS

9.1. Introducción

En el presente apartado se analiza un mecanismo de mercado para transferir energía eléctrica entre vehículos eléctricos (VE) que están estacionados en la misma zona durante un determinado periodo de tiempo. En concreto, se propone que, una vez los VE salgan de casa tras recargar durante la noche, los vehículos con excedentes de energía puedan suministrarla a aquellos que sí requieran al menos una carga adicional durante el día. Este intercambio se constituye como un mercado de energía separado de la red eléctrica y tiene un doble objetivo: por un lado, busca reducir el coste al que los VE recargan su energía; por otro, busca reducir los distintos impactos de los VE estudiados en el capítulo 6, particularmente profundizando en el aplanado de la curva de demanda propio del despliegue de VE.

Esta propuesta se fundamenta en los resultados del estudio de electrificabilidad de una flota realizado en el capítulo 5. En dicho estudio se observó que la energía excedente en los VE supera a la demanda de estos durante el día (apartado 5.5). Este hecho, unido al gran porcentaje de tiempo que permanecen aparcados cerca unos de otros, fundamenta la viabilidad teórica de este mecanismo. Para su desarrollo práctico es necesaria la existencia de una infraestructura adecuada, entre la que destaca la instalación de cargadores bidireccionales, y la comunicación entre vehículos [238] y/o entre vehículos e infraestructuras [239].

Como en todo mercado, pueden distinguirse al menos dos clases de agentes: aquellos que son compradores y aquellos que son vendedores. También pueden definirse agentes que encarnan ambas funciones (compra y venta) y otros agentes secundarios (intermediarios, reguladores, etc.). Por simplicidad, en este modelo inicial sólo se definen estos dos agentes, compradores y vendedores de energía. Además, no se incorporan al mercado aquellos vehículos que anteriormente se analizaron como de electrificabilidad inviable.

Qué rol ocupan los distintos vehículos modelados se sigue de su nivel de consumo a lo largo del día. Por un lado tenemos a los VE cuyo nivel de batería es insuficiente para completar los desplazamientos diarios, pero tienen tiempo suficiente durante sus actividades diarias (como el trabajo o las compras) para realizar una carga intermedia sin necesidad de modificar su agenda. Estos usuarios serán los clientes del mercado, interesados en que éste reduzca el coste de su recarga frente al precio de la red eléctrica. Por otro lado están los vehículos que sí pueden completar su agenda diaria con la energía cargada durante la recarga nocturna, candidatos a formar parte del mercado como vendedores de energía si éste les

resulta favorable y superan las barreras de acceso al mismo. Qué requisitos deberán presentar estos vehículos será objeto de un análisis posterior.

Este mecanismo propuesto forma parte de la llamada economía colaborativa, una forma de economía enfocada en la satisfacción de las necesidades de los individuos frente a la propiedad de los recursos en sí mismos. Se analizan las bases de esta economía, los diferentes tipos en que puede dividirse y los requisitos comunes a todos ellos (apartado 9.2). Posteriormente se presenta el sistema propuesto, tanto de sus bases como en el algoritmo de casamiento oferta-demanda (apartado 9.3). Se analiza su funcionamiento para los diferentes individuos y zonas del sistema (apartado 9.6), concluyendo con el efecto que tiene en la recarga nocturna, que se verá aumentada por la mayor demanda de energía (apartado 9.7).

9.2. Economía colaborativa

En [240] se define la economía colaborativa como aquellos sistemas de circulación de recursos que permiten a los consumidores tanto obtener como proporcionar recursos o servicios, de manera temporal o permanente, con otros consumidores mediante una interacción directa o un mediador. Esta economía no se centra en la propiedad de los recursos o servicios, que puede ser compartida entre individuos diferentes o pertenecer a alguno de ellos, sino en crear una plataforma capaz de satisfacer las necesidades de los consumidores.

Tradicionalmente ha sido una economía basada en la confianza entre personas con un nexo común, propia de sitios pequeños. El progresivo desplazamiento de la población hacia zonas urbanas fue reduciendo su influencia a lo largo de los siglos XIX y XX, afianzando una economía de consumo en la que destaca el anonimato de los consumidores, el uso individualizado de los bienes adquiridos y la formación de grandes cadenas de intermediarios. El realce de la economía colaborativa dio sus primeros pasos en internet, con desarrollos basados en las aportaciones de una comunidad virtual: Wikipedia, Linux, etc [241]. Con el tiempo estos sistemas han dado el salto a incluir propiedades y servicios físicos, como eBay y AirBnb. Es una tendencia en la línea de establecer una sociedad y economía de persona a persona en lugar de persona a empresa u organización, como son también la comida de proximidad, los artistas independientes o “indies”, la fabricación artesanal o el voluntariado, actividades en auge [242, 243].

En [244] se explora el concepto de la economía colaborativa, exponiendo los diferentes aspectos y formatos en los que se ha ido presentando. Este análisis se ha organizado agrupando los formatos en tres áreas diferencias:

- **Sistemas de producto-servicio:** sistemas en los que los usuarios pagan por compartir el beneficio que le proporciona un producto, la función que aporta éste. Se contrapone al

sistema actual basado en el pago individual de la propiedad del producto. En estos casos la propiedad puede pertenecer al conjunto de los usuarios o un tercero, como los sistemas para compartir coche.

- Mercados de redistribución: sistemas de transferencia de objetos de propietarios que no requieren más uso del objeto a futuros propietarios con necesidad del mismo. Esta transferencia puede ser gratuita o de pago, entre conocidos o anónimos. Se opone al sistema actual basado en tirar o almacenar las propiedades que no aportan valor significativo al propietario.
- Estilos de vida colaborativos: sistemas en los que los usuarios comparten bienes menos tangibles, como tiempo, espacio, habilidades y dinero. Estos sistemas no suelen diferir de otros más tradicionales, compitiendo con ellos o complementándolos ofertando servicios propios.

En algunos casos el grado de profesionalización prestado por el servicio llega a ser similar o superior al de la contraparte tradicional. Se han dado casos de colisión entre el sistema tradicional y el colaborativo (Taxis-Uber, Hoteles-Airbnb [245]), tanto que incluso han llegado a entrar en conflicto con ellos con consecuencias desiguales.

El sistema propuesto en este capítulo quedaría así englobado dentro de los mercados de redistribución. Estos mercados interaccionan con productos de segunda mano y la transferencia puede ser de pago (eBay [246], Craigslist [247]), gratuita (Freecycle [248]) o de intercambio (SwapTree [249]). Pueden ser de objetos genéricos o bien específicos (cajas de cartón- UsedCardboardBoxes.com [250]-, ropa infantil- Kizoodle [251]-, DVDs – SwapaDVD [252]-, etc.).

Cada uno de estos sistemas debe hacer frente a una problemática común, propia de la economía colaborativa. Sus puntos principales son:

- Masa crítica: momento del sistema necesario para que sea auto-sostenible (usuarios, bienes, infraestructura, etc.). Es necesaria para garantizar capacidad de elección a los usuarios del sistema y un núcleo fuerte de usuarios que incentive a otros a emplearlo y/o que compense el desarrollo de la infraestructura del sistema.
- Capacidad disponible: el potencial de uso de los bienes que no se emplean. Esto permite que determinados bienes cuyo uso no es muy frecuente en una propiedad individual (una taladradora, el coche, una habitación de invitados) aumenten su empleo con el uso compartido.
- Creencia en lo común: teoría de que los usuarios de un bien pueden organizarse entre sí para sacar el mejor partido de éste y de su mantenimiento frente a la teoría de que el interés propio termina arruinando el esfuerzo colectivo.

- Confianza entre extraños: capacidad de los usuarios para coordinar actividades y controlarse mutuamente. Inicialmente todos los usuarios de un sistema se desconocen entre sí y se requieren de ciertos mecanismos para fomentar un intercambio con garantías. Una vez se forja esta confianza los mecanismos no resultan necesarios total o parcialmente, pudiendo llegar a realizarse acuerdos entre particulares al margen de la plataforma utilizada.

9.3. Modelo de mercado de energía diario

9.3.1. Introducción

En el presente apartado se parte de dividir los VE en función de su grado de electrificabilidad, según se vio en el capítulo 5. Por un lado, aquellos que pueden completar sus actividades diarias con la energía recargada por la noche (conjunto A) y, por otro lado, aquellos que requieren de al menos una recarga intermedia para poder llegar al final del día (conjunto B). Con esta base, es factible constituir un sistema de intercambio de energía entre vehículos para que aquellos con excedentes de la misma puedan cedérsela a aquellos que la demanden tras una cierta compensación económica. La forma en la que se organice el reparto (vehículos que ceden y recogen la energía, cantidad de energía intercambiada, precio al que se realice el intercambio) dependerá del modelo de mercado empleado.

El modelo de mercado propuesto en este apartado, mercado P2PEE (*peer-to-peer energy exchange market*), considera un precio constante base para la energía cargada durante la noche igual al precio máximo de la energía eléctrica durante las horas de recarga nocturna, supuesto este inferior al precio de la energía diurna. Debe considerarse aquí el rendimiento de la recarga, que supone un aumento del coste final de la energía y una disminución de la energía efectiva ofertada y disponible por los vehículos. Las pérdidas en la recarga se reparte entre los vehículos ofertantes y demandantes según les corresponda: los vehículos ofertantes asumen las pérdidas de la carga y descarga de su batería, mientras que los vehículos demandantes asumen las pérdidas de su carga.

El funcionamiento del mercado P2PEE propuesto sigue los pasos siguientes:

- En primer lugar, todos los vehículos analizan la programación de sus actividades. Para ello se compara el nivel de consumo de los desplazamientos con el nivel de energía almacenado en la batería durante la noche. Si la demanda energética supera a las reservas, entonces deberán programar también durante qué actividades realizarán la recarga teniendo en cuenta el coste de la energía eléctrica durante el día. Para ello se evaluará cuándo es óptimo hacer la recarga en el periodo intradiario.

- Iniciado el día, los vehículos realizan sus actividades según su agenda. Una vez en una zona, los VE del conjunto A quedan siempre dentro del mercado de energía como ofertantes. Los VE del conjunto B sólo entran en el mercado, como demanda, cuando así lo indica la programación realizada. La cantidad de energía a cargar durante los diferentes periodos en que está estacionado está dada por su agenda y limitada por la potencia del cargador.
- La oferta la constituyen de forma preferente los VE del conjunto A, ya que el coste de su energía, al haber sido cargada por la noche, es inferior a la de la red eléctrica. Ésta quedará como refuerzo en caso de que los VE del conjunto A no logren satisfacer la demanda del conjunto B. Los límites de la oferta de los VE son tanto de energía almacenada en sus baterías como de potencia máxima que pueden suministrar, limitada esta última por los cargadores.
- Para cada uno de los periodos de compra-venta de energía, los vehículos del conjunto A ofertarán la máxima energía que puedan. El precio de la energía se incrementará de acuerdo a la energía demandada, siendo igual al coste de la energía durante la noche si la energía demandada es nula más un porcentaje adicional que cubre el desgaste por el ciclado de la batería e igual al precio de la energía en la red eléctrica si el ratio energía ofertada-demandada es mayor o igual a uno. El casamiento del total de la oferta y demanda se hará para cada zona, correspondiéndole a cada vehículo un suministro de energía proporcional a la energía por él ofertada respecto de la oferta total e inversamente proporcional respecto a la cantidad demandada.

Figura 9.1. Esquema de funcionamiento del mercado en un parking.

9.3.2. Optimización del precio y reparto de la energía a entregar

En cada franja de tiempo, se considera el precio de la energía ofertada por un vehículo i una función lineal de la energía demandada a este vehículo, x_i , donde p^{max} y p^{min} son, respectivamente, los precios máximo y mínimo a pagar al vehículo (comunes a todos los vehículos) y x_i^0 es la energía total almacenada por el vehículo (9.1). El precio máximo se corresponde con el precio de la energía eléctrica en la red durante la franja estudiada, mientras que el precio mínimo es el precio máximo de la energía eléctrica durante las horas de recarga nocturna. Dentro de estos precios debe incluirse un cierto incremento de los costes debido a las pérdidas durante la carga y la descarga de la batería. Finalmente, la máxima energía disponible en la batería para su venta, x_i^0 , refleja la distinta curva de costes de cada uno de los VE.

$$\begin{aligned} p_i(x_i) &= \alpha_i x_i + p^{min} \\ \alpha_i &= \frac{p^{max} - p^{min}}{x_i^0} \end{aligned} \quad (9.1)$$

Las unidades empleadas son kWh para la energía y €/kWh para el precio.

Los vehículos están también sujetos al límite técnico de la máxima cantidad de energía que pueden entregar durante una franja de tiempo, E^{max} . Así, la máxima energía que un vehículo i puede entregar en una franja de tiempo no puede superar esta cantidad o la energía disponible para venta, x_i^0 :

$$x_i^{max} = \min\{x_i^0, E^{max}\} \quad (9.2)$$

De forma que la oferta total de energía en una zona con N vehículos ofertantes es el compacto:

$$\Omega = [0, x_1^{max}] \times [0, x_2^{max}] \times \dots \times [0, x_n^{max}] \subset \mathfrak{R}^n \quad (9.3)$$

Dada la energía total demandada por los vehículos demandantes de la zona analizada, $D > 0$, se define la función de coste medio como:

$$f(\mathbf{x}) = f(x_1, \dots, x_n) = \frac{1}{D} \sum_{i=1}^N p_i(x_i) \cdot x_i, \mathbf{x} \in \Omega \quad (9.4)$$

Así, el equilibrio entre oferta y demanda resuelve el problema de optimización para la zona y franja de tiempo estudiados:

$$\text{Min } f(\mathbf{x}) \text{ sujeto a } \sum_{i=1}^N x_i = D \quad (9.5)$$

Si llamamos Ω_1 al conjunto de puntos de Ω que satisfacen (9.5), éste conjunto sólo es diferente del vacío si y sólo si:

$$\sum_{i=1}^N x_i^{max} > D \quad (9.6)$$

Esto es: la solución al problema de reparto tendrá solución mientras los vehículos ofertantes de la zona puedan proporcionar la energía demandada por los otros vehículos. En base a la función de oferta de los vehículos (9.1), el precio de dicha energía estará comprendido entre el máximo precio de la recarga nocturna y el precio la red. En caso de que no haya suficiente oferta, la restante energía deberá ser adquirida de la red al precio correspondiente.

9.3.3. Formulación cuadrática

El problema planteado en (9.5) puede expresarse como una programación cuadrática con una función de costes:

$$f(\mathbf{x}) = \mathbf{x}^T \mathbf{Q} \mathbf{x} + \mathbf{c}^T \mathbf{x} \quad (9.7)$$

$$\mathbf{Q} = \frac{1}{D} \text{diag}(\alpha_1, \dots, \alpha_n); \mathbf{c} = \frac{p^{min}}{D} (1, \dots, 1)^T$$

y las siguientes restricciones lineales $g_i(\mathbf{x}) \leq 0$ y $h(\mathbf{x}) = 0$:

$$g_j(\mathbf{x}) = x_j - x_j^{max}, j = 1, \dots, n; h(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^N (x_i) - D \quad (9.8)$$

Notar que una solución $\mathbf{x}^*$ del problema (9.5)-(9.7)-(9.8) satisface implícitamente $\mathbf{x}^* > 0$ (i.e. $x_i^* > 0 \square i$). Las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker que deben satisfacerse son:

$$\left. \frac{\partial f}{\partial x_i} \right|_{\mathbf{x}^*} = \sum_{j=1}^N \mu_j \left. \frac{\partial g_j}{\partial x_i} \right|_{\mathbf{x}^*} + \lambda \left. \frac{\partial h}{\partial x_i} \right|_{\mathbf{x}^*}; i = 1, \dots, n \quad (9.9)$$

$$\mu_j \leq 0, j = 1, \dots, n$$

$$\mu_j g_j(\mathbf{x}^*) = 0, j = 1, \dots, n$$

$$h(\mathbf{x}^*) = 0, j = 1, \dots, n$$

que para (9.7)-(9.8) toman la forma de:

$$\frac{2\alpha_i x_i + p^{min}}{D} = \mu_i + \lambda; i = 1, \dots, n \quad (9.10)$$

$$\mu_j \leq 0, j = 1, \dots, n \quad (9.11)$$

$$\mu_j (x_j - x_j^{max}) = 0, j = 1, \dots, n \quad (9.12)$$

$$\sum_{i=1}^N x_i = D, j = 1, \dots, n \quad (9.13)$$

9.3.4. Algoritmo para resolver el problema

Al ser $\mathbf{Q}$ una matriz (diagonal) definida positiva el problema es resoluble computacionalmente. El algoritmo aquí propuesto para su solución es el siguiente:

1. Comenzar asumiendo que el mínimo se alcanza en el interior de Ω . De esta forma, $\mu_j = 0 \quad \forall j$, obteniendo:

$$x_i^* = D \frac{x_i^0}{\sum_{k=1}^N x_k^0}, i = 1, \dots, N \quad (9.14)$$

2. Si $x_i^* \leq x^{max} \quad \forall i$ entonces $\mathbf{x}^*$ está en Ω y resuelve el problema. Si $x_i^* > x^{max}$ para algún i , ir al paso 3.
3. Considerando $J \subset \{1, \dots, N\}$ el subconjunto de índices para los que $x_j^* > x^{max}$ con $j \in J$. Fijamos para los restantes pasos del algoritmo $x_j^* = x^{max}$ y resolvemos el sistema compuesto por (9.10) y (9.13). Luego $\mu_j < 0, \quad \forall j \in J$ y los restantes componentes $x_i^*, i \in \{1, \dots, N\} \setminus J$.
4. Si $x_i^* \leq x^{max} \quad \forall i \in \{1, \dots, N\} \setminus J$, entonces $\mathbf{x}^*$ resuelve el problema. En caso contrario, deben añadirse al conjunto J aquellos índices j para los que $x_j^* > x^{max}$ y repetir el paso anterior.

El algoritmo termina en un número máximo de N iteraciones.

9.3.5. Análisis del modelo para dos vehículos

En el presente apartado se analiza el modelo para el caso de dos vehículos. Pueden distinguirse tres casos en función de la energía disponible en los vehículos:

1. Ambos vehículos tienen disponible una energía inferior o igual a E^{max} : $x_1^* \leq E^{max}, x_2^* \leq E^{max}$.
2. Un vehículo tiene disponible una energía superior a E^{max} y el otro igual o inferior: $x_1^* > E^{max}, x_2^* \leq E^{max}$.
3. Ambos vehículos tienen disponible una energía superior a E^{max} : $x_1^* > x_2^* > E^{max}$.

9.3.5.1. CASO 1

En este primer caso se distinguen dos tramos de la curva en función de la energía demanda. Si la energía demandada supera la energía disponible en los vehículos, la restante energía se suministra mediante la red y el precio será el demandado por ésta. Si la energía demandada es inferior a la disponible en los vehículos, el algoritmo se detiene en el paso 2. Cada uno de los vehículos entrega una energía:

$$x_i^* = D \frac{x_i^0}{x_1^0 + x_2^0}, i = 1, 2, D \leq x_1^0 + x_2^0 \quad (9.15)$$

$$x_1^* = x_1^0 ; x_2^* = x_2^0 , D > x_1^0 + x_2^0$$

El precio $p(x_1, x_2)$ de la energía en función de la demanda es:

$$p(x_1, x_2) = D \frac{p^{max} - p^{min}}{x_1^0 + x_2^0} + p^{min} , D \leq x_1^0 + x_2^0$$

$$p(x_1, x_2) = p^{max} , D > x_1^0 + x_2^0$$
(9.16)

La forma de la curva de coste puede verse en la Figura 9.2.

Figura 9.2. Curva de costes para el caso 1.

9.3.5.2. CASO 2

Respecto al caso anterior, en el segundo caso se distinguen un tramo adicional de la curva de precio, en función de si el algoritmo se detiene o no en el paso 2. Teniendo en cuenta (9.2) y (9.15), esto se produce si:

$$x_1^* = D \frac{x_1^0}{x_1^0 + x_2^0} > E^{max}$$

$$D > E^{max} \frac{x_1^0 + x_2^0}{x_1^0} = E^{max} \left(1 + \frac{x_2^0}{x_1^0} \right)$$
(9.17)

El precio $p(x_1, x_2)$ de la energía en función de la demanda es:

$$p(x_1, x_2) = D \frac{p^{max} - p^{min}}{x_1^0 + x_2^0} + p^{min} , D \leq E^{max} \left(1 + \frac{x_2^0}{x_1^0} \right)$$

$$p(x_1, x_2) = D \frac{p^{max} - p^{min}}{E^{max} + x_2^0} + p^{min} , E^{max} \left(1 + \frac{x_2^0}{x_1^0} \right) < D$$

$$\leq E^{max} + x_2^0$$

$$p(x_1, x_2) = p^{max} , D > E^{max} + x_2^0$$
(9.18)

La forma de la curva de coste puede verse en la Figura 9.3. Puede observarse que la pendiente en el tramo inicial es más reducida al existir competencia entre el vehículo 1 y el vehículo 2. Una vez que el vehículo 1 llega a su límite técnico, el VE no tiene más competencia que la red eléctrica y la curva de costes presenta una mayor pendiente.

Figura 9.3. Curva de costes para el caso 2.

9.3.5.3. CASO 3

Este último caso es parejo al caso anterior. Nuevamente el primer vehículo alcanzará su límite técnico antes de que lo haga el segundo. La diferencia estriba en que el vehículo 2 también alcanzará su límite técnico antes de descargar por completo su batería, con lo que se producirá una discontinuidad en la curva de costes en el caso de que la demanda exceda el límite técnico de ambos vehículos. De esta forma, el precio $p(x_1, x_2)$ de la energía en función de la demanda es:

$$\begin{aligned}
 p(x_1, x_2) &= D \frac{p^{max} - p^{min}}{x_1^0 + x_2^0} + p^{min}, D \leq E^{max} \left(1 + \frac{x_2^0}{x_1^0} \right) \\
 p(x_1, x_2) &= D \frac{p^{max} - p^{min}}{E^{max} + x_2^0} + p^{min}, E^{max} \left(1 + \frac{x_2^0}{x_1^0} \right) < D \leq 2E^{max} \\
 p(x_1, x_2) &= p^{max}, D > 2E^{max}
 \end{aligned} \quad (9.19)$$

La forma de la curva de coste puede verse en la Figura 9.4.

Figura 9.4. Curva de costes para el caso 3.

9.3.6. Generalización para n vehículos. Suma horizontal de funciones de oferta.

En teoría de microeconomía, una curva de oferta de un productor puede definirse de una forma idéntica a la vista en (9.1):

$$p_i(x_i) = \alpha_i x_i + p^{min} \quad (9.1)$$

Considerando el límite de la energía que pueden entregar, pueden distinguirse dos tipos de vehículos: aquellos cuya energía almacenada es inferior o igual a E^{max} y aquellos cuya energía almacenada es superior a E^{max} . Sus curvas de coste se representan en la Figura 9.5:

Figura 9.5. Curvas de costes para los vehículos (a) $x^l \leq E^{max}$. (b) $x^l > E^{max}$.

La curva de oferta de un conjunto de vehículos, denominada curva de oferta de la industria, es la suma horizontal de las funciones de oferta de cada uno de los vehículos vendedores de energía. Su aplicación puede verse en la Figura 9.6:

Figura 9.6. Cálculo de la curva de oferta de la industria para dos vehículos.

Típicamente, el cálculo de la cantidad de energía correspondiente a cada vehículo ofertante en el mercado, para una cierta curva de demanda previamente obtenida, se realiza de la siguiente forma:

1. Se obtiene la curva de oferta de la industria (en nuestro caso, los VE) y se calcula su corte con la curva de demanda. El punto resultante indica el par cantidad demandada - precio del equilibrio oferta-demanda.
2. Con el precio del equilibrio, a partir de la curva de oferta de cada ofertante se obtiene la energía vendida correspondiente.

Este método es sólo plausible si y sólo si las curvas de oferta de los vehículos son crecientes. Puede observarse que el resultado de aplicar el algoritmo anterior es idéntico al del algoritmo de reparto de energía detallado anteriormente.

9.4. Programación de la recarga intradiaria de los vehículos eléctricos

Determinar la oferta y la demanda es el primer paso para el estudio del mercado propuesto. La oferta está constituida por los VE que no requieren de recarga intradiaria, por lo que su localización espacio-temporal es conocida. La cantidad de energía disponible por estos vehículos en todo momento no lo es, ya que la energía suministrada en un periodo anterior dejará de estarlo en el siguiente. Puede suponerse que, atendiendo a la gran proporción de vehículos ofertantes frente a los demandantes (apartado 5.5.2), los vehículos ofertarán toda su energía disponible y que esta cantidad no variará mucho de periodo en periodo. Además, al ser el reparto proporcional a la energía almacenada por el vehículo mientras no haya restricciones del cargador, esta proporción en el reparto se mantendrá entre periodos, no habiendo grandes incentivos a que los vehículos no oferten en todos los periodos.

La determinación de la demanda resulta más compleja, ya que debe ser compatible con la agenda del usuario. Este problema tiene diferentes enfoques, tal y como se estudió en el estado del arte. El empleado aquí parte del modelo de consumo propuesto en el apartado 5.5 y de una adicional: los usuarios buscarán optimizar el coste de la recarga de sus vehículos en base al precio de la red eléctrica. Esto se traduce en el siguiente enunciado: dado el estado inicial de carga del vehículo y una serie de viajes que completar con éste a lo largo del día, los usuarios programarán sus recargas intradiarias de forma que el nivel de carga de la batería se mantenga dentro de sus límites de funcionamiento al menor coste posible.

El algoritmo para calcular el coste de la recarga intradiaria de los VE (y por tanto su localización y cuantificación) se presenta como el siguiente problema de programación lineal:

$$\text{Min} \left[\sum_{t=T_{le}}^{T_{sal}} cod(t) \cdot Pr(t) \right] \quad (9.20)$$

s.a.

$$SOC_{min} \leq soc(t) \leq SOC_{max} \quad (9.21)$$

$$0 \leq i(t) \leq \eta_c \cdot CR \cdot \Delta t \quad (9.22)$$

$$soc(t) = soc(t-1) + i(t) - O(t) \quad (9.23)$$

$$cod(t) = VA(t) \cdot i(t) / \eta_c \quad (9.24)$$

Las variables y parámetros empleados en las ecuaciones se detallan en la Tabla 9.1. La función objetivo (9.20) busca minimizar el coste de recargar el vehículo para el periodo de tiempo entre la salida del vehículo (con la batería completamente cargada) y su llegada al punto de destino final. La restricción (9.21) fija los límites del estado de carga (soc) de la batería. La restricción (9.22) se refiere al límite de la potencia de carga, que se ha dejado

idéntico para todos los puntos de carga por hipótesis. La ecuación (9.23) hace referencia a la evolución del *soc* de la batería, siendo igual al nivel de carga del periodo anterior más la energía cargada ($i(t)$) menos la energía descargada ($O(t)$) en ese periodo. Por último, la ecuación (9.24) aúna el rendimiento de la carga (η_c) y la disponibilidad del vehículo para cargar durante la franja seleccionada ($VA(t)$). Este parámetro es cero si el vehículo se está desplazando y uno si está aparcado.

Nótese que, para reducir el número de ecuaciones utilizadas en (9.23) se emplea la energía descargada por conducción como un vector de constantes. Esto implique que hay que asegurarse que los momentos en los que este valor no sea cero no haya disponibilidad de carga ($O(t)>0 \rightarrow VA(t)=0$).

Tabla 9.1. Variables y parámetros del modelo de optimización.

Símbolo	Descripción	Valor	Unidad
$Pr(t)$	Precio horario de la energía	[Pr]t	€/kWh
$VA(t)$	Disponibilidad de carga	[0,1]t	-
CR	Límite de carga	3,52	kWh
$O(t)$	Energía descargada por conducción	[O]t	kWh
η_c	Rendimiento de carga	0,95	-
SOC_{min}	Límite inferior del SOC	0	kWh
SOC_{max}	Límite superior del SOC	20	kWh
$soc(0)$	SOC inicial	20	kWh
$i(t)$	Energía cargada en la batería	-	kWh
$cod(t)$	Energía cargada desde el sistema	-	kWh

Puede notarse que, caso de aplicar el problema a los vehículos de los grupos A y C, se obtendrían los resultados esperables: para el grupo A el coste es 0; para el grupo C no existe solución factible.

En la Figura 9.7 se muestra el resultado de aplicar el algoritmo de optimización para el caso de un vehículo particular. El agente realiza tres viajes a lo largo del día entre tres zonas diferentes (identificadas por las franjas de colores en la figura): el primero entre las 06:45 y las 7:30 (22 km); el segundo entre las 12:30 y las 13:45 (62 km) y el tercero entre las 18:30 y las 19:15 (52 km). La distancia total recorrida es de 136 km, lo que, para un consumo de 0,179 kWh/km, supone un consumo de 24,3 kWh. Como la batería está limitada a un rango efectivo de 20 kWh (se ha considerado el SOC como una medida de la energía restante en la batería), resulta necesario para el agente realizar al menos una recarga intermedia para poder completar sus actividades diarias.

En efecto, se realizan dos recargas a lo largo del día. La primera se da entre las 07:30 y las 08:00, donde el precio es óptimo para el primer periodo de tiempo en que el vehículo está aparcado. El vehículo se carga todo lo posible, ya que la energía es la más barata durante este

corto periodo, deteniéndose una vez pasa a una franja con un periodo con mayor coste que el venidero. La segunda recarga sucede así entre las 15:00 y las 15:30, el periodo más barato antes de iniciar el último viaje, llegando a su destino final con el mínimo SOC posible. De esta forma el vehículo no ha recargado más energía de la estrictamente necesaria para poder completar su viaje; es decir, energía más costosa que la que podrá recargar durante la noche. Nótese que la carga nocturna no se ha considerado en el esquema de carga.

Figura 9.7. Evolución del SOC de una batería usando el algoritmo de optimización de carga.

9.5. Análisis de la recarga intradiaria

9.5.1. Demanda de energía asociada a la recarga intradiaria

Una vez realizada la programación de la recarga intradiaria, puede agruparse la energía demandada por los diferentes vehículos para obtener una curva de evolución de la demanda. En la Figura 9.8 se cruza esta curva (azul) con la curva de precio de la electricidad (verde) y el número de vehículos en ruta en cada franja de tiempo (rojo). Respecto a esta última, puede observarse que el perfil de los desplazamientos de vehículos es muy similar a los perfiles de demanda que se mostraron en la Figura 6.7.

Figura 9.8. Dependencia de la recarga intradiaria con el precio de la energía y la agenda de los usuarios.

Puede observarse que al comienzo del día la mayoría de conductores aún no han empezado con sus actividades, permaneciendo en casa. Así, o bien no pueden así beneficiarse de los precios bajos de la energía durante este tiempo, o bien aprovechan para recargar las baterías tras la jornada anterior. Los primeros desplazamientos aparecen entre las 4:30 y 5:00 y así las primeras recargas se dan nada más llegan los vehículos al punto de destino, nuevamente debido a los bajos precios nocturnos.

La escalada de la energía prosigue hasta las 8:00, con alguna bajada abrupta fruto del incremento de un escalón en el precio al cambiar de hora. A las 8:00 este escalón es sensiblemente mayor y el coste en este periodo, superior al de franjas posteriores. Así, la energía cargada permanece en niveles bajos hasta las 12:00, en la que el precio alcanza un mínimo local.

El mínimo intradiario se tiene a las 15:00, momento empleado por la mayoría de vehículos para cargar y en el que se alcanza el pico de demanda energética intradiaria de los vehículos (recordar que la mayor punta del día seguiría estando durante las horas de la noche). La hora siguiente presenta el segundo precio más bajo, lo que se refleja en una caída abrupta en una demanda aún elevada. Estos periodos coinciden además con la proximidad a un gran aumento en el número de desplazamientos, por lo que son muchos los conductores que pueden beneficiarse de estos precios más reducidos.

No ocurre así a las 21:00 de la noche, el siguiente mínimo local. El consumo en esta franja es significativo, pero no alcanza el nivel del apreciado a las 12:00 con un coste bastante mayor. Al igual que en horas anteriores, el bajo número de viajes restantes lastra el consumo a esta hora.

A lo largo de una misma franja también es posible apreciar la influencia de la movilidad. La diferencia entre la energía cargada al principio de un periodo y al final del mismo está relacionada con el número de vehículos que van llegando a una zona y con el número de los que salen. Así, al principio del día la energía cargada en cada periodo va creciendo, mientras que en franjas posteriores la energía tiende a ir decreciendo.

9.5.2. Localización de cargadores

La programación de la recarga intradiaria, junto con los datos de movilidad proporcionados por FEATHERS (apartado 5.4), permite conocer cuándo y dónde se realiza la misma y qué cantidad se demanda. La Figura 9.9 muestra la distribución del número total de recargas intradiarias y la energía correspondiente en cada una de las zonas de movilidad. Se aprecia que ambas magnitudes no están homogéneamente repartidas en la región, sino que hay algunas en las que la energía demandada es sensiblemente superior al resto. Aunque existe relación entre la cantidad de energía demandada y el número de recargas realizadas, ésta no es directa: por ejemplo, la zona con mayor energía demandada (zona 904) ocupa el tercer puesto en el número de recargas realizadas.

Figura 9.9. Número de cargas y energía demandada por zona.

Además, el modelo de movilidad empleado proporciona información relativa al tipo de actividad que realizan los conductores a lo largo del día. Cruzando estos datos puede obtenerse información sobre el tipo de actividad que realizan los conductores mientras recargan sus vehículos. Esto permite afinar en mayor detalle la localización de la recarga de

los vehículos y, a la postre, decidir en qué lugares resulta más interesante instalar puntos de recarga.

En la Figura 9.10 a la izquierda se tiene el número de cargas realizado en Flandes por cada tipo de actividad que lleva a cabo el usuario. Como era de esperar, la mayor proporción pertenece a la de casa y trabajo, siendo el resto de menor importancia. La siguiente actividad de importancia es la de la compra, seguida del transporte de pasajeros.

Figura 9.10. Izquierda: número de cargas según actividad realizada en el conjunto de Flandes. Derecha: número de cargas según actividad para la zona 1674.

Este análisis puede hacerse por detallado para cada zona. Así, en la Figura 9.10 derecha se tiene un cuadro bastante diferente al del global. La actividad más importante ha pasado a ser la de las compras, seguidos de la casa y el trabajo; la sección de otras actividades no se considera aquí. Por su parte, la recarga durante el uso de servicios (por ejemplo, servicios médicos) presenta una actividad significativa.

9.6. Resultados del modelo de mercado de energía diario

Una vez definidas la oferta y demanda del sistema se estudia el funcionamiento del modelo de mercado propuesto de transferencia de energía durante un día completo. El mercado actúa entre las 06:00-24:00, mientras que en las horas anteriores los vehículos recargan directamente de la red haciendo uso de las menores tarifas de la red.

En el presente apartado se realiza el estudio durante las horas en las que está activo el mercado. Se deja para el siguiente el estudio de la recarga nocturna, que se verá influenciada por los resultados de la carga nocturna: los vehículos que oferten en mercado deberán recargar una cantidad de energía adicional correspondiente a la que hayan entregado en mercado. Para el análisis se supondrá que todos los vehículos de los conjuntos A y B (ofertantes y demandantes) han recargado sus baterías durante la noche al máximo (bien el límite técnico

de potencia, bien la máxima potencia que pueden cargar en su estancia nocturna), y que lo han hecho durante las horas de menor coste de la energía (00:00-06:00).

El precio máximo durante la noche, p_{noc}^{max} , actúa de referencia como el precio mínimo del mercado, p^{min} , según lo visto anteriormente en (9.1). La relación entre ambos es:

$$p^{min} \leq \frac{p_{noc}^{max}}{\eta_c \eta_d} \quad (9.25)$$

Con η_c el rendimiento de la carga de la batería y η_d el rendimiento de su descarga. Las restantes pérdidas, las debidas a la carga del vehículo demandante, son asumidas por éste.

9.6.1. Tipos de zona en función de la oferta

El funcionamiento del mercado de energía diario supone una reducción del precio de la energía demandada por los vehículos que en ella recargan. Esta reducción del precio no es idéntica en todas las zonas ni para todas las franjas de tiempo consideradas. En efecto, el precio final del mercado en una franja es función del precio de la red, los vehículos ofertantes y los vehículos demandantes, lo que incluye las condiciones en que estos se presenten (número y energía).

Es posible entonces que una zona experimente grandes variaciones en el precio de la energía a lo largo del día. No obstante, y como se verá, esto no suele ser muy frecuente, siendo sólo destacable en las zonas con un escaso número de vehículos ofertantes. De esta forma, las zonas pueden clasificarse en tres categorías:

- Tipo 1: zonas donde la variación de precio es reducida, próxima a P_{min} . Estas zonas se caracterizan por un número muy elevado de vehículos ofertantes y un muy inferior número de vehículos demandantes a lo largo del día. El precio se sitúa en torno al precio mínimo.
- Tipo 2: zonas donde la variación del precio es moderada. Estas zonas se caracterizan por un número muy elevado de vehículos ofertantes y un más apreciable número de vehículos demandantes en algunos momentos del día.
- Tipo 3: zonas donde la variación el precio puede alcanzar el de la red. Estas zonas se caracterizan por un número de vehículos ofertantes superior o igual al de vehículos demandantes, con lo que el mercado puede alcanzar el precio de la red si la potencia demandada supera a la potencia disponible; aunque los vehículos ofertantes puedan tener más energía disponible que la demandada, la que pueden proporcionar está limitada por la potencia del cargador. Este conjunto también engloba los casos de zonas donde los vehículos ofertantes no tengan suficiente energía para hacer frente a la demanda P2P, pero son aún menos frecuentes.

Como se vio en el apartado 5.5.2, el número y energía excedente de los vehículos ofertantes (grupo A) es superior al número y energía demandada por los vehículos demandantes (grupo B). Esto implica que la mayoría de zonas pertenecerán al tipo 1, un menor número al tipo 2 y serán menos usuales las del tipo 3.

Gráficamente, la relación entre el ratio entre vehículos demandantes y ofertantes y el precio en el mercado P2P se ve en la Figura 9.11 (ratio para tres zonas) y en la Figura 9.12 (precio P2P para las tres zonas anteriores).

Figura 9.11. Ratio P2P (demanda/oferta) para tres zonas.

Figura 9.12. Precio P2P para las tres zonas anteriores.

En la zona 2350 (azul, tipo 1) hay mucha más oferta que demanda durante todo el tiempo, lo que se traduce en un precio próximo al precio mínimo durante todo el día (entre 27 y 27,62 €/MWh). El mayor ratio a lo largo del día es de 0,087, con un total de 1043 vehículos ofertantes y 91 vehículos demandantes. La energía ofertada varía entre 752,4 kWh y 990 kWh a lo largo del día, mientras que la máxima demanda durante un periodo es de 27,6 kWh. El precio máximo en esta zona coincide en el tiempo con el menor precio de la red, 47,22 €/MWh en la franja 15:00-16:00. Aun así, el precio de la red es el 171% del precio durante el mercado P2P.

La zona 2286 (en verde, tipo 2) presenta un ratio significativamente más elevado (mayor de 0,3) entre las 6:45 y las 18:15, alcanzando un ratio máximo de 0,425 a las 8:45. La energía ofertada varía entre 438 kWh y 4281 kWh, mientras que la máxima demanda es de 1329 kWh. Así, el precio de mercado durante las horas de alto ratio similar depende fuertemente de la cantidad de energía demandada, separándose del precio mínimo cuando ésta es significativa.

Finalmente, la zona 1824 (rojo, tipo 3) alcanza un ratio máximo de 1 entre 10:30 y 11:30 (1 vehículo demandante y 1 ofertante). La oferta de energía varía así entre 0,825 kWh (1 vehículo) y 5,775 kWh (7 vehículos), mientras que la demanda varía entre 0 y 5,775 kWh (x vehículos).

9.6.2. Efecto del mercado P2P en un vehículo eléctrico ofertante

La Figura 9.13 muestra la aplicación del mercado P2P desde la perspectiva de un vehículo ofertante (perteneciente al conjunto A). Su conductor viaja muy poco durante el día, empleando únicamente 2,95 kWh. Teniendo en cuenta las pérdidas por la eficiencia de la batería (95%), la energía que tiene disponible para mercado resulta en $(20-2,95) \cdot 0,95 = 16,19$ kWh.

El vehículo está aparcado en su zona inicial (color azul de fondo) hasta las 14:00, cuando sale hacia una segunda zona (rojo) a la que llega a las 14:30. Queda estacionado allí durante 45 minutos, saliendo a las 15:15 a una tercera zona (gris) en un trayecto de 30 minutos de duración. Esta vez sólo permanece allí durante 15 minutos, los mismos que emplea para alcanzar la zona de partida, en la que permanece desde las 16:15 hasta el final del día. La energía a comerciar restante en el vehículo al final del día es de 13,63 kWh (14,35 kWh de capacidad restante en la batería), lo que implica que ha vendido un total de 2,56 kWh.

Figura 9.13. Evolución de la energía excedente de un vehículo ofertante.

El mercado comienza para este vehículo a las 06:00, cuando los vehículos han terminado de cargar energía durante la noche y algunos de ellos ya han salido de casa o incluso llegado a su destino. Durante el primer periodo en el que el vehículo está aparcado (06:00-14:00) hay dos periodos de gran actividad en el mercado P2P: 06:00-08:00 y 12:00-14:00. Se refleja tanto en el precio de mercado (en verde en la Figura 9.13) con un aumento apreciable respecto al precio mínimo como en el descenso en la energía restante para mercado (esto es, el SOC de la batería). Estos periodos coinciden con aquellos en los que el precio de la red es inferior y, en consecuencia, con una mayor demanda programada.

Una vez el vehículo pasa a la zona 2 apenas intercambia energía, aun cuando el precio de la red es menor y la energía total demandada en esta franja es mayor que en la precedente. Se debe a que la proporción oferta-demanda en esta localización es mucho mayor que en la zona de partida. En la zona 3 la situación es distinta, juntándose una menor proporción oferta-demanda y una mayor demanda, con lo que la venta de energía en este periodo es elevada. Supone casi la mitad de la permitida por la potencia del cargador (un total tras pérdidas de 0,78 kWh). Finalmente, y devuelta a la zona de partida, el vehículo descarga a una menor potencia hasta el final de la franja 16:00-17:00. Acabada ésta la demanda se reduce drásticamente y apenas intercambiará energía hasta las 23:00, momento en el que deja de haber demanda en el mercado.

9.6.3. Efecto en un vehículo eléctrico demandante

La Figura 9.14 muestra la recarga intradiaria de un vehículo demandante (perteneciente al conjunto B) vista en el apartado 9.4 (Figura 9.7), la curva de precio de la red y la curva de precio del mercado P2P. Puede verse que el coste de recargar el vehículo se ha reducido

severamente, bajando de los 0,1560 € iniciales a 0,0934 €; una reducción del 40,1% en el coste de la energía intradiaria. Como cargar la batería por completo durante la noche implica un coste de 0,3056 € (entre las 00:00 y las 06:00), el ahorro total supone el 13,56% del precio diario.

Figura 9.14. Perspectiva de un vehículo demandante del mercado P2P.

La programación de la recarga intradiaria del vehículo se ha realizado atendiendo al precio de la red. Se observa que, para el primer periodo de carga (07:30-08:00), el precio de la energía no está muy por encima del precio mínimo de mercado, con lo que se puede considerar óptimo. No ocurre así con el segundo periodo de carga (15:00-16:00), durante el cual la mayor demanda por el menor coste de la red, junto a una relación demanda-oferta más pareja que en zonas precedentes (propio del Tipo 2), conlleva un leve aumento del precio que aleja el coste total del óptimo para el vehículo. Así, una posible estrategia más favorable consistiría en cargar el vehículo al máximo durante el primer estacionamiento y desplazar la segunda carga en el tiempo a horas anteriores o posteriores.

9.7. Impacto en la recarga nocturna

9.7.1. Capacidad de almacenamiento de energía nocturna

Una vez realizado el análisis del mercado diario queda por analizar la recarga nocturna. Ello conlleva conocer las curvas de recarga de los vehículos correspondientes a la necesaria para completar sus actividades, a la máxima energía que éstos pueden recargar por la noche y a la que recargan de forma efectiva tras la aplicación del mercado P2P propuesto. La diferencia entre las distintas curvas dará tanto la energía total disponible para los intercambios como la energía desplazada de forma efectiva del día a la noche. También podrá conocerse el

coste de la recarga de los vehículos y el beneficio obtenido con el intercambio, que dependerá de las franjas de tiempo en que los vehículos puedan recargar.

Así pues, el algoritmo de recarga debe realizar la programación de la recarga del VE que suponga el menor coste posible. Para ello habrá de tener en cuenta el periodo de tiempo que el vehículo está en el hogar tras el fin de la jornada, la curva de precio de la energía eléctrica en dicho periodo, la energía demandada y las características del cargador y la batería implicadas. Respecto a esta última, se ha considerado una potencia de carga de 3,52 kW (220 V y 16 A, con un factor de potencia unidad, lo que se traduce en una potencia algo menor de la máxima contemplada en la ITC BT-52, 3,68 Kw, que se tiene con 230 V [96]), una batería con una carga útil de 20 kWh y un rendimiento 0,95 para la carga. Esto supone una potencia efectiva de 3,34 kW y un tiempo de carga de 6 horas de duración.

El algoritmo visto para la programación diurna de los vehículos en 9.4 puede aplicarse de forma casi directa a la programación de la recarga nocturna. Únicamente es necesario fijar los términos inicial y final del estado de carga. La descarga debida a la conducción tomará un valor nulo, con lo que la variable que representa a ésta puede eliminarse. Respecto a la variable correspondiente a la posibilidad de recargar el VE, $VCA(t)$, existen dos posibilidades según se considere un periodo de tiempo idéntico para todos los vehículos o único para cada uno de ellos. Si el periodo es el mismo para todos, entonces tomará un valor uno durante el tiempo entre el último desplazamiento de la jornada anterior y el primera de la jornada siguiente; si es del vehículo en particular, entonces siempre tomará el valor uno y puede descartarse su uso en la formulación del problema.

No obstante, gracias a que el vehículo está siempre cargando, cabe la posibilidad de reducir el problema de programación lineal al siguiente:

$$\text{Min} \left[\sum_{t=T_{lle}}^{T_{sal}} \frac{i(t) \cdot Pr(t)}{\eta_c} \right] \quad (9.26)$$

Sujeto a:

$$0 \leq i(t) \leq \eta_{eff} \cdot CR \cdot VCA(t) \quad (9.27)$$

$$soc(T_{sal}) - soc(T_{lle}) = \sum_t i(t) \quad (9.28)$$

Donde el principal cambio reside en la restricción (9.28), ya que al no descargarse la batería, se iguala el total de la energía a cargar (la diferencia entre el SOC a la salida, $soc(T_{sal})$, y a la llegada, $soc(T_{lle})$) como la suma de las energías cargadas en las distintas franjas de tiempo. De esta forma se elimina la restricción (9.21), relativa a los límites superior e inferior del SOC: no hay posibilidad de descender por debajo de SOC_{min} y tampoco de

superar SOC_{max} . Por otro lado, se ha procedido a la reagrupación de las restricciones restantes. La nueva función objetivo (9.26) combina la anterior función objetivo (9.20) y la restricción (9.24), ya que el cociente $i(t)/\eta_{eff}$ es igual a la energía efectiva entregada al vehículo más las pérdidas. Por otro lado, la restricción (9.27) es combinación de las restricciones (9.22) y (9.24), de forma que un vehículo sólo puede cargar en la franja t si está disponible ($VCA(t)=1$) y sólo hasta un máximo igual a CR .

No obstante, este algoritmo, al igual que el anterior, presenta el problema de la continuidad de la recarga. Es decir, que un resultado que interrumpa la recarga puede ser equivalente a uno que no lo haga (tiene el mismo peso en la función objetivo), lo que no constituye una solución realista. Esto puede solucionarse mediante un programa posterior, pero dada la sencillez del algoritmo de programación lineal, pueden combinarse ambos en un único algoritmo. Este algoritmo de recarga nocturna es el siguiente:

- Ordenar por precio las franjas de recarga. Para un vehículo que recargue entre las 00:00 y las 07:00, con franjas horarias de un cuarto de hora y un precio horario como el visto anteriormente, la ordenación sería [17-20,13-16,9-12,21-24,5-8,1-4,25-28].
- Asignar la máxima energía posible a cargar a cada una de las franjas disponibles según el orden anterior. Esta energía a asignar es, bien el límite dado por el cargador (potencia máxima, rendimiento), bien la energía restante por asignar. Así, si la energía total requerida por un VE fuera de 5,5 kWh, se asignarían aproximadamente 0,83 kWh a las franjas [17-20,13-14] y la energía restante a la franja 15. Se tendría la curva de recarga de la Figura 9.15.

Figura 9.15. Asignación inicial de recarga nocturna.

- Reordenar el último grupo de franjas asignadas. Los grupos de franjas anteriores quedan asignadas a la máxima potencia, con lo que no cabe reordenarlas. Para el

último grupo de franjas, al asignarse antes las primeras franjas (13 antes que 14, 14 antes que 15, etc.), sólo cabe reordenarlas si no hay actividad en el grupo anterior de franjas y lo hay en el siguiente. Si es el caso, como en el ejemplo dado, la nueva ordenación será la simétrica a la anterior: se intercambian entre sí la primera y cuarta franjas y la segunda y la tercera. Para el caso mostrado, se tendría la asignación de la Figura 9.16.

Figura 9.16. Reordenación de la recarga nocturna.

El esquema de funcionamiento del algoritmo de carga se resume en la Figura 9.17.

Nótese que no se han tenido en cuenta las pérdidas debidas a la autodescarga de la batería por ser éstas muy reducidas. En caso de que se quieran considerar, sí sería necesario aplicar un algoritmo de optimización lineal similar al descrito inicialmente, considerando dicha autodescarga. Al ser las pérdidas por autodescarga proporcionales a la energía instantánea de la batería, a igualdad de precio entre dos franjas, recargar en un periodo de tiempo anterior implica un coste levemente mayor que en uno posterior, lo que ordenada por sí misma las franjas en que se realiza la recarga. Como alternativa, puede aplicarse el anterior algoritmo junto con una pequeña carga poco antes de partir cuyo coste no será significativo.

A continuación se muestran cuatro ejemplos de aplicación del algoritmo. Los datos correspondientes a los vehículos se presentan en la Tabla 9.2. Nótese que la potencia máxima se refiere a la vista desde la red, debiéndose descontar en la energía entregada al vehículo las pérdidas debidas al rendimiento. Se han empleado franjas de un cuarto de hora.

9. Intercambio de energía en un mercado entre pares de vehículos

Figura 9.17. Esquema del algoritmo de programación de la carga nocturna.

Tabla 9.2. Ejemplos de recarga nocturna.

Caso	A	B	C	D
Energía (kWh)	3	20	20	20
Franja entrada	23:00	23:00	20:00	23:00
Franja salida	08:00	08:00	05:00	08:00
Potencia máxima (kW)	3,52	3,52	3,52	10,00

Figura 9.18. Recarga nocturna. Caso A.

El caso A responde a la carga más sencilla, aquella que puede completarse en un periodo en el que no hay cambio de precios. La recarga se produce durante el periodo de menor coste (04:00-05:00) y no es necesario realizar ninguna reordenación.

Figura 9.19. Recarga nocturna. Caso B.

El caso B presenta una recarga completa (20 kWh) con las mismas características que el caso A, estancia entre las 23:00 y las 08:00 y potencia máxima de 3,52 kWh. Esto implica que la carga se completa en seis horas. Debido al precio de la energía de los diferentes periodos, la recarga se produce entre las 00:00 y las 06:00. Al ser en la primera franja en la que se entrega menor energía, es necesario reordenar el tiempo de carga.

Figura 9.20. Recarga nocturna. Caso C.

El caso C presenta una recarga completa con un periodo de recarga entre las 21:00 y las 05:00. Debido al menor coste de la energía entre las 21:00 y las 23:00 frente al periodo 23:00-24:00, se produce una interrupción de la recarga a las 22:00, reanudándose una vez ha bajado el coste a las 00:00. El coste de esta recarga es mayor que para el caso C, ya que el periodo de las 05:00-07:00 es sustituido por el menos económico 21:00-23:00. Este caso requiere la interrupción de la recarga, pero no necesariamente la reordenación que se muestra en la figura.

Figura 9.21. Recarga nocturna. Caso D.

El caso D ilustra un caso con mayor potencia de recarga, elevándola a 10 kW, casi tres veces la empleada en el resto de casos. Esto permite reducir el periodo de carga a dos horas y cuarto, concretamente entre las 02:45 y las 05:00, que sería el mismo periodo que requeriría

una recarga de 8,3 kWh con la potencia anterior de 3,3 kW. Esta asignación sí ha requerido una reordenación.

En la Figura 9.22 se muestra, para el esquema de precios usado anteriormente (en verde), el total de energía recargada por los usuarios para completar la jornada (azul), la máxima energía que éstos pudieran cargar (rojo) y la energía cargada de forma efectiva para satisfacer el mercado P2P (negro). Las curvas emplean franjas de quince minutos.

Figura 9.22. Energía recargada tras la jornada diaria.

Puede observarse que prácticamente toda la energía se recarga en el periodo entre las 00:00 y las 06:00, lo que se corresponde tanto con el periodo nocturno en que el coste de la energía es menor como con el tiempo necesario para completar una recarga completa de la batería. Hay una cierta carga durante el periodo 21:00-23:00, que, como se vio anteriormente, corresponde a vehículos que deben concluir la recarga con cierta anterioridad. En la curva de máxima energía a cargar también hay una leve carga en el periodo 15:00-16:00, correspondiente a vehículos que inician y acaban pronto su jornada, ya que el precio de la energía en este periodo es menor que en el periodo 21:00-22:00 pero mayor que en el periodo 00:00-06:00.

La mínima energía total a cargar por la noche presenta un pico de 915 MWh en la franja 04:00-04:15, lo que equivale a una potencia de 3,66 GW. El pico para la máxima energía es levemente superior, de 920 MWh (3,67 GW), pero se mantiene durante más tiempo, entre las 00:30 y las 05:15, cayendo levemente hasta las 06:00, a partir de donde cae bruscamente hasta unos niveles muy reducidos entre las 6:45 y las 08:00. Hay algo de actividad entre las 15:00 y las 17:00 y entre las 21:00 y las 24:00, pero su importancia es relativamente reducida, con un

máximo de 14,8 MWh en el periodo 21:15-21:30. La máxima energía total a cargar por la noche es de 22,03 GWh, casi el triple de la mínima energía total a cargar, de 8,87 GWh.

La Tabla 9.3 lista la diferencia agrupa las diferencias entre ambas curvas, siendo la energía excedente por cada periodo de recarga y el precio de la energía en dicha franja (sin considerar el sobre coste debido a las pérdidas).

Tabla 9.3. Precio (€/MWh), energía mínima necesaria, energía máxima disponible y energía del mercado P2P (MWh) por franja horaria.

Hora	Precio	E _{min}	E _{max}	E _{V2V}	Hora	Precio	E _{min}	E _{max}	E _{V2V}
00	25,04	504,3	3601,4	510,6	12	51,00	0	0	0
01	20,95	711,8	3679,9	733,7	13	51,49	0	0	0
02	16,50	1342,1	3679,9	1454,1	14	51,40	0	0	0
03	5,69	1974,4	3679,9	2199,5	15	47,22	7,5	29,6	7,5
04	5,33	3173,9	3677,8	3409,7	16	49,93	0	0	0
05	19,10	923,3	3608,7	973,9	17	58,61	0	0	0
06	37,63	5,0	10,5	5,1	18	68,36	0	0	0
07	46,04	0	0,4	0,2	19	61,34	0	0	0
08	54,51	0	0	0	20	57,20	0	0	0
09	55,68	0	0	0	21	48,29	18,7	34,6	18,8
10	52,70	0	0	0	22	49,70	2,2	3,2	2,2
11	51,72	0	0	0	23	50,77	1,0	1,7	1,0

Cabe señalar que el mercado P2PEE no ha supuesto supone un incremento significativo en la energía cargada en horas diferente a la noche (00:00-06:00) frente a la mínima necesaria. Para afinar más en los cálculos puede reducirse la energía disponible por los vehículos ofertantes a aquella disponible durante el periodo nocturno, pero no se obtendrían cambios importantes.

9.8. Consideraciones a largo plazo del mercado V2V

En el apartado anterior se han visto los efectos a corto plazo que presenta el sistema propuesto. El principal efecto buscado, la disminución del precio de recarga intradiaria de los vehículos del conjunto B, provoca que el precio final que los usuarios pagan difiera de la previsión de precio, que se tomó inicialmente como igual al precio de energía de la red. La consecuencia directa es que la mayor demanda tenderá a concentrarse en las franjas de tiempo con menor precio, aumentando el coste de la recarga en las mismas y disminuyéndolo en aquellas cuyo coste era mayor.

A largo plazo estas previsiones no resultan verídicas. Los vehículos adaptarán sus previsiones a las facilitadas por el mercado V2V, con lo que las franjas en las que se venda la energía, los vehículos que participen del mercado y el precio al que se realice se verán

afectados por estos cambios, pero no así la energía intercambiada: el excedente de energía entre unos y otros vehículos, así como su reparto disperso en la región, garantiza que sólo unos pocos vehículos no puedan beneficiarse del mercado propuesto sin modificar sus agendas.

Para evaluar los resultados de la aplicación a largo plazo de este sistema de mercado se supondrá que en cada zona terminará habiendo un precio de equilibrio que será función de la relación entre vehículos ofertantes. De forma similar a la división de las zonas en tres tipos vista en el apartado 9.6.1, para el estudio de la afectación en la recarga de los vehículos se propone la siguiente relación entre el precio de la zona y el ratio entre vehículos ofertantes y demandantes R_{ve} de la franja horaria t y la zona z analizada:

Tabla 9.4. Precio horario del mercado y ratio entre vehículos.

Ratio entre vehículos	Precio	Nº horas·franja
$R_{ve}(h, z) \geq 5$	P_{min}	165443
$5 > R_{ve}(h, z) \geq 2$	$(P_{red}(h) + P_{min})/2$	5703
$R_{ve}(h, z) < 2$	$P_{red}(h)$	646

Ya que si el ratio es elevado el precio se asemejará al precio mínimo, si está en un punto intermedio se asemejará a un valor intermedio entre el precio de la red y si es reducido, similar al precio de la red. El número de horas·franja que tienen un ratio elevado supone el 96,3% del total, las de ratio medio son el 3,3% y las de ratio bajo, el 0,4%.

El algoritmo de recarga empleado por los vehículos es el usado anteriormente. En esta ocasión el precio en muchas franjas será similar, por lo que los vehículos cargarán aleatoriamente sin más restricción que la dada por los límites de la batería. La comparación entre las curvas de recarga inicial y a largo plazo puede verse en la Figura 9.23.

Figura 9.23. Comparación entre la recarga intradiaria inicial y la de largo plazo.

Finalmente se vuelve a ejecutar el mercado intradiario y se comprueba la validez de la previsión de precios del mercado P2PEE comparando los precios previstos con los precios resultantes del mercado. Un total de 5919 horas-franja presentan una diferencia entre la previsión y el real superior a 1 €/MWh, todas ellas correspondientes a zonas con ratio inferior a 5, mientras que en ningún momento esta diferencia es inferior a -1 €/MWh. Durante estas horas-franja no se realiza ningún intercambio de energía; en el resto de franjas con ratio inferior a 5, todas ellas menor o igual que uno, se demandan 7,5 kWh. Esta cantidad coincide con la demandada en este periodo en el caso de corto plazo. Tampoco hay cambios entre la energía total intercambiada en el caso de corto plazo y el de largo plazo.

9.9. Conclusiones

En el presente apartado se ha propuesto un modelo de mercado de intercambio de energía entre vehículos (mercado P2PEE). Tiene su base en el estudio de electrificabilidad de la flota del capítulo 5, en el que se halló que la mayor parte de los conductores sólo requieren cargar en casa, mientras que una pequeña parte necesita realizar recargas intermedias.

Este sistema se engloba dentro de las economías colaborativas, descritas en el apartado 9.2, como un mercado de redistribución: ciertos vehículos pueden cargar durante la noche un excedente de energía que, al no necesitar para cubrir sus actividades, puede ser empleado por otros que requieren de una energía adicional. Esto supone una capacidad disponible que fundamenta el sistema propuesto, uno de los cuatro puntos que debe afrontar la economía colectiva. El estudio ha comprobado la necesidad de que haya una masa crítica para obtener un precio de mercado suficientemente interesante y, por tanto, que no existe el problema de que miembros de la comunidad se beneficien de salir de ésta una vez se ha formado una confianza entre éstos. Finalmente, es un sistema que refuerza el uso de un bien colectivo, la energía.

El sistema de reparto de la energía propuesto cumple con los objetivos propuestos de constituir un sistema autónomo, sin requerir energía de la red, y de reducir el precio de la energía para el conjunto de los vehículos. Únicamente unos pocos vehículos, en zonas poco transitadas, deben continuar cargando energía de la red. El resto se beneficia de una reducción del precio de la energía de notable importancia, de forma directa (los que cargan) o indirecta (los que venden). El precio del intercambio se sitúa cercano al coste mínimo en la mayor parte de zonas, en las que el número de vehículos ofertantes es muy superior al demandante. Por esta razón, la previsión del precio por zona y hora puede hacer variar de forma significativa los momentos en los que se intercambia la energía, pero no así el precio al que éste se lleva a cabo.

Este coste mínimo depende directamente de las diferencias entre el coste de la energía de la noche y el día. Cuanto mayor sea, mayores serán los beneficios que obtendrán los usuarios de los vehículos y, por tanto, más viable será la formación y mantenimiento del sistema propuesto.

La existencia de una mínima infraestructura es condición imprescindible para su funcionamiento. Debido al coste de esta infraestructura, debe estudiarse en primer lugar lo que sucede en aquellas zonas de gran densidad de vehículos, áreas en las que tiene mayor sentido implementar este modelo de mercado. Para este estudio se han considerado las áreas de movilidad empleadas por el modelo inicial, mientras que, en función de los límites dados por las infraestructuras disponibles y las políticas aplicadas, puede reducirse su uso a determinadas zonas (grandes aparcamientos) o ampliarse uniendo zonas entre sí (en barrios o distritos de una localidad).

En lo referente a la localización de los puntos de carga, se ha observado que no conviene que estos estén homogéneamente distribuidos. Algunas zonas están más sobrecargadas que otras, bien por el número de vehículos que llegan hasta ella, bien por el recorrido que siguen los conductores a lo largo del día.

Asimismo, la identificación de las actividades que siguen los conductores durante los tiempos de recarga ayuda a concretar en qué lugares de la zona estudiada resulta de mayor interés instalar VE. Como cabía esperar, en la mayor parte de zonas la recarga durante el día se puede realizar en el propio hogar, no siendo necesaria nueva infraestructura. El segundo lugar son los centros de trabajo, lo que realza la importancia de promover la instalación de puntos de recarga en los mismos. Finalmente, en alguna de ellas puede resultar más interesante instalarlos en centros de comercio o de servicios, siendo fundamental para ello conocer las características de la movilidad en la zona considerada.

10. CONCLUSIONES, APORTACIONES Y FUTUROS TRABAJOS

10.1. Conclusiones

La introducción masiva del vehículo eléctrico (VE) presenta un gran potencial en la reducción de las emisiones contaminantes a nivel local y global y su importancia en ventas crece año a año. Este fenómeno representa un reto a nivel de su impacto en los distintos niveles de la red eléctrica, pero también una gran oportunidad para su aprovechamiento como recurso distribuido. El VE es así una herramienta clave tanto en la planificación de la movilidad urbana e interurbana como del suministro de energía eléctrica, pero esta herramienta necesita de una planificación y una gestión eficaces. De la misma forma que sin un fomento del vehículo compartido y la introducción de la conducción autónoma no se reducirán los múltiples problemas de la movilidad actual (los principales, los accidentes de tráfico y los atascos), sin un incremento de la generación libre de contaminantes, sin la adecuada gestión de su recarga y sin su introducción en la prestación de servicios al sistema, sus potenciales beneficios quedarán muy restringidos.

En este sentido, en este trabajo se ha analizado el impacto de los VE en todos los niveles de la red eléctrica (generación, transporte, distribución y centros de consumo) y se han propuesto tres aplicaciones para maximizar su uso.

A nivel de centros de consumo, se ha propuesto una metodología para la gestión de puntos de recarga.

A nivel de distribución, se ha propuesto un algoritmo de control de la recarga de VE para reducir desequilibrios entre fases de la red eléctrica.

A nivel de generación y transporte, se ha propuesto la introducción de un mercado de energía entre pares de VE.

10.2. Aportaciones

Las principales aportaciones de esta tesis y los sitios donde se han presentado son:

- Una metodología para el estudio de la electrificabilidad de una flota de VE a partir de datos de movilidad.
- Una metodología para estudiar el impacto de una flota de vehículos en la red de transporte. El desarrollo de esta área ha sido publicado en [224].
- Una metodología para la gestión de puntos de recarga de VE. El desarrollo de esta área ha sido publicado en [253].
- Una metodología para la localización de puntos de recarga de vehículos eléctricos. El desarrollo de esta área ha sido publicado en [254].

- Un algoritmo de control de la recarga de VE para reducir desequilibrios entre fases de la red eléctrica.
- Una propuesta de mercado de energía entre pares para una flota de VE. El desarrollo de esta área ha sido publicado en [255, 256, 257, 258].
- Un algoritmo para el estudio de la recarga nocturna en aplicaciones de Big Data. Este trabajo ha sido publicado en [259].

Todos estos trabajos han sido presentados dentro de los proyectos:

- Proyecto europeo FP7 DATASIM (DATA science for SIMulating the era of electric vehicles).
- Proyecto español del programa INNPACTO VE² (Sistema Inteligente de Gestión Energética del Edificio utilizando Vehículos Eléctricos).

Asimismo, esta tesis ha permitido la realización de los siguientes proyectos de fin de carrera y trabajos de fin de grado:

- *Evaluación del impacto de la recarga de los vehículos eléctricos en el sistema eléctrico belga*, de Ismael Moreno-Cid García-Miguel, 2013.
- *Desarrollo de una herramienta para la localización óptima de puntos de recarga de vehículos eléctricos*, de Telmo Subirá Rodríguez, 2013.
- *Desarrollo de una plataforma para el análisis del potencial de electrificación de flotas de taxis*, de Alejandro de Prado, 2014.

Y los siguientes trabajos de fin de máster:

- *Electric bill optimization strategies for office buildings using PV generation and electric vehicles as energy storage system*, de José Ricardo Morales Valdés, 2013.
- *Optimización del coste de la energía eléctrica de usuarios residenciales integrando baterías estáticas de almacenamiento con sistemas FV conectados a red*, Tatiana Vázquez Hernández, 2016. IV Premios de Eficiencia Energética 2016, España. Asociación de Empresas de Eficiencia Energética (a3e). Primer premio al mejor proyecto de Eficiencia Energética-Fin de Carrera

10.3. Futuros trabajos

Cada una de las propuestas presentadas en esta tesis constituye una línea de trabajo independiente, aunque por su naturaleza pueden ser integradas dentro de una única plataforma de gestión de carga de VE. A continuación se apuntan posibles líneas de trabajo que serán exploradas en el futuro.

Dentro de la gestión de puntos de recarga, cabe incluir la consideración de la no linealidad de la recarga, propia de las baterías eléctricas. También la programación dinámica de una

estación de carga de vehículos, así como la inclusión de una estocasticidad en la demanda de energía de los VE.

En lo referente al algoritmo de recarga de VE para reducir desequilibrios entre fases, cabe incorporar al control la consideración de la no linealidad de la recarga y profundizar en la selección de los VE que cambian la fase a la que están conectados.

Finalmente, y respecto al análisis del mercado V2V, se destaca el examinar en detalle la relación coste-beneficio del sistema en función del precio de la energía eléctrica proveniente de la red y el coste debido al desgaste de las baterías, así como un análisis de sus costes externos.

APÉNDICE 1. ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE ELECTRIFICACIÓN DE LA FLOTA DE VEHÍCULOS DE FLANDES

Apéndice 1.1. Batería 10 kWh

Batería (kW)	Consumo (kWh/km)	Recarga (kWh)	Conj. A	Conj. B	Conj. C
10	0,15	0,00	803824	0	337911
		3,34	803824	212788	125123
		7,00	803824	219156	118755
		14,00	803824	223851	114060
		20,00	803824	224651	113260
		40,00	803824	225263	112648
	0,16	0,00	784331	0	357404
		3,34	784331	212062	145342
		7,00	784331	218341	139063
		14,00	784331	223145	134259
		20,00	784331	223988	133416
		40,00	784331	224596	132808
	0,17	0,00	766145	0	375590
		3,34	766145	208668	166922
		7,00	766145	214790	160800
		14,00	766145	219514	156076
		20,00	766145	220412	155178
		40,00	766145	221022	154568
	0,18	0,00	748660	0	393075
		3,34	748660	211465	181610
		7,00	748660	217388	175687
		14,00	748660	222072	171003
		20,00	748660	222989	170086
		40,00	748660	223619	169456
	0,19	0,00	731177	0	410558
		3,34	731177	215970	194588
		7,00	731177	221872	188686
		14,00	731177	226427	184131
		20,00	731177	227296	183262
		40,00	731177	227933	182625
	0,20	0,00	713858	0	427877
		3,34	713858	220867	207010
		7,00	713858	226591	201286
		14,00	713858	230997	196880
		20,00	713858	231895	195982
		40,00	713858	232527	195350

Apéndice 1.2. Batería 16 kWh

Batería (kW)	Consumo (kWh/km)	Recarga (kWh)	Conj. A	Conj. B	Conj. C
16	0,15	0,00	942950	0	198785
		3,34	942950	167977	30808
		7,00	942950	172643	26142
		14,00	942950	175474	23311
		20,00	942950	176145	22640
		40,00	942950	176865	21920
	0,16	0,00	924959	0	216776
		3,34	924959	172463	44313
		7,00	924959	177485	39291
		14,00	924959	180313	36463
		20,00	924959	181005	35771
		40,00	924959	181669	35107
	0,17	0,00	908144	0	233591
		3,34	908144	175401	58190
		7,00	908144	180560	53031
		14,00	908144	183335	50256
		20,00	908144	184031	49560
		40,00	908144	184633	48958
	0,18	0,00	892337	0	249398
		3,34	892337	179812	69586
		7,00	892337	185124	64274
		14,00	892337	187923	61475
		20,00	892337	188611	60787
		40,00	892337	189201	60197
	0,19	0,00	877146	0	264589
		3,34	877146	184119	80470
		7,00	877146	189604	74985
		14,00	877146	192540	72049
		20,00	877146	193197	71392
		40,00	877146	193766	70823
	0,20	0,00	862300	0	279435
		3,34	862300	189515	89920
		7,00	862300	195164	84271
		14,00	862300	198479	80956
		20,00	862300	199019	80416
		40,00	862300	199602	79833

Apéndice 1.3. Batería 18 kWh

Batería (kW)	Consumo (kWh/km)	Recarga (kWh)	Conj. A	Conj. B	Conj. C
18	0,15	0,00	976058	0	165677
		3,34	976058	148439	17238
		7,00	976058	152068	13609
		14,00	976058	154282	11395
		20,00	976058	154686	10991
		40,00	976058	155484	10193
	0,16	0,00	957508	0	184227
		3,34	957508	161500	22727
		7,00	957508	165662	18565
		14,00	957508	168325	15902
		20,00	957508	168905	15322
		40,00	957508	169705	14522
	0,17	0,00	940965	0	200770
		3,34	940965	168597	32173
		7,00	940965	173342	27428
		14,00	940965	176172	24598
		20,00	940965	176836	23934
		40,00	940965	177560	23210
	0,18	0,00	924959	0	216776
		3,34	924959	172465	44311
		7,00	924959	177487	39289
		14,00	924959	180315	36461
		20,00	924959	181007	35769
		40,00	924959	181671	35105
	0,19	0,00	909904	0	231831
		3,34	909904	175124	56707
		7,00	909904	180272	51559
		14,00	909904	183024	48807
		20,00	909904	183727	48104
		40,00	909904	184326	47505
	0,20	0,00	895678	0	246057
		3,34	895678	178903	67154
		7,00	895678	184159	61898
		14,00	895678	186960	59097
		20,00	895678	187646	58411
		40,00	895678	188233	57824

Apéndice 1.4. Batería 20 kWh

Batería (kW)	Consumo (kWh/km)	Recarga (kWh)	Conj. A	Conj. B	Conj. C
20	0,15	0,00	1011258	0	130477
		3,34	1011258	118850	11627
		7,00	1011258	121730	8747
		14,00	1011258	123067	7410
		20,00	1011258	123490	6987
		40,00	1011258	124056	6421
	0,16	0,00	990880	0	150855
		3,34	990880	135959	14896
		7,00	990880	139325	11530
		14,00	990880	141164	9691
		20,00	990880	141560	9295
		40,00	990880	142306	8549
	0,17	0,00	970111	0	171624
		3,34	970111	153045	18579
		7,00	970111	156839	14785
		14,00	970111	159198	12426
		20,00	970111	159651	11973
		40,00	970111	160455	11169
	0,18	0,00	954141	0	187594
		3,34	954141	163368	24226
		7,00	954141	167607	19987
		14,00	954141	170324	17270
		20,00	954141	170946	16648
		40,00	954141	171723	15871
	0,19	0,00	939371	0	202364
		3,34	939371	169154	33210
		7,00	939371	173936	28428
		14,00	939371	176771	25593
		20,00	939371	177456	24908
		40,00	939371	178170	24194
	0,20	0,00	924955	0	216780
		3,34	924955	172469	44311
		7,00	924955	177491	39289
		14,00	924955	180319	36461
		20,00	924955	181011	35769
		40,00	924955	181675	35105

Apéndice 1.5. Batería 22 kWh

Batería (kW)	Consumo (kWh/km)	Recarga (kWh)	Conj. A	Conj. B	Conj. C
22	0,15	0,00	1034573	0	107162
		3,34	1034573	99324	7838
		7,00	1034573	101393	5769
		14,00	1034573	102249	4913
		20,00	1034573	102564	4598
		40,00	1034573	102830	4332
	0,16	0,00	1019305	0	122430
		3,34	1019305	112193	10237
		7,00	1019305	114776	7654
		14,00	1019305	115937	6493
		20,00	1019305	116311	6119
		40,00	1019305	116789	5641
	0,17	0,00	1002335	0	139400
		3,34	1002335	126419	12981
		7,00	1002335	129486	9914
		14,00	1002335	131064	8336
		20,00	1002335	131497	7903
		40,00	1002335	132139	7261
	0,18	0,00	981955	0	159780
		3,34	981955	143619	16161
		7,00	981955	147131	12649
		14,00	981955	149160	10620
		20,00	981955	149555	10225
		40,00	981955	150332	9448
	0,19	0,00	965474	0	176261
		3,34	965474	156377	19884
		7,00	965474	160317	15944
		14,00	965474	162805	13456
		20,00	965474	163293	12968
		40,00	965474	164101	12160
	0,20	0,00	951482	0	190253
		3,34	951482	164568	25685
		7,00	951482	168926	21327
		14,00	951482	171678	18575
		20,00	951482	172324	17929
		40,00	951482	173084	17169

Apéndice 1.6. Batería 24 kWh

Batería (kW)	Consumo (kWh/km)	Recarga (kWh)	Conj. A	Conj. B	Conj. C
24	0,15	0,00	1051011	0	90724
		3,34	1051011	85462	5262
		7,00	1051011	86739	3985
		14,00	1051011	87299	3425
		20,00	1051011	87481	3243
		40,00	1051011	87551	3173
	0,16	0,00	1039164	0	102571
		3,34	1039164	95435	7136
		7,00	1039164	97302	5269
		14,00	1039164	98081	4490
		20,00	1039164	98353	4218
		40,00	1039164	98555	4016
	0,17	0,00	1026024	0	115711
		3,34	1026024	106492	9219
		7,00	1026024	108869	6842
		14,00	1026024	109891	5820
		20,00	1026024	110241	5470
		40,00	1026024	110623	5088
	0,18	0,00	1011255	0	130480
		3,34	1011255	118853	11627
		7,00	1011255	121733	8747
		14,00	1011255	123070	7410
		20,00	1011255	123493	6987
		40,00	1011255	124059	6421
	0,19	0,00	994494	0	147241
		3,34	994494	132912	14329
		7,00	994494	136201	11040
		14,00	994494	137961	9280
		20,00	994494	138371	8870
		40,00	994494	139088	8153
	0,20	0,00	976054	0	165681
		3,34	976054	148443	17238
		7,00	976054	152072	13609
		14,00	976054	154286	11395
		20,00	976054	154690	10991
		40,00	976054	155488	10193

Apéndice 1.7. Batería 30 kWh

Batería (kW)	Consumo (kWh/km)	Recarga (kWh)	Conj. A	Conj. B	Conj. C
30	0,15	0,00	1095313	0	46422
		3,34	1095313	45431	991
		7,00	1095313	45600	822
		14,00	1095313	45632	790
		20,00	1095313	45639	783
		40,00	1095313	45644	778
	0,16	0,00	1081462	0	60273
		3,34	1081462	58391	1882
		7,00	1081462	58712	1561
		14,00	1081462	58838	1435
		20,00	1081462	58850	1423
		40,00	1081462	58857	1416
	0,17	0,00	1069577	0	72158
		3,34	1069577	69183	2975
		7,00	1069577	69784	2374
		14,00	1069577	70038	2120
		20,00	1069577	70088	2070
		40,00	1069577	70098	2060
	0,18	0,00	1058499	0	83236
		3,34	1058499	79012	4224
		7,00	1058499	79977	3259
		14,00	1058499	80407	2829
		20,00	1058499	80537	2699
		40,00	1058499	80565	2671
	0,19	0,00	1048689	0	93046
		3,34	1048689	87422	5624
		7,00	1048689	88810	4236
		14,00	1048689	89416	3630
		20,00	1048689	89611	3435
		40,00	1048689	89707	3339
	0,20	0,00	1039162	0	102573
		3,34	1039162	95437	7136
		7,00	1039162	97304	5269
		14,00	1039162	98083	4490
		20,00	1039162	98355	4218
		40,00	1039162	98557	4016

APÉNDICE 2. EJEMPLO DE USO DE FORMULACIÓN DE CARGADORES

En este apéndice se analiza un caso simple de la programación de cargadores propuesta en el capítulo 7. En primer lugar se empleará la formulación de programación multiobjetivo descrita en el apartado 7.3.4. A partir de estos resultados se realizará la optimización del número de conexiones vista en 0. Por último, se llevará a cabo la asignación de los cargadores vista en 7.4.

Se presenta la siguiente lista con los datos de los vehículos cuya recarga se desea programar empleando únicamente 6 cargadores. El periodo de programación de la recarga es de 8 horas y se divide en 8 franjas de 1 hora de duración. Los vehículos registran en qué franja entran y en qué franja salen, realizando un único estacionamiento en el periodo analizado. La energía que demandan los vehículos se ha tomado entre 1 y 8 kWh. La potencia de recarga máxima es la correspondiente al máximo de la recarga lenta tipo 2, 3,3 kW, con un coeficiente de pérdidas de 0,95. Es decir, en cada franja los vehículos pueden recargar un máximo de 3,135 kWh.

La columna franja de entrada se refiere a la primera franja en que el vehículo puede cargar. La columna franja de salida se refiere a la última franja en que el vehículo puede cargar. Si ambas coinciden, como en el caso del vehículo 7, quiere decir que el vehículo sólo puede recargar en dicha franja de tiempo.

Puede verse que el vehículo que más energía solicita es el 3, con un total de 9 kWh. Esto significa que requiere de al menos 3 franjas para realizar la recarga (sería posible cargar un total de 9,4 kWh). No obstante, al haber tomado franjas de una hora, todo vehículo que supere una demanda de carga de 6,27 kWh ocupará igualmente 3 franjas de tiempo. Una mayor discretización del problema, empleando franjas de tiempo de 15 minutos, permitiría afinar más la programación de los vehículos. Con estas franjas de tiempo los vehículos podrían recargar un máximo de 0,784 kWh ($\approx 3,3 \text{ kWh} \cdot 0,95 / 4$), por lo que para una demanda de 9 kWh se requerirían 12 franjas (3 h), mientras que una demanda de 7 kWh requeriría 9 franjas (2h 15 min).

Id. Vehículo	Franja entrada	Franja salida	Energía demandada (kWh)
1	4	8	7
2	1	5	6
3	6	8	9
4	1	5	3
5	5	6	6
6	5	7	6
7	5	5	2
8	1	8	1
9	6	8	3
10	5	8	6
11	2	3	3
12	2	8	2
13	2	3	6
14	1	8	5
15	1	4	5
16	4	5	6
17	2	8	1
18	1	3	3
19	3	4	4
20	5	8	2
21	6	8	6
22	6	6	3
23	1	8	3
24	7	7	3
25	3	8	2
26	6	7	6
27	1	2	2
28	3	3	2
29	6	6	3
30	4	6	8

Apéndice 2.1. Algoritmo de programación multiobjetivo

En la siguiente tabla se muestra el resultado de aplicar el citado algoritmo de programación a los vehículos anteriores. En ella se señala la franja en la que recarga el vehículo y la energía correspondiente a la recarga en dicha franja. La última columna indica cuánta energía se ha cargado en total en los vehículos, siendo en este ejemplo iguales a la energía demandada por los vehículos.

Los principales resultados encontrados se detallan a continuación:

- Todos los vehículos quedan cargados al final de su periodo de carga.
- Aquellos vehículos cuyo periodo de carga es amplio terminan su carga lo antes posible, dejando cargadores libres en los periodos más tardíos (2, 14, 23).
- Los vehículos con flexibilidad de carga la interrumpen cuando deben dejar paso a otro vehículo con mayor urgencia de carga (1, 6).

- Los vehículos cargan en franjas consecutivas aun cuando lleguen nuevos vehículos durante su carga (2, 14). Estos retrasan su carga para periodos posteriores (20, 21), particularmente en caso de que coincidan con otros vehículos con menor flexibilidad de carga (7, 22).
- Si un vehículo requiere recargar 6 kWh en dos franjas, puede hacerlo mediante múltiples combinaciones, como recargando la mitad en cada franja (3 kWh) o recargando el máximo en una franja y el mínimo en otra (3,135 y 2,865 kWh). Ésta última es la forma que presentan los resultados de la siguiente tabla, derivada de la forma de resolución de algoritmos de programación mixta-entera de Cplex (comprobar).

Id. Vehículo	1		2		3		Energía cargada	Energía demandada
	Franja	Energía	Franja	Energía	Franja	Energía		
1	4	3,135	5	3,135	8	0,730	7	7
2	1	2,865	2	3,135		0,000	6	6
3	6	3,135	7	3,135	8	2,730	9	9
4	1	3,000		0,000		0,000	3	3
5	5	3,135	6	2,865		0,000	6	6
6	5	2,865	7	3,135		0,000	6	6
7	5	2,000		0,000		0,000	2	2
8	3	1,000		0,000		0,000	1	1
9	8	3,000		0,000		0,000	3	3
10	7	2,865	8	3,135		0,000	6	6
11	2	3,000		0,000		0,000	3	3
12	2	2,000		0,000		0,000	2	2
13	2	2,865	3	3,135		0,000	6	6
14	1	3,135	3	1,865		0,000	5	5
15	1	3,000		0,000		0,000	3	5
16	4	3,135	5	2,865		0,000	6	6
17	2	1,000		0,000		0,000	1	1
18	2	3,000		0,000		0,000	3	3
19	3	3,135	4	0,865		0,000	4	4
20	8	2,000		0,000		0,000	2	2
21	7	3,135	8	2,865		0,000	6	6
22	6	3,000		0,000		0,000	3	3
23	1	3,000		0,000		0,000	3	3
24	7	3,000		0,000		0,000	3	3

25	3	2,000		0,000		0,000	2	2
26	6	2,865	7	3,135		0,000	6	6
27	1	2,000		0,000		0,000	2	2
28	3	2,000		0,000		0,000	2	2
29	6	3,000		0,000		0,000	3	3
30	4	3,135	5	3,135	6	1,730	8	8

Por último, en la siguiente se tiene el resultado de la asignación de los vehículos a los cargadores. Se ha realizado mediante el algoritmo señalado en el apartado 7.4.

Cargador\Franja	1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	2	8	1	1	3	3	3
2	4	11	14	16	16	22	6	1
3	14	12	19	19	5	5	10	10
4	15	13	13	30	30	30	21	21
5	23	17	25		6	26	26	9
6	27	18	28		7	29	24	20

Tal y como puede comprobarse, se trata de un caso en el que existe una gran ocupación de los cargadores, quedando únicamente desocupados dos cargadores durante la cuarta franja de tiempo. Por el momento no se analizará el funcionamiento del algoritmo, ya que no es la asignación definitiva.

Apéndice 2.2. Algoritmo de programación entera-mixta

La resolución de la programación multiobjetivo ha resultado en que todos los vehículos acaban cargados. Esto permite simplificar la restricción de carga (7.18) en la igualdad (7.27), evitando el uso de una variable. El problema de programación entera-mixta resultante es el siguiente:

$$\text{Min} \sum_{j=1}^J \sum_{k=1}^K z(j, k) - J \quad (7.25)$$

s.a.

$$z(j, k) \geq v(j, k - 1) - v(j, k) ; \forall j, \forall k \quad (7.29)$$

$$\sum_{j=1}^J v(j, k) \leq \text{NVC}(k) ; \forall k \quad (7.28)$$

$$\sum_{k=1}^K e(j, k) = E_{\text{carga}}(j) ; \forall j \quad (7.27)$$

$$e(j, k) \leq \eta_c \cdot E_{max} \cdot v(j, k) ; \forall j, \forall k \quad (7.19)$$

$$v(j, k) = 0 ; k < K_{entrada}(j), k > K_{salida}(j) ; \forall j \quad (7.20)$$

El resultado de aplicar la programación entera-mixta se muestra en la siguiente tabla.

Id. Vehículo	1		2		3		Energía cargada	Energía demandada
	Franja	Energía	Franja	Energía	Franja	Energía		
1	4	0,730	5	3,135	8	3,135	7	7
2	1	3,135	2	2,865		0,000	6	6
3	6	2,730	7	3,135	8	3,135	9	9
4	3	3,000					3	3
5	5	3,135	6	2,865			6	6
6	5	3,135	7	2,865			6	6
7	5	2,000					2	2
8	3	1,000					1	1
9	8	3,000					3	3
10	7	3,135	8	2,865			6	6
11	2	3,000					3	3
12	2	2,000					2	2
13	2	3,135	3	2,865			6	6
14	1	3,135	2	1,865			5	5
15	1	3,000					5	5
16	4	3,135	5	2,865			6	6
17	2	1,000					1	1
18	1	3,000					3	3
19	3	3,135	4	0,865			4	4
20	8	2,000					2	2
21	7	3,135	8	2,865			6	6
22	6	3,000					3	3
23	1	3,000					3	3
24	7	3,000					3	3
25	3	2,000					2	2
26	6	3,135	7	2,865			6	6
27	1	2,000					2	2
28	3	2,000					2	2
29	6	3,000					3	3
30	4	1,730	5	3,135	6	3,135	8	8

La asignación final de cargadores se muestra en la siguiente tabla.

Cargador\ Franja	1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	2	4	1	1	3	3	3
2	14	14	8	16	16	22	6	1
3	15	11	19	19	5	5	10	10
4	18	12	25	30	30	30	21	21
5	23	13	13		6	26	26	9
6	27	17	28		7	29	24	20

En comparación con el caso anterior, puede verse que el cambio fundamental es el del vehículo 14, que ha pasado a realizar su carga sin interrupciones. También se han intercambiado los turnos de carga de algunos vehículos, ya que constituyen soluciones equivalentes.

Respecto al algoritmo de asignación de cargadores puede señalarse lo siguiente:

- Los vehículos que cargan en franjas consecutivas lo hacen en el mismo cargador (2, 13, 14). No sucede así cuando lo hacen en franjas no consecutivas (1,6) y hay otro vehículo que ocupa el cargador durante dicho periodo (3, 26).
- La asignación de los vehículos entrantes se realiza por orden de lista (Franja 1: 2-14-15-18-23-27; Franja 2: 11-12-13-17).
- No hay incongruencias en la asignación de cargadores respecto de los resultados del algoritmo de programación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Chan, «The rise & fall of electric vehicles in 1828-1930: lessons learned,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 101, nº 1, pp. 206-2012, Enero 2013.
- [2] I. Peral y Caballero y A. R. Rodríguez González, *La memoria del submarino Peral*, Cartagena: Áglaya, 2003.
- [3] Alisport Silent Club, «Alisport,» [En línea]. Available: http://www.alisport.com/pdf/silentclub_eng.pdf. [Último acceso: 03 Noviembre 2016].
- [4] Solar Impulse SA, «Solar Impulse,» [En línea]. Available: <http://www.solarimpulse.com/>. [Último acceso: 03 Noviembre 2016].
- [5] Siemens Press, «Siemens,» 4 Julio 2016. [En línea]. Available: <http://www.siemens.com/press/pool/de/pressemitteilungen/2016/corporate/PR2016070333COEN.pdf>. [Último acceso: 03 Noviembre 2016].
- [6] Organización Mundial de la Salud (OMS), «Ambient air pollution: A global assessment of exposure and burden of disease,» Inis Communication, Ginebra, 2016.
- [7] United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), «1999 Protocol to Abate Acidification, Eutrophication and Ground-level Ozone to the Convention on Long-range Transboundary Air Pollution,» UNECE, Goteborg, 1999.
- [8] Wendell Cox Consultancy, «Demographia World Urban Areas,» 2016.
- [9] Organización de las Naciones Unidas (ONU), *World Population 2015*, Nueva York: Naciones Unidas, 2015.
- [10] Department of Economic and Social Affairs, «The World Population Situation in 2014,» Naciones Unidas, Nueva York, 2014.
- [11] J. Van Roy, N. Leemput, S. De Breucker, F. Geth, P. Tant y J. Driesen, «An Availability Analysis and Energy Consumption Model for a Flemish Fleet of Electric Vehicles,» de *EEVC European Electric Vehicle Congress*, Brussels, Belgium, 2011.
- [12] W. Kempton, J. Tomic, S. Letendre, A. Brooks y T. Lipman, «Vehicle-to-Grid Power: Battery, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles as Resources for Distributed Electric Power in California,» University of California Davis, Davis, 2001.
- [13] Tesla Motors, Inc., «Tesla,» [En línea]. Available: <https://www.tesla.com/sites/default/files/tesla-model-s.pdf>. [Último acceso: 03 Noviembre 2016].
- [14] Peugeot, «508. Gama Características Técnicas,» 2016. [En línea]. Available: http://ofertas.peugeot.es/ficha-tecnica/turismos/ficha_tecnica_Peugeot_508.pdf. [Último acceso: 02 Noviembre 2016].
- [15] Honda UK, «Honda UK,» [En línea]. Available: <http://www.honda.co.uk/cars/new/nsx-2017/technology.html>. [Último acceso: 03 Noviembre 2016].
- [16] «km 77,» 2012. [En línea]. Available: http://www.km77.com/fotos/Renault/ZOE_2012/Renault-ZOE_2012-Gama_ZOE-Gama_ZOE-Turismo-Tecnica-Motor-5_puertas-201203060165.html?modelId=2185&modelVersionId=3959&photoType=3&order=2&division=version&galleryLimit=12&galleryBackLimit=8. [Último acceso: 04 Noviembre 2016].
- [17] A. Baltatanu y L. M. Florea, «Comparison of Electric Motors Used for Electric Vehicles Propulsion,» de *Proceedings of the Scientific Conference AFASES*, Brasov, 2013.
- [18] «Renaul Zoe,» Renault, [En línea]. Available: http://www.renault.es/gama-renault/gama-vehiculos-electricos/zoe/zoe/#precios_y_especificaciones. [Último acceso: 07 Septiembre 2016].
- [19] Nissan Motor Company, Ltd., «Nissan,» [En línea]. Available: <http://www.nissan-global.com/EN/TECHNOLOGY/OVERVIEW/leaf.html>. [Último acceso: 03 02 2014].
- [20] M. Eberhard, «Motor City,» Tesla, 2006.
- [21] F. J. T. E. Ferreira, M. Cisneros-González y A. T. de Almeida, «Technical and economic considerations on induction motor oversizing,» *Energy Efficiency*, vol. 9, nº 1, pp. 1-25, 2015.
- [22] J. Fraile Mora, *Máquinas Eléctricas*, 6 ed., McGraw Hill, 2006.
- [23] General Motors, «General Motors,» 1996. [En línea]. Available: <https://avt.inl.gov/sites/default/files/pdf/fsev/genmot.pdf>. [Último acceso: 03 Noviembre 2016].

- [24] D. Andrea, *Battery Management Systems for Large Lithium Ion Battery Packs*, Boston: Artech House, 2010.
- [25] S. Beer, T. Gómez, D. Dallinger, I. Momber, C. Marnay, M. Stadler y J. Lai, «An Economic Analysis of Used Electric Vehicle Batteries Integrated into Commercial Building Microgrids,» *Transactions on Smart Grid*, vol. 3, nº 1, pp. 517-525, Marzo 2012.
- [26] S. P. Castaño Solís, Tesis doctoral: Modelado y caracterización funcional en régimen dinámico de sistemas electroquímicos de almacenamiento de energía. Aplicación a supercondensadores y baterías de iones de litio, Leganés: Universidad Carlos III de Madrid, 2014, pp. 7-27.
- [27] T. Roy Crompton, *Battery Reference Book*, Oxford: Newnes, 2000.
- [28] Samsung ES, «El Corte Inglés,» [En línea]. Available: http://www.elcorteingles.es/es/promociones/samsung_galaxy_note_7/comunicado.pdf. [Último acceso: 03 Noviembre 2016].
- [29] «The Investigation of a Lithium-Ion Battery Fire Onboard a Boeing 787 by the US National Transportation Safety Board,» International Society of Air Safety Investigations, M. Kolly, Joseph; Panagiotou, Joseph ; A. Czech, Barbara.
- [30] M. Bhaskar Naik, P. Kumar y S. Majhi, «Analysis of City-Capabus Transportation System Failures and Solutions with FLC,» de *Proceedings of the 16th International IEEE Annual Conference on Intelligent Transportation Systems (ITSC)*, La Haya, 2013.
- [31] E. Chemali, M. Preindl, P. Malysz y A. Emadi, «Electrochemical and Electrostatic Energy Storage and Management Systems for Electric Drive,» *Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 4, nº 3, pp. 1117-1134, 2016.
- [32] I. Buchman, “www.batteryuniversity.com,” 2005. [Online]. Available: <http://www.batteryuniversity.com>. [Accessed 30 06 2014].
- [33] J. Vetter, P. Novák, M. Wagner, C. Veitb, K.-C. Möller, J. Besenhard, W. M., M. Wohlfahrt-Mehrens, C. Vogler y H. A., «Ageing mechanisms in lithium-ion batteries,» *Journal of Power Sources*, vol. 147, p. 269–281, 2005.
- [34] S. B. Peterson, J. Apt y J. Whitacre, «Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization,» *Journal of Power Sources*, vol. 195, pp. 2385-2392, 2010.
- [35] NYC Taxi & Limousine Comission, «Take Charge: A Roadmap to Electric New York City Taxis,» New York Government, New York, 2013.
- [36] Nissan Motor Company, Ltd., «Nissan U.S.A.,» [En línea]. Available: <https://owners.nissanus.com/content/techpub/common/2016/2016-nissan-warranty-booklet.pdf>. [Último acceso: 03 Noviembre 2016].
- [37] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «El vehículo eléctrico para flotas,» IDAE, Madrid, 2012.
- [38] T. D. Gillespie, *Fundamentals of Vehicle Dynamics*, Warrendale, PA: Society of Automotive Engineers, Inc., 1992.
- [39] R. Ghorbani, E. Bibeau y S. Filizadeh, «On Conversion of Hybrid Electric Vehicles to Plug-In,» *Transactions on Vehicular Technology*, vol. 59, nº 4, pp. 2016-2020, Mayo 2010.
- [40] Siemens, «Motores Eléctricos Siemens,» 2007. [En línea]. Available: <http://industria.siemens.com.mx/Motores/Docs/Motores%20NNM.pdf>. [Último acceso: 04 Octubre 2016].
- [41] R. Faria, P. Moura, J. Delgado y A. T. de Almeida, «A sustainability assessment of electric vehicles as a personal mobility system,» *Energy Conversion and Management*, vol. 61, pp. 19-30, 2012.
- [42] S. Foxell, «Carbon sources and sinks,» de *A Carbon Primer for the Built Environment*, Primera ed., Abingdon, Routledge, 2014, pp. 26-36.
- [43] RECHARGE aisbl, «E-mobility Roadmap for the EU battery industry,» The European Association for Advanced Rechargeable Batteries (RECHARGE), Bruselas, 2013.
- [44] U. Eberle y R. v. Helmolt, «Sustainable transportation based on electric vehicle concepts: a brief overview,» *Energy & Environmental Science*, nº 3, pp. 689-699, 2010.
- [45] T. Franke y J. F. Krems, «Understanding charging behaviour of electric vehicle users,» *Transportation Research Part F: Traffic Psychology and Behaviour*, vol. 21, pp. 75-89, Noviembre 2013.
- [46] Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE), «Appendix 1. Load-Frequency Control and Performance,» de *UCTE Operation Handbook*, 2009.

- [47] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, *BOE-A-2015-13875*, 2015.
- [48] Virginia Transformer Corp., «Liquid Filled Transformers, Load Tap Changing Transformers, Three-Phase Voltage Regulators,» Virginia Transformer Corp., Roanoke, 2012.
- [49] O. Alizadeh Mousavi y R. Cherkaoui, «Literature Survey on Fundamental Issues of Voltage and Reactive Power Control,» École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Lausanne, 2011.
- [50] M. Yilmaz y P. T. Krein, «Review of Charging Power Levels and Infrastructure for Plug-In Electric and Hybrid Vehicles,» *Transactions on Power Electronics*, vol. 28, nº 5, pp. 2151 - 2169, Mayo 2013.
- [51] J. Timpner y L. Wolf, «Design and Evaluation of Charging Station Scheduling Strategies for Electric Vehicles,» *Transactions on Intelligent Transportation Systems*, vol. 15, nº 2, pp. 579-588, Abril 2014.
- [52] R. Severns, E. Yeow, G. Woody, J. Hall y J. Hayes, «An ultra-compact transformer for a 100 W to 120 kW inductive coupler for electric vehicle battery charging,» de *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, San Jose, 1996.
- [53] Z. Pantic, B. Sanzhong y S. Lukic, «Inductively coupled power transfer for continuously powered electric vehicles,» de *Proc. IEEE Vehicle Power Propulsion Conf*, Dearborn, 2009.
- [54] J. Murakami, F. Sato, T. Watanabe, H. Matsuki, S. Kikuchi, K. Harakawa y T. Satoh, «Consideration on Cordless Power Station-contactless power transmission system,» *Transactions on Magnetics*, vol. 32, nº 5, p. 5037–5039, Septiembre 1996.
- [55] G. A. Covic, J. T. Boys, M. L. G. Kissin y H. G. Lu, «A Three-Phase Inductive Power Transfer System for Roadway-Powered Vehicles,» *Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, nº 6, pp. 3370-3378, Diciembre 2007.
- [56] Dirección General de Comunicación, «Endesa,» 19 Septiembre 2013. [En línea]. Available: <http://www.endesa.com/es/saladeprensa/noticias/Documents/SEPT13%20%20NOTA%20PRENSA%20PROYECTO%20VICTORIA.pdf>. [Último acceso: 24 Marzo 2016].
- [57] Circutor, «Equipos y sistemas inteligentes para la recarga de Vehículos Eléctricos,» Circutor, Viladecavalls, 2016.
- [58] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, *Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014.*, 2014.
- [59] Ibáñez, «Tipos de conectores, tipos de recarga y modos de carga,» Motorpasión Futuro, 2012.
- [60] «Conduce tu ciudad,» [En línea]. Available: <http://www.conducetuciudad.com/es/recarga-del-coche-electrico/tipos-de-conectores>. [Último acceso: 04 Noviembre 2016].
- [61] Scame Parre S.p.A., «Scame,» 6 7 2009. [En línea]. Available: <http://www.scame.com/es/infopoint/news/20090706.asp>. [Último acceso: 13 12 2016].
- [62] P. Hu y J. Young, «Nationwide Personal Transportation Survey,» US Department of Transportation, Washington DC, 1995 .
- [63] Y. Li, «Nanocarbon-Based Hybrid Materials for Electrocatalytical Energy Conversion,» *IEEE Nanotechnology Magazine*, vol. 8, nº 2, pp. 22-28, Junio 2014.
- [64] S. M. Lukic, J. Cao, R. Bansal, F. Rodriguez y A. Emadi, «Energy storage systems for automotive applications,» *Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, nº 6, pp. 2258-2267, 2008.
- [65] B.-C. Chen, Y.-Y. Wu y H.-C. Tsai, «Design and analysis of power management strategy for range extended electric vehicle using dynamic programming,» *Applied Energy*, pp. 1764-1774, 2014.
- [66] The MathWorks, Inc., «Simscape Power Systems. Battery,» The MathWorks, Inc., Natick, 2016.
- [67] R. J. G. N. H. C. D. D. B.Y. Liaw, «Modeling Capacity Fade in Lithium Ion Cells,» *Journal of Power Sources*, vol. 140, nº 1, p. 157–161, 2005.
- [68] L. Zhao, S. Prousch, M. Hübner and A. Moser, «Simulation Methods for Assessing Electric Vehicle Impact on Distribution Grids,» *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2010.
- [69] D. Dallinger, D. Krampe y B. Fluger, «Electric Vehicles in a Smart Grid Environment,» de *Smart Grid. Infrastructure & Networking*, McGraw Hill, 2013, pp. 201-226.
- [70] J. Link, M. Büttner, D. Dallinger y J. Richter, «Optimisation algorithms for the charge dispatch of plug-in vehicles based on variable tariffs,» *Working Papers "Sustainability and Innovation"*, nº S3, 2010.
- [71] J. Fraile-Ardanuy, S. Martinez, B. Artaloytia, D. Ramirez, M. Fuentes y C. Sánchez, «Analysis of the impact of charging of PHEV and EV in Spain,» *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPO 2012)*, pp. pp. 28-30, 2012.
- [72] U.S. Environmental Protection Agency, «Fuel Economy,» U.S. Department of Energy. [En línea].

- [Último acceso: 25 Abril 2013].
- [73] A. Hess, F. Malandrino, M. B. Reinhardt, C. Casetti, K. A. Hummel y J. M. Barceló-Ordinas, «Optimal Deployment of Charging Stations for Electric Vehicular Networks,» de *UrbaNe '12 Proceedings of the first workshop on Urban networking*, Nice, France, 2012.
 - [74] N. G. Omran y S. Filizadeh, «Location-Based Forecasting of Vehicular Charging Load on the Distribution System,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, n° 2, Marzo 2014.
 - [75] J. Torres, R. Gonzalez, A. Gimenez y J. Lopez, «Energy management strategy for plug-in hybrid electric vehicles. A comparative study,» *Applied Energy*, vol. 113, p. 816–824, 2014.
 - [76] P. R. Stopher y S. P. Greaves, «Household travel surveys: Where are we going?,» *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, vol. 41, n° 5, pp. 367-381, Junio 2007.
 - [77] N. V. Andrienko, G. L. Andrienko y S. Rinzivillo, «Exploiting Spatial Abstraction in Predictive Analytics of Vehicle Traffic,» *International Journal of Geo-Information*, vol. 4, n° 2, pp. 591-606, Abril 2015.
 - [78] «Crawdad,» [En línea]. Available: <http://crawdad.org/index.html>. [Último acceso: 07 Septiembre 2016].
 - [79] T. K. Kristoffersen, K. Capión y P. Meibom, «Optimal charging of electric drive vehicles in a market environment,» *Applied Energy*, vol. 88, p. 1940–1948, 2011.
 - [80] Ministerio de Fomento, «Velocidad (recorrido y puntual) en la Red de Carreteras del Estado. Año 2014,» La Vaca Feliz, Madrid, 2014.
 - [81] Ayuntamiento de Madrid. Área de Información Estadística, «Tráfico, transportes y telecomunicaciones. Intensidad tráfico,» Ayuntamiento de Madrid, Madrid, 2014.
 - [82] N. O’Connell, Q. Wu y J. Østergaard, «Day-Ahead Grid Tariffs for Congestion Management from EVs,» de *Grid Integration of Electric Vehicles in Open Electricity Markets*, Nueva Delhi, Wiley, 2013, pp. 233-258.
 - [83] T. Bellemans, D. Janssens, G. Wets, T. Arentze y H. Timmermans, «Implementation Framework and Development Trajectory of the FEATHERS Activity-based Simulation Platform,» *Transportation Research Record: Journal of the Transportation Research Board*, vol. 2175, pp. 111-119, 2010.
 - [84] L. Knapen, B. Kochan, T. Bellemans y G. Wets, *Transportation Research Record Journal of the Transportation Research Board*, vol. 2287, pp. 146-154, Diciembre 2012.
 - [85] F. Geth, K. Willekens, K. Clement, J. Driesen, S. De Breucker y . 2.-2. A. ” ”, «Impact-analysis of the charging of plug-in hybrid vehicles on the production park in Belgium,» de *15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON 2010)*.
 - [86] Electrification Task Force, «European Roadmap Electrification of Road Transport,» European Technology Platforms ERTRAC, EPoSS and Smart Grids, 2012.
 - [87] Federal Highway Administration. National Household Travel Survey, «Electric Vehicle Feasibility,» U.S. Department of Transportation, 2016.
 - [88] «Global EV Outlook. Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020,» International Energy Agency (IEA), 2013.
 - [89] P. Sankey, D. T. Clark y S. Micheloto, «The End of the Oil Age. 2011 and beyond: a reality,» Deutsche Bank Securities, 2010.
 - [90] Z. Shahan, “Clean Technica,” 8th July 2013. [Online]. Available: <http://cleantechnica.com/2013/07/08/40-drop-in-ev-battery-prices-from-2010-to-2012/>. [Accessed 30 June 2014].
 - [91] M. Hocking, J. Kan, P. Young, C. Terry y D. Begleiter, «Industry Lithium 101,» Deutsche Bank. Market Research, Sydney, 2016.
 - [92] M. Weiss, M. K. Patel, M. Junginger, A. Perujo, P. Bonnel y G. Grootveld, «On the electrification of road transport - Learning rates and price forecasts for hybrid-electric and battery-electric vehicles,» *Energy Policy*, vol. 48, p. 374–393, Septiembre 2012.
 - [93] Amsterdam Roundtable Foundation; McKinsey & Company The Netherlands, «EVolution. Electric vehicles in Europe: gearing up for a new phase?,» Amsterdam Roundtable Foundation, Ámsterdam, 2015.
 - [94] Á. Driscoll, S. Lyons, F. Mariuzzo y R. S. Tol, «Simulating demand for electric vehicles using revealed preference data,» *Energy Policy*, vol. 62, pp. 686-696, 2013.
 - [95] M. Garmendia y V. Porcar Pascuet, *Vehículo Comercial Híbrido Serie-Paralelo*, Barcelona: Universitat Politècnica de Catalunya, 2015.

- [96] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, *BOE-A-2014-13681. Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre.*, 2014.
- [97] Tesla Motors, Inc., «Red de Supercargadores de Tesla,» [En línea]. Available: https://www.tesla.com/es_MX/supercharger. [Último acceso: 08 Febrero 2017].
- [98] Rapid Charge Network, «Rapid Charge Network,» 2013. [En línea]. Available: <http://rapidchargenetwork.com/drivers.php>. [Último acceso: 17 08 2016].
- [99] S. Khator y L. Leung, «Power distribution planning: a review of models and issues,» *Transactions on Power Systems*, vol. 12, nº 3, pp. 1151-1159, 1997.
- [100] T. D. Chen, K. M. Kockelman y M. Khan, «The Electric Vehicle Charging Station Location Problem: A Parking-Based Assignment Method for Seattle,» de *Proceedings of the 92nd Annual Meeting of the Transportation Research Board*, Washington DC, 2013.
- [101] F. Baouche, R. Billot, R. Trigui y N. E. E. Faouzi, «Electric Vehicle Charging Stations Allocation Model,» de *15ème congrès annuel de la Société française de recherche opérationnelle et d'aide à la décision (ROADEF)*, Burdeos, 2014.
- [102] Y. Mu, J. Wu, N. Jenkins, H. Jia y C. Wang, «A Spatial–Temporal model for grid impact analysis of plug-in electric vehicles,» *Applied Energy*, vol. 114, pp. 456-465, 2014.
- [103] Y.-W. Wang y C.-C. Lin, «Locating road-vehicle refueling stations,» *Transportation Research*, vol. 45, nº E, p. 821–829, 2009.
- [104] L. Jia, Z. Hu, Y. Song y Z. Luo, «Optimal siting and sizing of electric vehicle charging stations,» de *International Electric Vehicle Conference (IEVC)*, Greenville, SC, 2012.
- [105] M. Moradijoz, M. Parsa Moghaddam, M. Haghifam y E. Alishahi, «A multi-objective optimization problem for allocating parking lots in a distribution network,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 46, pp. 115-122, 2013.
- [106] X. Tang, J. Liu, X. Wang y J. Xiong, «Electric Vehicle Charging Station Planning Based on Weighted Voronoi Diagram,» de *International Conference on Transportation, Mechanical, and Electrical Engineering*, Changchun, China, 2011.
- [107] S.-y. Ge, L. Feng, L. Hong y L. Wang, «The Planning of Electric Vehicle Charging Stations in the Urban Area,» de *2nd International Conference on Electronic & Mechanical Engineering and Information Technology*, Liaoning, China, 2012.
- [108] H. Xu, S. Miao, C. Zhang y D. Shi, «Optimal placement of charging infrastructures for large-scale integration of pure electric vehicles into grid,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 53, p. 159–165, 2013.
- [109] J. Peng, Y. Sun y H. Wang, «Optimal PMU placement for full network observability using Tabu search algorithm,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, nº 4, pp. 223-231, Mayo 2006.
- [110] F. Y. Chiyoshi y R. Morabito, «A Tabu search algorithm for solving the extended maximal availability location problem,» *International Transactions in Operational Research*, vol. 18, nº 6, pp. 663-678, Septiembre 2011.
- [111] P. Phonrattanasak y N. Leeprechanon, «Optimal Location of Fast Charging Station on Residential Distribution Grid,» *International Journal of Innovation, Management and Technology*, vol. 3, nº 6, pp. 675-681, Diciembre 2012.
- [112] M. Alvarado Ruiz, F. Abi Abdallah, M. Gagnaire y Y. Lascaux, «TeleWatt: An Innovative Electric Vehicle Charging Infrastructure Over Public Lighting Systems,» de *International Conference on Connected Vehicles and Expo (ICCVE)*, Florence, 2013.
- [113] eluminocity GmbH, «Light & Charge Data Sheet,» 09 2015. [En línea]. Available: http://www.eluminocity.com/wp-content/uploads/2016/07/LightCharge_Datasheet_EN_EU.pdf. [Último acceso: 13 12 2016].
- [114] R. Arnott y J. Rowse, «Modeling Parking,» *Journal of Urban Economics*, vol. 45, nº 1, pp. 97-124, 1999.
- [115] C.-H. Chenga, S. C. Hob y C.-L. Kwan, «The use of meta-heuristics for airport gate assignment,» *Expert Systems with Applications*, vol. 39, nº 16, pp. 12430-12437, 2012.
- [116] Y. Sugii, K. Tsujino y T. Nagano, «A genetic-algorithm based scheduling method of charging electric vehicles,» de *International Conference on Systems, Man, and Cybernetics (SMC)*, Tokyo, 1999.
- [117] F. Häusler, E. Crisostomi, A. Schlote, I. Radusch y R. Shorten, «Stochastic Park-and-Charge Balancing for Fully Electric and Plug-in Hybrid Vehicles,» *IEEE Transactions on Intelligent Transportation*

- Systems*, vol. 15, nº 2, pp. 895-901, Abril 2014.
- [118] T. Zhang, W. Chen, Z. Han y Z. Cao, «Charging Scheduling of Electric Vehicles With Local Renewable Energy Under Uncertain Electric Vehicle Arrival and Grid Power Price,» *IEEE TRANSACTIONS ON VEHICULAR TECHNOLOGY*, vol. 63, nº 6, pp. 2600-2612, Julio 2014.
 - [119] H. Qin y W. Zhang, «Charging Scheduling with Minimal Waiting in A Network of Electric Vehicles and Charging Stations,» de *VANET '11 Proceedings of the Eighth ACM international workshop on Vehicular inter-networking*, Las Vegas, NV, USA, 2011.
 - [120] A. Sheikhi, S. Bahrami y A. R. : H. Oraee, «Strategic charging method for plugged in hybrid electric vehicles in smart grids; a game theoretic approach,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 53, pp. 499-506, 2013.
 - [121] M. Erol-Kantarci, J. Sarker y H. Mouftah, «Quality of service in Plug-in Electric Vehicle charging infrastructure,» de *IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC)*, 2012, Greenville, SC, 2012.
 - [122] M. Erol-Kantarci, J. Sarker y H. Mouftah, «Analysis of Plug-in Hybrid Electrical Vehicle Admission Control in the Smart Grid,» de *16th International Workshop on Computer Aided Modeling and Design*, Kyoto (Japón), 2011.
 - [123] M. Erol-Kantarci, J. H. Sarker y H. T. Mouftah, «Communication-based Plug-in Hybrid Electrical Vehicle Load Management in the Smart Grid,» de *Symposium on Computers and Communications*, Corfu, Greece, 2011.
 - [124] B. Zhao, Y. Shi y X. Dong, «Pricing and Revenue Maximization for Battery Charging Services in PHEV Markets,» *Transactions on Vehicular Technology*, vol. 63, nº 4, pp. 1987-1993, Mayo 2014.
 - [125] J. Buekers, V. H. Mirja, J. Bierkens y L. Int Panis, «Health and environmental benefits related to electric vehicle introduction in EU countries,» *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 33, pp. 26-38, Diciembre 2014.
 - [126] «Svenska Kraftnät,» [En línea]. Available: http://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/finansiell-information/annual-report_2015.pdf. [Último acceso: 25 Agosto 2016].
 - [127] «eDF (Électricité de France),» [En línea]. Available: <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/finance/Annual%20Report%20VA/2015/edf-instabook-2015-va.pdf>.
 - [128] «Red Eléctrica de España,» 2016. [En línea]. Available: http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2015.pdf. [Último acceso: 25 Agosto 2016].
 - [129] «PSE S.A. (Polish Transmission System Operator),» [En línea]. Available: file:///C:/Users/Alfa/AppData/Local/Temp/Annual_Report_2014.pdf. [Último acceso: 25 Agosto 2016].
 - [130] «ENTSOE,» European Network of Transmission System Operators for Electricity, [En línea]. Available: <https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mhly-all-countries-the-3rd-wednesday-of-a-specific-month>. [Último acceso: 25 Agosto 2016].
 - [131] Z. Darabi y M. Ferdowsi, «Aggregated Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on Electricity Demand Profile,» *Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, pp. 501-508, 2011.
 - [132] A. Schroeder y T. Traber, «The economics of fast charging infrastructure for electric vehicles,» *Energy Policy*, vol. 43, pp. 136-144, 2012.
 - [133] A. Ashtari, E. Bibeau, S. Shahidinejad y T. Molinski, «PEV Charging Profile Prediction and Analysis Based on Vehicle Usage Data,» *Transactions on Smart Grids*, vol. 3, nº 1, pp. 341-350, Marzo 2012.
 - [134] Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (Anfac), «Informe anual 2015,» Madrid, 2015.
 - [135] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «Estrategia de Impulso del vehículo con energías alternativas (VEA) en España (2014-2020),» Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Madrid, 2015.
 - [136] Electrical Power Research Institute (EPRI), «Environmental Assessment of Plug-In Hybrid Electric Vehicles. Volume 1: Nationwide Greenhouse Gas Emissions,» 2007.
 - [137] F. Geth, K. Willekens, K. Clement, J. Driesen y D. Bruecker, «Impact-Analysis of the Charging of Plug-in Hybrid Vehicles on the Production Park in Belgium,» *15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference MELECON 2010*, 2010.
 - [138] A. Foley, B. Tyther, P. Calnan y B. Ó. Gallachóir, «Impacts of Electric Vehicle charging under electricity market operations,» *Applied Energy*, pp. 93-102, 2013.
 - [139] A. H. Qiuwei Wu: Nielsen, J. Østergaard y Y. Ding, «Impact Study of EV Integration on Distribution

- Networks,» de *Grid Integration of Electric Vehicles in Open Electricity Markets*, Nueva Delhi, Wiley, 2013, pp. 259-285.
- [140] «The Bornholm Test Site,» EcoGrid EU, [En línea]. Available: <http://www.eu-ecogrid.net/ecogrid-eu/the-bornholm-test-site>. [Último acceso: 24 08 2016].
- [141] International Electrotechnical Commission (IEC), «Efficient Electrical Energy Transmission and Distribution,» IEC, Ginebra, 2007.
- [142] Ministerio de Economía, «Boletín Oficial del Estado (BOE),» 27 Diciembre 2000. [En línea]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2000-24019. [Último acceso: 27 Enero 2017].
- [143] K. Qian, C. Zhou, M. Allan and J. Yuan, “Modeling of Load Demand Due to EV Battery Charging in Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems. Volume 26, number 2*, pp. pp. 802-809, 2011.
- [144] M. Etezadi-Amoli, K. Choma y J. Stefani, «Rapid-Charge Electric-Vehicle Stations,» *Transactions on Power Delivery*, vol. 25, n° 3, pp. 1883-1887, Julio 2010.
- [145] S. Shao, M. Pipattanasomporn y S. Rahman, «Challenges of PHEV Penetration to the Residential Distribution Network,» de *Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, AB, 2009.
- [146] M. A.S. Masoum y P. S. Moses, «Distribution Transformer Losses and Performance in Smart Grids with Residential Plug-In Electric Vehicles,» de *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Hilton Anaheim, 2011.
- [147] F. Shahnia, A. Ghosh, G. Ledwich y F. Zare, «Voltage unbalance sensitivity analysis of plug-in electric vehicles in distribution networks,» de *Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Brisbane, QLD, 2011.
- [148] S. Panich y J. Govind Singh, «Impact of plug-in electric vehicles on voltage unbalance in distribution systems,» *International Journal of Engineering, Science and Technology*, vol. 7, n° 3, pp. 76-93, 2015.
- [149] P. S. Moses, S. Deilami, A. S. Masoum y M. A. S. Masoum, «Power quality of smart grids with Plug-in Electric Vehicles considering battery charging profile,» de *PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Gothenburg, 2010.
- [150] C. Dharmakeerthi y N. Mithulananthan, «Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 57, pp. 241-249, 2014.
- [151] Jefatura del Estado, *BOE-A-2013-13645. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*, 2013.
- [152] D. T. Nguyen y L. B. Le, «Joint Optimization of Electric Vehicle and Home Energy Scheduling Considering User Comfort Preference,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, n° 1, pp. 188-199, Enero 2014.
- [153] Grupo de trabajo FLEXILWATTS, «Red Eléctrica de España,» [En línea]. Available: http://www.ree.es/sites/default/files/go15_web_esp.pdf. [Último acceso: 14 Septiembre 2016].
- [154] M. Stadler, M. Kloess, M. Groissböck, G. Cardoso, R. Sharma, M. Bozchalui y C. Marnay, «Electric storage in California’s commercial buildings,» *Applied Energy*, vol. 104, p. 711–722, 2013.
- [155] S. Pazouki, A. Mohsenzadeh, S. Ardalan y M.-R. Haghifam, «Optimal place, size, and operation of combined heat and power in multi carrier energy networks considering network reliability, power loss, and voltage profile,» *IET Generation, Transmission*, vol. 10, n° 7, pp. 1615 - 1621, 2016.
- [156] W. Kempton and T. Kubo, “Electric-drive Vehicles for Peak Power in Japan,” *Energy Policy. Elsevier. Volume 28, Issue 1*, pp. Pages 9-18, 2000.
- [157] W. Kempton and S. Letendre, “Electric Vehicles as a New Source of Power for Electric Utilities,” *Transportation Research Part D: Transport and Environment. Volume 2, Issue 3*, pp. Pag. 157-175, 1997.
- [158] J. Jargstorf and M. Wickert, “Offer of secondary reserve with a pool of electric vehicles on the German market,” *Energy Policy. Volume 62*, pp. pp. 185-195, 2013.
- [159] W. Kempton and J. Tomic, “Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue,” *Journal of Power Sources*, pp. vol. 144, no 1, pp. 268-279, 2005.
- [160] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, *BOE-A-2016-7799*, 2016.
- [161] M. Esmaili y M. Rajabi, «Optimal charging of plug-in electric vehicles observing power grid constraints,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, n° 4, pp. 583-590, 2014.
- [162] K. Clement-Nyns, E. Haesen and J. Driesen, “The Impact of Charging PHEV on Residential Distribution Grid,” *IEEE Transactions on Power Systems. Volume 25, number 1*, pp. pp 371-380, 2010.

- [163] R. M. Ciric, A. P. Feltrin y L. F. Ochoa, «Power flow in four-wire distribution networks-general approach,» *Transactions on Power Systems*, vol. 18, nº 4, pp. 1283 - 1290, 2003.
- [164] E. Haesen, J. Driesen y R. Belmans, «Robust planning methodology for integration of stochastic generators in distribution grids,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, nº 1, pp. 25 - 32, 2007.
- [165] F. Milano y O. Hersent, «Optimal Load Management With Inclusion of Electric Vehicles and Distributed Energy Resources,» *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 5, nº 2, pp. 662-672, Marzo 2014.
- [166] J. Hu, S. You, M. Lind y J. Østergaard, «Coordinated Charging of Electric Vehicles for Congestion Prevention in the Distribution Grid,» *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 5, nº 2, pp. 703-711, Marzo 2014.
- [167] P. Rezaei, J. Frolik y P. D. H. Hines, «Packetized Plug-In Electric Vehicle Charge Management,» *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 5, nº 2, Marzo 2014.
- [168] M. A. Ortega-Vazquez, F. Bouffard y V. Silva, «Electric Vehicle Aggregator/System Operator and Services Procurement,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 28, nº 2, pp. 1806-1815, Mayo 2013.
- [169] C. Fernandes, P. Frías y J. M. Latorre, «Impact of vehicle-to-grid on power system operation costs: The Spanish case study,» *Applied Energy*, vol. 96, p. 194–202, 2012.
- [170] J. R. Pillai y B. Bak-Jensen, «Frequency-Control Reserves and Voltage Support from Electric Vehicles,» de *Grid Integration of Electric Vehicles in Open Electricity Markets*, Nueva Delhi, Wiley, 2013, pp. 153-177.
- [171] S. B. P. : J. Whitacre y J. Apt, «The economics of using plug-in hybrid electric vehicle battery packs for grid storage,» *Journal of Power Sources*, vol. 195, nº 8, pp. 2377-2384, Abril 2010.
- [172] S. Andersson, A. Elofsson, M. Galus, L. Göransson, S. Karlsson, F. Johnsson y G. Andersson, «Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: Case studies of Sweden and Germany,» *Energy Policy. Volume 68, Issue 6*, pp. 2751-2762, 2010.
- [173] D. Dallinger, D. Krampe y M. Wietschel, «Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, nº 2, pp. 302 - 313 , 2011.
- [174] S. Vandael, T. Holvoet, G. Deconinck, S. Kamboj y W. Kempton, «A comparison of two GIV mechanisms for providing ancillary services at the University of Delaware,» de *4th IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm 2013)*, Vancouver, 2013.
- [175] X. Luo, S. Xia y K. W. Chan, «A decentralized charging control strategy for plug-in electric vehicles to mitigate wind farm intermittency and enhance frequency regulation,» *Journal of Power Sources*, pp. 604-614, 2014.
- [176] A. S. Masoum, S. Deilami, P. S. Moses, M. A. S. Masoum y A. Abu-Siada, «Smart load management of plug-in electric vehicles in distribution and residential networks with charging stations for peak shaving and loss minimisation considering voltage regulation,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 5, nº 8, pp. 877-888, 2011.
- [177] S. Martinez, J. Sanchez, H. Rocha, R. Alvaro, A. Cuesta y A. Diaz, «Impact of a wave energy farm connected to a distribution grid in voltage power quality,» de *CIGRE Lisbon Symposium*, Lisboa, 2013.
- [178] M. El Chehaly, O. Saadeh, C. Martinez y G. Joos, «Advantages and Applications of Vehicle to Grid Mode of Operation in Plug-In Hybrid Electric Vehicles,» de *Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*, Montreal, 2009.
- [179] R. Luthandera, J. Widén, D. Nilsson y J. Palm, «Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,» *Applied Energy*, vol. 142, pp. 80-84, 2015.
- [180] S. Cao, «Comparison of the energy and environmental impact by integrating a H2 vehicle and an electric vehicle into a zero-energy building,» *Energy and Buildings*, vol. 127, p. 153–173, 2016.
- [181] G. Haines, A. McGordon y P. Jennings, «The Simultaion of Vehicle-to-Home Systems – Using Electric Vehicle Battery Storage to Smooth Domestic Electricity Demand”,» de *International Conference and Exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies*, Monaco, 2009.
- [182] I. Momber, T. Gómez, G. Venkataramanan, M. Stadler, S. Beer, J. Lai, C. Marnay y V. Battaglia, «Plug-in Electric Vehicle Interactions with a Small Office Building: An Economic Analysis using DER-CAM,» de *PES General Meeting, Power Systems Engineering in g, Power Systems Engineering in Challenging Times*, Minneapolis, MN, 2010.
- [183] M. A. Ortega-Vazquez, «Optimal scheduling of electric vehicle charging and vehicle-to-grid services at household level including battery degradation and price uncertainty,» *IET Generation, Transmission &*

- Distribution*, vol. 8, nº 6, pp. 1007-1016, 2014.
- [184] Pew Research Center, «PEW Research Center.» [En línea]. Available: <http://assets.pewresearch.org/wp-content/uploads/sites/2/2015/04/Transportation-Topline.pdf>. [Último acceso: 17 Octubre 2016].
 - [185] A. Monzón, R. Cascajo, A. García y F. Herrero, «Observatorio de la Movilidad Metropolitana 2013,» Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, Madrid, 2015.
 - [186] M. Sivak y B. Schoettle, «Recent Changes in the Age Composition of Drivers in 15 Countries,» University of Michigan. Transportation Research Institute, Michigan, 2011.
 - [187] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, «Boletín Oficial del Estado (BOE),» 05 Noviembre 2015. [En línea]. Available: https://www.boe.es/legislacion/codigos/abrir_pdf.php?fich=063_Impuestos_especiales.pdf. [Último acceso: 07 Septiembre 2016].
 - [188] Ministerio de Economía de Finlandia, *Skatteuppgörelser i budgetpropositionen för 2012*, 2011.
 - [189] Ministerio de Transporte de Dinamarca, *Et grønnere transportsystem*, 2011.
 - [190] H. Seljeseth, «Opportunities and challenges with large scale integration of electric vehicles and plug-in vehicles in the power system,» *Smart Grids and E-Mobility*, p. 180–192, 2011.
 - [191] Agencia Tributaria de Madrid, «Sede electrónica del Ayuntamiento de Madrid,» [En línea]. Available: <https://sede.madrid.es/UnidadesDescentralizadas/UDCPortalDelContribuyente/Ficheros/InstruccionesAutoliquidaciones/IVTMAAltaInstrucciones.pdf>. [Último acceso: 07 Septiembre 2016].
 - [192] Ministerio de la Presidencia, *BOE-A-2015-12900. Real Decreto 1078/2015, de 27 de noviembre.*, 2015.
 - [193] «Movilidad Eléctrica Madrid,» Marzo 2015. [En línea]. Available: http://www.movilidadelectricamadrid.es/upload/documentos/es/Infraestructura_de_recarga_ciudad_de_Madrid_abril2015.pdf. [Último acceso: 2014 Septiembre 2016].
 - [194] Ayuntamiento de Barcelona, «Ajuntament de Barcelona,» 29 Noviembre 2015. [En línea]. Available: <http://ajuntament.barcelona.cat/hisenda/sites/default/files/ORDENANZA%20FISCAL%203.12.pdf>. [Último acceso: 14 Septiembre 2016].
 - [195] Acquire Media, «Tesla Motors,» 24 Septiembre 2012. [En línea]. Available: <http://ir.tesla.com/releasedetail.cfm?ReleaseID=709155>. [Último acceso: 14 Septiembre 2016].
 - [196] movilidadelectrica.com, «Nuevo punto de recarga rápida de Nissan en Cataluña,» 2016.
 - [197] W. Sierzechula, S. Bakker, K. Maat y B. van Wee, «The influence of financial incentives and other socio-economic factors on electric vehicle adoption,» *Energy Policy*, vol. 68, pp. 183-194, 2014.
 - [198] Sociedad Estatal Correos y Telegrafos, S.A., «CORREOS,» 22 Enero 2016. [En línea]. Available: https://www.correos.es/ss/Satellite/site/info_corporativa-1363190523576-sala_prensa/detalle_noticia-sidioma=es_ES. [Último acceso: 20 Enero 2017].
 - [199] J. Fraile-Ardanuy, R. Alvaro y J. González, «Nissan Leaf Consumption Model,» ETSI Telecomunicación. UPM, Madrid, 2013.
 - [200] J. Fraile-Ardanuy y C. Gamallo, «Electric Vehicle Range Estimation,» ETSI Telecomunicación. UPM, Madrid, 2013.
 - [201] J. Larminie y J. Lowry, *Electric Vehicle Technology Explained*, John Wiley & Sons, 2003.
 - [202] E. Schaltz, *Electrical Vehicle Design and Modeling, Electric Vehicles-Modeling and Simulations.*, In Tech, 2011.
 - [203] O. Tremblay and A. Dessaint, “Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications,” in *EV24 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium, World Electric Vehicle Journal*, Stavanger, Norway, 2009.
 - [204] D. Lee, S. Shiah, Lee, C.M. and Y. Wang, “State of Charge Estimation for Electric Scooter by Using Learning Mechanisms,” *IEEE Transaction on Vehicular Technology*, pp. 544-556, 2007.
 - [205] F. Marra, G. Yang, C. Traeholt, E. Larsen, C. Rasmussen and S. You, “Demand Profile Study of Battery Electric Vehicle Under Different Charging Options,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, USA, 2012.
 - [206] E. D. Kaplan y C. Hegarty, *Understanding GPS. Principles and applications*, Norwood: Artech House, 2006.
 - [207] Google, Inc., «Google Maps Elevation API,» [En línea]. Available: <https://developers.google.com/maps/documentation/elevation/intro>. [Último acceso: 17 Octubre 2016].
 - [208] J. Lawhead, *Learning Geospatial Analysis with Python*, Birmingham: Packt Publishing Ltd., 2013.

- [209] Octo Telematics Ltd., «Octo Telematics,» [En línea]. Available: <https://www.octotelematics.com/>. [Último acceso: 09 12 2016].
- [210] A. N. Laboratory, «Argonne National Laboratory. Transportation Technology R&D Center,» June 2013. [En línea]. Available: http://www.transportation.anl.gov/D3/2012_nissan_leaf_electric.html.
- [211] MyNissanLeaf.com, «Electric Vehicle Wiki,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.electricvehiclewiki.com/?title=Battery>.
- [212] Nissan Motor Company, Ltd., «Nissan U.S.A.,» [En línea]. Available: <https://owners.nissanusa.com/content/techpub/ManualsAndGuides/NissanLEAF/2013/2013-NissanLEAF-owner-manual.pdf>. [Último acceso: 08 12 2016].
- [213] «OVG (Onderzoek Verplaatsingsgedrag Vlaanderen),» [En línea]. Available: <http://mobieltvlaanderen/ovg/ovg04.php>.
- [214] T. Jurik, A. Cela, R. Hamouche, R. Natowicz, A. Reama, S.-I. Niculescu y J. Julien, «Energy Optimal Real-Time Navigation System,» *IEEE Intell. Transp. Syst. Mag.*, vol. 6, nº 3, pp. 66-79, Otoño 2014.
- [215] C. Bingham, C. Walsh y S. Carroll, «Impact of driving characteristics on electric vehicle energy consumption and range,» *IET Intell. Transport Syst.*, vol. 6, nº 1, pp. 29-35, Marzo 2012.
- [216] «Sprintmonitor,» Fisch und Fischl GmbH, 8 Julio 2014. [En línea]. Available: <http://www.sprintmonitor.de/en/>. [Último acceso: 8 Julio 2014].
- [217] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, «Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico en España,» Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Madrid, 2010.
- [218] Ayuntamiento de Madrid, «Plan de Movilidad Urbana Sostenible de la Ciudad de Madrid. Diciembre 2014,» Ayuntamiento de Madrid, Madrid, 2014.
- [219] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, *BOE-A-2015-10927. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre.*, 2015.
- [220] R. Álvaro Hermana, J. González Perdomo, J. Fraile Ardanuy, B. Artaloytia Encinas, M. Fuentes Gomariz y Á. Gutiérrez Martín, «Proyecto INNPACTO VE2. Entregable E2.2. Informe sobre la recarga de los vehículos eléctricos,» Universidad Politécnica de Madrid, Madrid.
- [221] I. Moreno-Cid García-Miguel, Proyecto de Fin de Carrera: Evaluación del impacto de la recarga de los vehículos eléctricos en el sistema eléctrico belga, Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, 2015.
- [222] Elia, «Elia,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.elia.be/>. [Último acceso: 31 July 2014].
- [223] I. E. Agency, «International Energy Agency,» [En línea]. Available: <http://www.iea.org/>. [Último acceso: 21 Julio 2016].
- [224] R. Alvaro, J. Gonzalez, J. Fraile-Ardanuy, L. Knapen y D. Janssens, «Nationwide impact and vehicle to grid application of electric vehicles mobility using an activity based model,» de *International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2013*, Madrid, 2013.
- [225] European Alternative Fuels Observatory (EAFO), «European Alternative Fuels Observatory (EAFO),» Comisión Europea, [En línea]. Available: <http://www.eafo.eu/>. [Último acceso: 14 12 2016].
- [226] VREG, «<http://www.vreg.be/verbruiksprofielen-0>,» [Online].
- [227] Joint Research Center (JRC). Institute for Energy and Transport (IET), «PVGIS,» Comisión Europea, [En línea]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Último acceso: 14 12 2016].
- [228] Sialsol, «Sialsol Home,» Sialsol, [En línea]. Available: <https://www.sialsolhome.com/cargadores-coches-electricos/circutor/p1/>. [Último acceso: 08 Febrero 2017].
- [229] Corri-Door. Récharge rapide pour véhicules électriques, «Corri-Door,» [En línea]. Available: <http://www.corri-door.com>. [Último acceso: 08 Febrero 2017].
- [230] Fast-E. Fast Charging Study Europe, «Fast-E,» [En línea]. Available: <http://www.fast-e.eu>. [Último acceso: 08 Febrero 2017].
- [231] European Commission. Innovation and Networks Executive Agency, «European Commission. CIRVE Project,» Noviembre 2016. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/inea/sites/inea/files/fiche_2015-eu-tm-0409-s_final.pdf. [Último acceso: 08 Febrero 2017].
- [232] F. p. e. F. d. I. I. Industrial, «Fundación para el Fomento de la Innovación Industrial,» [En línea]. Available: <http://www.f2i2.net/>. [Último acceso: 14 12 2016].
- [233] R. Álvaro Hermana, J. González Perdomo, J. Fraile Ardanuy y B. Artaloytia Encinas, «Proyecto VE2. Entregable E2.3. Informe de evaluación de impacto de los VE en la red del edificio,» N2S, UPM, CIEMAT, Madrid, 2014.
- [234] J. M. A. Sánchez, *Modelos y algoritmos para la explotación óptima de la generación en sistemas*

- eléctricos centralizados y competitivos mediante algoritmos genéticos y programación lineal entera-mixta*, Ciudad Real: UCLM, 2000.
- [235] E. Castillo, A. J. Conejo, P. Pedregal, R. García y N. Alguacil, *Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia*, Ciudad Real, España: Universidad de Castilla-La Mancha, 2002.
 - [236] H.-I. Li, X.-m. Bai and W. Tan, "Impacts of plug-in hybrid electric vehicles charging on distribution grid and smart charging," in *International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Auckland, 2012.
 - [237] National Grid Transco, «National Grid,» [En línea]. Available: http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/49736B61-06E4-4241-AF0B-8E7D84053AF7/1227/Nick_Easton_A_day_In_The_Life_Of_.pdf. [Último acceso: 23 Septiembre 2016].
 - [238] S. Biswas, R. Tatchikou y F. Dion, «Vehicle-to-vehicle wireless communication protocols for enhancing highway traffic safety,» *IEEE Communications Magazine*, vol. 44, nº 1, pp. 74-82, Enero 2006.
 - [239] J. Gozalvez, M. Sepulcre y R. Bauza, «IEEE 802.11p vehicle to infrastructure communications in urban environments,» *IEEE Communications Magazine*, vol. 50, nº 5, pp. 176-183, 7 Mayo 2012.
 - [240] M. Ertzl, F. Durif y M. Arcand, «Collaborative Consumption: Conceptual Snapshot at a Buzzword,» *Journal of Entrepreneurship Education*, Forthcoming.
 - [241] A. Lazalde, «Herramientas digitales de cultura libre para el salón de clases,» *eldiario.es*, 23 04 2013.
 - [242] L. Blanco de la Chica, I. Fernández Varela y M. Á. Pozo Rosado, «Entre la integración y la ruptura. Una mirada sobre el voluntariado,» de *El trabajo social en la era de la incertidumbre*, Salamanca, Ediciones Universidad de Salamanca, 2000, pp. 169-174.
 - [243] D. B. Bueno, *Copia este libro*, Dnem, S.L., 2005.
 - [244] R. Botsman y R. Rogers, *What's mine is yours. The rise of collaborative consumption*, Harper Collins Publishers, 2010.
 - [245] L. Pellicer, «El 'Govern' se da un año para poner orden a la economía colaborativa,» *El País*, 06 Abril 2016.
 - [246] eBay, «eBay,» [En línea]. Available: <http://www.ebay.es/>. [Último acceso: 24 Enero 2017].
 - [247] Craigslist, «Craigslist,» [En línea]. Available: <https://www.craigslist.org/>. [Último acceso: 24 Enero 2017].
 - [248] Freecycle, «Freecycle,» [En línea]. Available: <https://www.freecycle.org/>. [Último acceso: 24 Enero 2017].
 - [249] Swapptree, «Swapptree,» [En línea]. Available: <http://www.swapptrees.com/>. [Último acceso: 01 Enero 2017].
 - [250] UsedCardboardBoxes.com, «UsedCardboardBoxes.com,» [En línea]. Available: <http://www.usedcardboardboxes.com/>. [Último acceso: 24 Enero 2017].
 - [251] Kizoodle, «Kizoodle,» [En línea]. Available: www.kizoodle.com. [Último acceso: 24 Enero 2017].
 - [252] SwapaDVD, «SwapaDVD.com,» [En línea]. Available: <http://www.swapadvd.com>. [Último acceso: 24 Enero 2017].
 - [253] R. Álvaro y J. Fraile-Ardanuy, «Charge Scheduling Strategies for Managing an Electric Vehicle Fleet Parking,» de *EUROCON 2015 - International Conference on Computer as a Tool (EUROCON)*, Salamanca, 2015.
 - [254] J. González, R. Alvaro, C. Gamallo, M. Fuentes, J. Fraile-Ardanuy, L. Knapen y D. Janssens, «Determining electric vehicle charging point locations considering drivers' daily activities,» de *4th International Conference on Sustainable Energy Information Technology (SEIT-2014)*, Hasselt, 2014.
 - [255] R. Alvaro, J. González, C. Gamallo, J. Fraile-Ardanuy, L. Knapen y D. Janssens, «Vehicle to vehicle energy exchange in smart grid applications,» de *International Conference on Connected Vehicles & Expo*, Viena, 2014.
 - [256] R. Alvaro-Hermana, J. Fraile-Ardanuy, P. J. Zufiria, L. Knapen y D. Janssens, «Peer to Peer Energy Trading with Electric Vehicles,» *IEEE Intelligent Transportation Systems Magazine*, vol. 8, nº 3, pp. 33-44, 2016.
 - [257] R. Alvaro-Hermana, J. Fraile-Ardanuy y S. Martinez, «Management Strategies for Electric Vehicles,» de *Industriales Research Meeting (IRM 2016)*, Madrid, 2016.
 - [258] R. Alvaro-Hermana, J. Fraile-Ardanuy y J. Merino, «Reducción del impacto de la recarga de vehículos

- eléctricos a través de una plataforma de economía colaborativa,» de *III Congreso Smart Grids 2016*, Madrid, 2016.
- [259] R. Alvaro-Hermana, J. Fraile-Ardanuy y J. Merino, «Algorithm development for night charging electric vehicles optimization in big data applications,» de *The 7th International Conference on Sustainable Energy Information Technology (SEIT 2017)*, Madeira, 2017.
- [260] The MathWorks, Inc., «Anti-Windup Control Using a PID Controller,» The MathWorks, Inc., Natick, 2016.
- [261] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Documento BOE-A-2011-8910. Real Decreto 647/2011*, 2011.