

## Resumen

El presente proyecto se ha desarrollado para proponer una metodología de modelización de la demanda de carga lenta y rápida de vehículos eléctricos para el estudio de impacto en la red de distribución. El capítulo 1 es la memoria del análisis del estado del arte de esta temática. En el capítulo 2 se desarrolla el modelo para carga lenta, en el capítulo 3 se añade la carga rápida y en el capítulo 4 se aplica a un caso de estudio.

En los últimos años el desarrollo de los vehículos eléctricos se ha acelerado considerablemente hasta la llegada al gran público de modelos con prestaciones parecidas a las actuales en vehículos de combustión interna. La carga de vehículos eléctricos, cuando quieran recuperar la energía, representa un reto para la red eléctrica en todos los niveles, por lo que la carga de los VE debe enmarcarse dentro de un contexto global. Dado que es probable que la movilidad de los próximos años sea en vehículo eléctrico, existe la necesidad de realizar diversos estudios de todos los aspectos a los que afectará para facilitar su implantación. El presente estudio se focaliza en la modelización del consumo eléctrico durante el proceso de carga. La modelización de esta nueva demanda eléctrica es necesaria para evaluar la capacidad que tienen las redes eléctricas de asimilar esta nueva carga.

La modelización de la demanda depende de dos factores: las características de los vehículos eléctricos y la movilidad de los usuarios. Las características de los vehículos que afectarán a la red eléctrica son, principalmente, la batería, el consumo energético y el tipo de vehículo. En cuanto a la movilidad, el tipo de usuario, la distancia recorrida y el instante en el que se producen los desplazamientos determinarán la demanda eléctrica. La relación entre estas variables es la que determina las necesidades de carga de los usuarios. Seguidamente se deben considerar variables relativas a la infraestructura que posibilita la carga de los vehículos para así satisfacer la demanda, ya que ésta debe facilitar la energía y potencia para la carga de las baterías. Estos procesos de carga pueden ser denominados carga lenta, que utiliza una infraestructura doméstica, y carga rápida, que requiere una infraestructura más compleja similar a las gasolineras actuales, por lo que no podrá instalarse a nivel doméstico.

Una vez modelizada esta nueva demanda, debe asociarse con la demanda eléctrica convencional de la zona de estudio, ya que ambas se solicitarán en la misma red. En esta interacción podría suceder que, en determinadas condiciones, coincidan ambas puntas de demanda, que podrían impactar en la operación de la red en aspectos de calidad de suministro. De esta manera, se pueden evaluar las consecuencias de la carga de vehículos eléctricos en la red, y así proponer soluciones que reduzcan los posibles impactos.



# Índice general

<b>Resumen</b>	<b>1</b>
<b>Introducción</b>	<b>15</b>
Objetivos . . . . .	17
Alcance . . . . .	18
<b>1. Estado del arte del modelado de la demanda de los vehículos eléctricos</b>	<b>19</b>
1.1. Introducción a la movilidad eléctrica . . . . .	19
1.1.1. El vehículo eléctrico . . . . .	19
1.1.2. La movilidad urbana . . . . .	26
1.1.3. Modelos de demanda . . . . .	27
1.1.4. El VE en el sector eléctrico . . . . .	28
1.2. Estado del arte . . . . .	30
1.2.1. Modelos de vehículo eléctrico . . . . .	32
1.2.2. Baterías de vehículo eléctrico . . . . .	32
1.2.3. Infraestructura de carga . . . . .	32
1.2.4. Procesos de carga de las baterías de VE . . . . .	33
1.2.5. La movilidad urbana . . . . .	34
1.2.6. Modelos de demanda . . . . .	37
1.2.7. Integración del VE en las redes eléctricas . . . . .	38
1.3. La demanda eléctrica convencional . . . . .	40
1.4. Conclusiones . . . . .	41
1.4.1. Sobre los VE . . . . .	41
1.4.2. Sobre la movilidad . . . . .	42
1.4.3. Modelo propuesto . . . . .	44

<b>2. Metodología para la estimación de la demanda del vehículo eléctrico por carga lenta</b>	<b>47</b>
2.1. Introducción al modelo basado en agentes . . . . .	47
2.1.1. Formulación del modelo demanda de carga lenta . . . . .	48
2.2. Variables de movilidad . . . . .	50
2.3. Variables de vehículo . . . . .	53
2.4. Variables de consumo eléctrico . . . . .	54
2.4.1. Ubicación espacial de las cargas . . . . .	54
2.4.2. Proceso de carga de las baterías . . . . .	55
2.5. Escenarios de carga . . . . .	58
2.5.1. Carga intensiva - A . . . . .	59
2.5.2. Carga sin control - B . . . . .	59
2.5.3. Carga concentrada - C . . . . .	60
2.6. Consideraciones generales . . . . .	60
<b>3. Metodología para la estimación de la demanda del vehículo eléctrico con carga rápida</b>	<b>63</b>
3.1. La carga rápida . . . . .	63
3.1.1. Proceso de carga rápida . . . . .	63
3.2. Escenarios de carga . . . . .	65
3.2.1. Carga sin control - B . . . . .	66
3.2.2. Carga inteligente - D . . . . .	66
3.2.3. Carga en electrolinerías - E . . . . .	66
3.2.4. Carga rápida de todos los VE - F . . . . .	66
3.3. Consideraciones generales . . . . .	67
<b>4. Caso de estudio: zona urbana metropolitana</b>	<b>69</b>
4.1. La red eléctrica . . . . .	69
4.1.1. Selección de la red . . . . .	69
4.1.2. La red del caso de estudio . . . . .	71
4.1.3. La demanda eléctrica . . . . .	72
4.2. Variables de inicialización . . . . .	73
4.3. La movilidad de Barcelona . . . . .	74
4.3.1. Conjuntos de usuarios . . . . .	74
4.3.2. Distribución temporal . . . . .	76
4.3.3. Distancia del desplazamiento . . . . .	77
4.3.4. Velocidad del desplazamiento . . . . .	77

4.4. Los vehículos eléctricos para Barcelona . . . . .	77
4.5. Variables de consumo eléctrico . . . . .	79
4.5.1. Ubicación espacial de las cargas . . . . .	81
4.6. Resultados del modelo de demanda de vehículos eléctricos . . . . .	81
4.6.1. La demanda por carga lenta . . . . .	81
4.6.2. La demanda con carga rápida . . . . .	87
4.7. Aplicación del modelo en la red de estudio . . . . .	88
4.7.1. Carga lenta . . . . .	88
4.7.2. Carga rápida . . . . .	93
4.7.3. Impacto en la red . . . . .	96
4.8. Consideraciones en la implantación del modelo . . . . .	99
<b>Conclusiones</b>	<b>101</b>
<b>Agradecimientos</b>	<b>105</b>
<b>A. Presupuesto</b>	<b>107</b>
A.1. Presupuesto del material informático . . . . .	107
A.2. Presupuesto de la investigación y desarrollo . . . . .	107
A.3. Suma por capítulos . . . . .	108
<b>B. Impacto ambiental</b>	<b>109</b>
B.1. El impacto ambiental del vehículo eléctrico . . . . .	109
B.1.1. Contaminación atmosférica . . . . .	109
B.1.2. Contaminación acústica . . . . .	110
B.1.3. Generación de residuos especiales . . . . .	110
B.1.4. Las baterías y su reciclaje . . . . .	110
B.1.5. El aumento de consumo eléctrico por la carga de vehículos eléctricos . . . . .	110
<b>C. Características de la red eléctrica del caso de estudio</b>	<b>111</b>
<b>D. Tablas del caso de estudio</b>	<b>113</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>121</b>



# Índice de figuras

1.1. Esquema conceptual del HEV. Elaboración propia [1] . . . . .	20
1.2. Arquitecturas de los PHEV. Elaboración propia [1] . . . . .	21
1.3. Relación entre la autonomía de cada VE y la capacidad de su batería de los modelos considerados en la tabla 1.1. . . . .	23
1.4. Dimensionado de las baterías según la arquitectura y el segmento del VE. . . . .	24
1.5. Comparación de la densidad energética de diversas tecnologías de baterías recargables. [2] . . . . .	24
1.6. Distribución probabilística de los desplazamientos según el motivo a lo largo de un día. Elaboración propia [3] . . . . .	27
1.7. Esquema los agentes relacionados con la red eléctrica incluyendo V2G. Elaboración propia. Basado en [4] . . . . .	29
1.8. Esquema del modelo de demanda. Elaboración propia . . . . .	42
1.9. Esquema del modelo de demanda según las variables de movilidad, vehículo y consumo eléctrico para obtener la demanda eléctrica de VE . . . . .	45
2.1. Esquema del algoritmo de la demanda de cada agente-usuario de VE . . . . .	49
2.2. Esquema del cálculo del número de desplazamientos de cada usuario de vehículo eléctrico. Elaboración propia . . . . .	51
2.3. Distribución de probabilidad acumulada de la distancia diaria recorrida en coche en 10 países de Europa. Fuente: [5] . . . . .	52
2.4. Esquema del cálculo de la distancia total diaria recorrida de cada usuario de vehículo eléctrico. Elaboración propia . . . . .	52
2.5. Esquema de la matriz $Y_i$ de tiempos de desplazamiento de cada agente con VE . . . . .	54
2.6. Probabilidad que se produzca un desplazamiento a lo largo del día en función del motivo en el caso de la ciudad de Barcelona. Fuente [3, 6] . . . . .	54
2.7. Ejemplo de las tres etapas del proceso de carga de una batería de Li-ion . . . . .	56
2.8. Perfil de potencia de carga considerado de referencia... . . . .	57
2.9. Ejemplo de carga lenta de un VE con una batería de capacidad de 22 kWh . . . . .	58
3.1. Perfil de potencia de carga rápida estándar . . . . .	64
3.2. Ejemplo de la carga rápida de un BEV con un SOC inicial de 0,9434 kWh . . . . .	65

4.1. Esquema general de los sistemas eléctricos de potencia . . . . .	70
4.2. Esquema de la red de distribución de estudio . . . . .	71
4.3. Potencia consumida en un día de verano y de invierno . . . . .	73
4.4. Caída de tensión en la línea en el escenario con el consumo eléctrico de residencial	73
4.5. Esquema de los diferentes conjuntos de usuarios considerados y su relación con la red de distribución. Elaboración propia . . . . .	75
4.6. Esquema de la segregación de las funciones de probabilidad de modelo de VE según la distancia total recorrida por el usuario de VE . . . . .	78
4.7. Distribución de la autonomía de cada modelo de VE según su arquitectura. . .	79
4.8. Determinación del modelo de vehículo eléctrico de cada agente. Elaboración propia. . . . .	80
4.9. Repartición de los modelos de VE según la distancia media recorrida diaria- mente en los diferentes escenarios propuestos. Elaboración propia . . . . .	80
4.10. Comparativa de los escenarios en función de los conjuntos de agentes consi- derados . . . . .	82
4.11. Comparativa de los escenarios en función de la penetración de los vehículos eléctricos . . . . .	83
4.12. Comparativa de los escenarios en función del nodo de conexión de la red . . .	84
4.13. Evolución de la desviación estándar de la potencia consumida en la línea en función del número de iteraciones realizadas en el modelo. Conjunto usuarios C1 - Carga intensiva - A - 50% de VE. . . . .	85
4.14. Instantes de conexión al punto de carga para el caso de 30% de VE, Conjunto de usuarios C1 y $S_i = 2$ . . . . .	86
4.15. Estado de la batería antes de realizar el primer desplazamiento. En rojo se representa el SOC y en azul la energía correspondiente [kWh]. Conjunto C1 - 30% de VE. . . . .	86
4.16. Potencia demandada en el escenario base si los VE solo pueden realizar una carga rápida entre desplazamientos . . . . .	87
4.17. Potencia demandada en el escenario base por carga rápida si los PHEV pueden realizarla . . . . .	88
4.18. Rango de potencia total consumida en la línea . . . . .	89
4.19. Rango de potencia total consumida en la línea en el escenario base . . . . .	90
4.20. Influencia de la penetración de los VE en la en la curva de demanda en el escenario base . . . . .	90
4.21. Distribución del nivel de carga de los transformadores correspondientes a los nodos de la red . . . . .	91
4.22. Rango de potencia total consumida en la línea en el escenario de carga con- centrada con discriminación horaria supervalle (DHS) . . . . .	92
4.23. Potencia demandada en la línea según la estrategia de carga . . . . .	92
4.24. Potencia demandada en la línea según el nivel de penetración de los VE - Invierno - Carga inteligente - D . . . . .	93



4.25. Rango de potencia demandada en la línea - Invierno - 30 % VE - Carga inteligente - D . . . . .	93
4.26. 30 VE - Carga inteligente - D . . . . .	94
4.27. Influencia de la penetración de los VE en la potencia total consumida en el escenario de carga en eletrolineras . . . . .	95
4.28. Potencia demandada en la línea si todos los VE pueden realizarla . . . . .	96
4.29. Tensión mínima que se produce en los nodos de la red - Invierno - 30 % VE . . . . .	97
4.30. Rango de la caída de tensión en la línea en el escenario de carga intensiva - A . . . . .	97
4.31. Rango de la caída de tensión en la línea en el escenario base de carga sin control - B . . . . .	98
4.32. Rango de la caída de tensión en la línea en el escenario de carga concentrada - C . . . . .	98
4.33. Rango de la caída de tensión en la línea en el escenario de carga inteligente - D . . . . .	99
4.34. Rango de la caída de tensión en la línea en el escenario de carga en electrolineras - E . . . . .	99
4.35. Rango de la caída de tensión en la línea en el escenario de carga rápida de todos los VE - F . . . . .	100



# Índice de tablas

1.1.	Lista de los principales vehículos eléctricos según su capacidad, autonomía y consumo energético medio. Fuente: Catálogo de vehículos de Movele [7] . . .	22
1.2.	Resumen de los parámetros descritos . . . . .	32
1.3.	Propuestas de funciones objetivo para reducir el impacto de la carga de VE en la red eléctrica . . . . .	39
2.1.	Variables de la matriz de agentes utilizadas en el algoritmo para simular la carga de VE . . . . .	48
2.2.	Características de los distintos modos de de carga de VE establecidos por la IEC 61851 . . . . .	56
2.3.	Escenarios establecidos para los usuarios de VE en la carga lenta . . . . .	59
3.1.	Estrategias consideradas con la implantación de la carga rápida . . . . .	67
4.1.	Características de los conductores propuestos en la red de estudio. . . . .	71
4.2.	Características de los transformadores utilizados en la red de estudio. . . . .	72
4.3.	Número de domicilios asignados a cada transformador . . . . .	73
4.4.	Repartición de los turismos en la red . . . . .	74
4.5.	Características de la carga del VE según el conjunto al que pertenece el usuario. Fuente [3] . . . . .	75
4.6.	Motivos de movilidad considerados por la EMQ 2006 . . . . .	75
4.7.	Datos de circulación de los residentes en Barcelona en vehículo privado como conductores. Fuente:[3] . . . . .	76
4.8.	Repartición de los desplazamientos según motivo y lugar de residencia. Fuente [3] . . . . .	76
4.9.	Repartición de las arquitecturas en los diferentes escenarios de implantación de los VE . . . . .	79
4.10.	Repartición según los modelos y las distancias recorridas . . . . .	79
A.1.	Presupuesto del material informático . . . . .	107
A.2.	Presupuesto del I+D . . . . .	107

A.3. Suma por capítulos . . . . .	108
C.1. Características de los elementos empleados en la red del caso de estudio. . . . .	111
C.2. Características de los elementos empleados en la red de estudio. . . . .	112
D.1. Distribución de probabilidades de demanda eléctrica y demanda por VE . . . . .	113
D.2. Distribución de probabilidades de demanda eléctrica y demanda por VE . . . . .	114

*Als meus pares i germà.  
Perquè amb la seva entrega incondicional  
m'han ajudat a créixer en els èxits i ens els fracassos  
però sobretot per ensenyar-me a estimar cada dia més i millor.*

*"... i al capdavant descobrim amb sorpresa  
que, fet i fet, l'essencial s'amaga  
rera el gest repetit sense peresa,  
rera el somriure que ens infon coratge  
i sobretot rera l'amor que es dóna  
sense exigir favors ni recompenses."*

Repta el silenci  
Miquel Martí i Pol



# Introducción

Día a día se consume energía asociada a las actividades que se desarrollan. Algunas de las cifras sobre la actividad del hombre en el planeta son difíciles de imaginar debido a sus dimensiones. Entre muchos datos estadísticos destacar que diariamente se realizan 93.000 vuelos en avión comercial, se fabrican 87.600 coches y se emiten 48.226.600 toneladas de  $CO_2$  a la atmósfera. Estos tres datos están asociados en parte a dos grandes sectores: el transporte y la producción de energía eléctrica. El transporte es uno de los sectores que consume más energía en el mundo. La electricidad es la forma de energía final más utilizada por su facilidad para distribuirla y su aplicación posterior. Las actividades de transporte representan el 27 % de la energía primaria consumida y anualmente se consumen más de 2.000 Mtep (tonelada equivalente de petróleo), según datos de 2009 de la Agencia Internacional de la Energía [8] (IEA por sus siglas en inglés). El sector de la producción eléctrica representa anualmente 16.819 TWh de energía, energía que equivale a 1.442 Mtep<sup>1</sup>. Y en cuanto al futuro, todas las previsiones de la IEA van encaminadas hacia el incremento del consumo energético y las incógnitas son el ritmo de crecimiento y hasta cuando se podrá seguir este ritmo. Los combustibles fósiles son la principal fuente de energía utilizada para transporte y generación eléctrica. Por un lado, las reservas de combustibles fósiles baratas se están agotando, por lo que se prevé un incremento notable de su coste. Por otro lado, los combustibles son responsables de gran parte de las emisiones de gases de efecto invernadero.

El vehículo eléctrico (VE) se enmarca como alternativa en este contexto de escasez energética, en la que los costes del transporte deben disminuirse, y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En los últimos años se ha desarrollado un gran aumento de prototipos y modelos comerciales de VE que demuestran la tendencia hacia una propulsión eléctrica. El motor eléctrico casi no hace ruido y para ciudades muy pobladas sería un enorme beneficio. Y la contaminación no se produciría en las ciudades con lo que se reducirían los problemas de salud relacionados con la contaminación.

Los objetivos que se ha marcado la Unión Europea (UE) para el año 2020 en el campo de la política energética y ambiental son conocidos como 20/20/20. Estos objetivos son la reducción del 20 % de emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a los niveles del año 1990. El suministro del 20 % de la energía de uso final mediante fuentes de origen renovable. Y la reducción del 20 % en el consumo energético total mediante mejoras en la eficiencia energética.

Pero la implantación a gran escala de estos VE supone un reto para los ingenieros. No se sabe con certeza si habrá suficientes materiales para las baterías, cómo se realizarán las cargas cuando el VE se desplace a otro país, si los conectores para cargar los VE deberán de ser compatibles y si la red eléctrica podrá hacer frente a la nueva demanda sin aumentar demasiado sus costes. En este escenario, se están llevando a cabo diversos proyectos, leyes e iniciativas de divulgación para favorecer su implantación. En el campo de la legislación de España, se ha introducido la figura del Gestor de Cargas, autorizada a la reventa de energía

---

<sup>1</sup>1 MWh = 0,086 tep. Fuente: IEA

eléctrica para la carga de VE. También se ha introducido un cambio en la ley de Propiedad Horizontal que permite a los propietarios de plazas de aparcamiento en comunidades de multipropiedad instalar el propio punto de carga sin la necesidad de la aprobación de la comunidad. El usuario de VE que quiera instalar un punto de carga en su plaza de aparcamiento solamanete deberá avisar a la comunidad de que instalará el punto de conexión. En cuanto a los proyectos que se desarrollan, a nivel nacional podemos ver el proyecto SURTIDOR y VERDE, entre otros; y a nivel europeo se han desarrollado los proyectos MERGE, ELVIRE, G4V y ADDRESS, entre otros. Y en cuanto a iniciativas de divulgación se han llevado a cabo las jornadas ExpoEléctric en Barcelona para poder hacer la movilidad más sostenible y donde se han dedicado muchas actividades a los vehículos eléctricos.

La popularización de los VE en cantidades considerables es un reto y a la vez una oportunidad de nuevos servicios y mejoras. La carga de VE se caracteriza por ser controlable por un agente externo que determine la conveniencia de postponer la carga con el objetivo de reducir los costes y las pérdidas en la red. Además también se están haciendo estudios sobre la posibilidad de que los VE devuelvan energía eléctrica al sistema si fuera necesario. Este servicio se conoce como V2G (*Vehicle-to-Grid*). Y en escenarios futuros podría reducir los picos de demanda que provocan la entrada de generación eléctrica de menor eficiencia y mayor coste.

## Antecedentes

En cuanto a la implantación de VE se debe tener en cuenta la rápida adaptación a la nueva tecnología que están teniendo algunos fabricantes. En los últimos años ha habido un gran descenso de las ventas de vehículos por la recesión económica y el aumento de los precios de los carburantes. El VE también significa un cambio para el sector que podría experimentar un crecimiento por esta nueva tecnología.

Los principales agentes que van a participar en este nuevo escenario son el operador de la red de distribución, el comercializador de energía, el usuario y un nuevo agente denominado Gestor de Carga. En el artículo 23 del Real Decreto-ley 6/2010 habilita la nueva figura del Gestor de Carga y posteriormente, en Real Decreto 647/2011 regula sus actividades como por ejemplo trámites para constituirse como Gestor de Carga, requisitos, derechos y obligaciones entre otros.

El punto donde se realizarán los procesos de carga es una cuestión importante a tener en cuenta para posibilitar los procesos de carga. En entornos privados existirá una vinculación entre el usuario del VE y el suministrador de electricidad mediante un contrato. De igual forma que a día de hoy existe una vinculación entre el consumo de electricidad y la empresa comercializadora. En cuanto a los garajes multipropiedad o comunitarios, hay que tener en cuenta cuestiones como la localización de los nuevos contadores, las zonas de paso por donde irán los cables y otras cuestiones que podrían ser un freno para el VE. Gracias a la modificación de la ley de propiedad horizontal, para la instalación de punto de carga no es necesaria la aprobación de la comunidad. En cuanto a la infraestructura de carga, está en desarrollo la ITC-BT-52, que regula la instalación de puntos de carga en los diferentes entornos en los que podría estar. En Cataluña, para facilitar la instalación de puntos de carga mientras se aprueba la ITC anterior, se aprobó la *Instrucció 8/2012, de 28 de juny, de la DG d'energia, mines i seguretat industrial, per la qual s'estableixen les normes d'aplicació de la normativa vigent per a les instal·lacions de recàrrega de vehicles elèctrics*. Hay que tener en cuenta que en entornos públicos será necesaria una regulación de la actividad, tanto de instalación como de explotación. Una de las posibles soluciones para ello es la figura del Gestor de Carga, que puede realizar todas las actividades relacionadas con la compra-venta de electricidad para la carga de VE. Y finalmente, la propiedad del punto de carga en lugares



públicos será también importante a tener en cuenta para que exista una puesta en marcha y un mantenimiento del punto de carga.

Todo esto implicará para el usuario de VE que las necesidades de movilidad deberán ser compatibles con las nuevas prestaciones de los vehículos pero a la vez permitirá un muchos beneficios, principalmente en cuanto al coste de la energía.

En vistas de las condiciones expuestas en cuanto a la implantación de VE parece lógico pensar que habrá cambios en los usuarios y la economía en general. La movilidad está condicionada al desarrollo de esta tecnología y un buen posicionamiento en desarrollo tecnológico marcará un desarrollo económico asociado.

## Motivación

En este marco presentado de implantación de nuevos VE hay muchos retos, pero este trabajo se centra en el impacto sobre la red eléctrica ante la posibilidad de conexión de numerosos VE. Una posible hipótesis del dimensionado de la red se plantea a continuación. Suponiendo una carga media a 230 V y 16 A, a nivel doméstico cada usuario debería añadir a su potencia contratada de 5,75 kW, correspondiente a la electrificación básica según REBT, un mínimo de 3,7 kW por VE. Este aumento de potencia podría representar un coste para las redes eléctricas. Sin embargo, hay muchos factores que podrían desmentir esta hipótesis como es el factor de simultaneidad de cada usuario, la potencia contratada de cada usuario, la potencia instalada, la estacionalidad de la demanda eléctrica ordinaria con relación a los nuevos consumos por los VE. Para analizar estas relaciones es necesario desarrollar un modelo de demanda eléctrica de los VE que tenga en cuenta el uso y consumo de los VE. De esta manera se podrá prever mejor el nuevo consumo eléctrico y se podrán llevar a cabo los cambios pertinentes, si es que estos son necesarios.

En este estudio se aplican conocimientos de electrotecnia, estadística y transportes para poder tener en cuenta la multitud de factores que determinarán el nuevo consumo eléctrico. Además, para tener en cuenta la estocacidad de la demanda de la movilidad eléctrica se emplea el método de Monte Carlo para modelar una red de potencia en diferentes escenarios.

## Objetivos

El objetivo general del proyecto es determinar un modelo de demanda de carga lenta y carga rápida de vehículos eléctricos. Este modelo se validará en un caso de estudio en una red de distribución urbana y una movilidad privada.

Los objetivos secundarios son los siguientes.

- Analizar el estado del arte de los modelos de demanda de carga lenta y rápida de vehículos eléctricos.
- Desarrollar un nuevo modelo de demanda de carga lenta y rápida de vehículos eléctricos.
- Implementar el modelo propuesto para el caso de Barcelona según sus patrones de movilidad y nivel de vehículos.
- Evaluar el impacto en la red de distribución de la demanda de los vehículos eléctricos considerando la demanda eléctrica convencional.

La memoria se ha estructurado siguiendo los pasos realizados para desarrollar un modelo de demanda y la aplicación en un caso de estudio. En el primer capítulo se realiza una revisión del estado del arte de los vehículos eléctricos y de los trabajos realizados en la modelización de la demanda y el análisis del impacto a la red de los VE, incluyendo también las características de las redes de distribución utilizadas y los pasos realizados para determinar los efectos de la carga de varios VE. El segundo capítulo se centra en la elaboración del modelo de demanda de carga lenta que se propone y su validación en el caso de estudio. El tercer capítulo es la elaboración del modelo de la carga rápida que se suma al modelo de carga lenta elaborado en el capítulo anterior y su validación. En el cuarto capítulo se aplica el modelo de demanda de carga lenta y carga rápida para el caso de estudio de una zona urbana metropolitana. Los tres primeros capítulos son relativos a la metodología para desarrollar un modelo de demanda de vehículos eléctricos y el cuarto es la aplicación del modelo.

## Alcance

El alcance propuesto en el proyecto se limita a la considerar la demanda en régimen estacionario por lo que no se consideran transitorios ni armónicos. A continuación se presenta una lista detallada de las principales consideraciones relativas al alcance del proyecto:

- La tipología de vehículos eléctricos considerada son turismos (categoría M1). Las motocicletas y las furgonetas eléctricas no se consideran.
- Se considera que los modelos de vehículo híbrido funcionan únicamente eléctricos hasta agotar su batería. Si no se dice lo contrario, los híbridos no tendrán la necesidad de una carga entre trayectos, ya que pueden funcionar con el motor de combustión.
- Todos los vehículos eléctricos de los escenarios simulados tienen la batería completamente cargada, a efectos de la primera iteración.
- No se considera la tecnología de batería para la elaboración de la curva de potencia para la carga del VE.
- No se consideran modelos de simulación del tránsito.

## Capítulo 1

# Estado del arte del modelado de la demanda de los vehículos eléctricos

En este capítulo se describen los vehículos eléctricos (VE) y la movilidad urbana por ser los principales aspectos a considerar para el modelado de la demanda de los VE. Seguidamente se analizan los estudios relacionados con esta temática y finalmente se describen aspectos de la demanda eléctrica convencional por tener influencia sobre el impacto del VE.

### 1.1. Introducción a la movilidad eléctrica

El vehículo eléctrico y el comportamiento del usuario son los principales aspectos a considerar para determinar el consumo de los usuarios de VE que participan en la red eléctrica. Seguidamente se hace una exposición de los principales conceptos relacionados con los VE que son los diferentes tipos de VE, las baterías y el proceso de carga de las baterías. En cuanto a la movilidad se describen las relaciones de la movilidad privada y los VE. Y finalmente se describe la participación del VE en el sector eléctrico.

#### 1.1.1. El vehículo eléctrico

Se define como vehículo eléctrico (VE) aquel vehículo que dispone de tracción eléctrica a través de un motor eléctrico.

Los inicios del VE se encuentran en el siglo XIX y se desarrolló antes un VE que uno de combustión interna. En 1881, el francés Gustave Trouvé ensambla el primer VE que consistía en un triciclo de 160 kg. A este modelo le siguieron un triciclo inglés elaborado por William Edward Ayrton y otro estadounidense elaborado por Andrew L. Riker. Y no fue hasta 1890 cuando se construyó el primer VE de cuatro ruedas desarrollado por William Morrison. Este vehículo que circulaba por Chicago pesaba 1931 kg, tenía 3 CV, una velocidad aproximada de 22 km/h y disponía de baterías de plomo [9]. Pero con la entrada al siglo XX el vehículo de combustión se impuso al VE. La invención del starter, la reducción de costes de Henry Ford y el acceso limitado de la electricidad en las zonas rurales supusieron ventajas competitivas inalcanzables para el VE. La recuperación del VE se explica por

razones económicas y medioambientales. La escasez de los carburantes y la contaminación que generan están posibilitando un interés creciente por los VE. En el caso de España existe el Plan de Movilidad Eléctrica [7] y un ejemplo de plan local es el LIVE de apoyo al VE en Barcelona [10].

### Tipologías de vehículo eléctrico

Hasta el momento se han desarrollado tres grandes tipologías de vehículos que incorporan un sistema de tracción eléctrica: híbridos (HEV), híbridos enchufables (PHEV) y eléctricos puros (BEV) [1]. El tipo más extendido en el mercado actual son los híbridos HEV (*Hybrid Electric Vehicle*). Éstos pueden ser híbrido serie o paralelo, de los cuales, el más común es el paralelo, como el Toyota Prius. En la Figura 1.1 se observa el esquema de los principales bloques de los HEV. Estos consisten generalmente en dos motores en paralelo, uno eléctrico y el otro de combustión interna, y una batería de poca capacidad. El motor eléctrico permite recuperar energía mediante el sistema regenerativo, ya sea en frenadas o bajadas, y la parada del motor de combustión cuando el vehículo está parado.

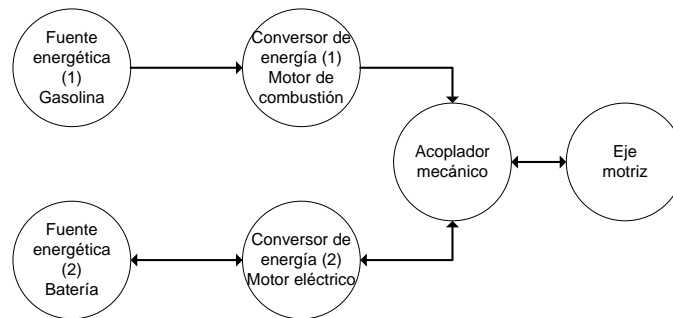


Figura 1.1: Esquema conceptual del HEV. Elaboración propia [1]

La segunda tipología son los híbridos enchufables PHEV (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle*). Los PHEV disponen de conexión con la red eléctrica para la carga de sus baterías. Tienen las mismas ventajas y disponen de una batería de mayor capacidad para posibilitar una conducción 100 % eléctrica durante más kilómetros. Los diferentes tipos de PHEV se distinguen por tener los motores en paralelo o en serie.

La configuración en serie permite que el motor de combustión cargue la batería y será el motor eléctrico alimentado con la batería el único que propulsió el vehículo. De esta manera el motor de combustión no interviene en la propulsión directamente. Ésto implica que los dos motores no giran al mismo régimen de vueltas al no estar unidos mecánicamente. De esta manera se puede mantener el motor de combustión en funcionamiento óptimo más tiempo y así reducir consumo y emisiones.

En cambio, el híbrido con los motores en paralelo permite que el par del motor eléctrico se sume al par del motor de combustión. Como el par total es la suma del par de cada motor, el dimensionado de éstos puede ser menor y así reducir costes. Otra ventaja es que existen tres modos de funcionamiento gracias a sus dos embragues: Un modo tiene los dos embragues cerrados y la propulsión eléctrica está deshabilitada. En este caso el motor eléctrico actúa como volante de inercia y permite cargar la batería en casos de frenada o desaceleración. Un segundo modo de funcionamiento tiene los dos embragues cerrados y la propulsión eléctrica está habilitada, de esta manera los dos motores transmiten par. Este funcionamiento entra en juego en momentos de aceleración o en los que se precisa gran potencia ya que los dos motores entregan par. Por último, se puede funcionar en modo puramente eléctrico, de tal

manera que la batería es la única fuente energética y el motor eléctrico el único sistema de propulsión. En la Figura 1.2 se observan las diferencias entre PHEV serie y paralelo.

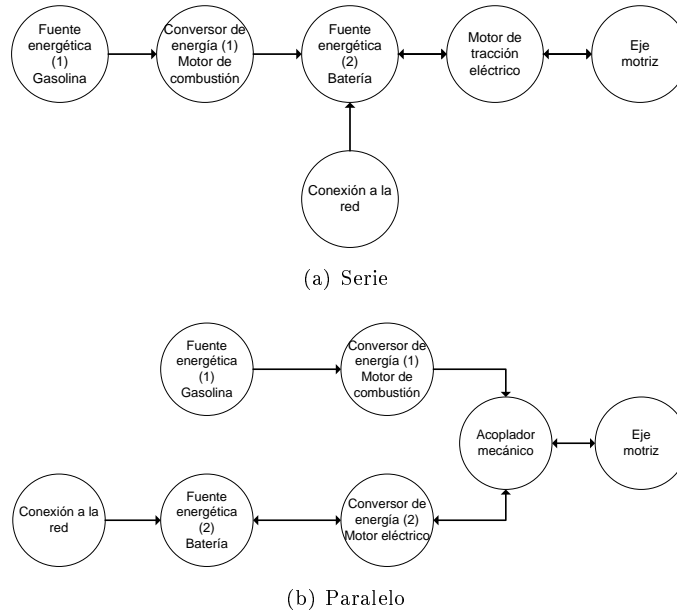


Figura 1.2: Arquitecturas de los PHEV. Elaboración propia [1]

La tercera tipología son los vehículos puramente eléctricos que sólo utilizan baterías como fuente energética BEV (*Battery Electric Vehicle*). La principal ventaja de los BEV frente a los PHEV es que solo tiene un motor. Los PHEV llevan dos motores y su acoplamiento que añade unas complejidades que el BEV no tiene. Los BEV son mucho más simples ya que el motor de combustión implica una serie de enlaces mecánicos complejos.

Los BEV se pueden separar entre los CEV (*City Electric Vehicle*) y los NEV (*Neighborhood Electric Transport*). Esta separación establecida por el US DOT (*United States - Department of Transportation*) permite distinguir entre los vehículos de menos de 3.000 libras (1.361 kg) de peso y un límite de 25 mph (40 km/h) (NEV) y los de mayor peso y velocidad (CEV) [11].

La tabla 1.1 es un listado de los principales modelos de VE en el mercado y que se considerarán en el presente proyecto según sus características de consumo energético: Arquitectura, capacidad de la batería, autonomía y consumo por kilómetro.

### Baterías de vehículo eléctrico

La batería de los VE es el componente encargado de proporcionar la energía eléctrica al motor de tracción, por lo que es uno de los componentes más importantes en el desarrollo de los VE. Esto se debe a que interesa que almacene la máxima energía ocupando el mínimo volumen y con el mínimo peso, para que ofrezca prestaciones similares a las que ofrecidas por vehículos actuales. Es por ello que los parámetros que se utilizan sobre las baterías desde el punto de vista del VE son la densidad energética por volumen (Wh/l) y la densidad energética por peso (Wh/kg). Cuanto mayor sea la densidad en volumen y peso mayores serán las prestaciones de la batería porque pesará menos y ocupará menos espacio. En la Figura 1.5 se observa una comparación de las densidades energéticas de distintas tecnologías de batería que utilizan los VE. Otra característica básica de las baterías es la capacidad entendida

Tabla 1.1: Lista de los principales vehículos eléctricos según su capacidad, autonomía y consumo energético medio. Fuente: Catálogo de vehículos de Movele [7]

Marca	Modelo	Arq.	Cap. [kWh]	Aut. [km]	Consumo [kWh/km]
Aixam Mega	Mega City	BEV	8,16	70	0,1166
BMW	i8	PHEV	5	35	0,1429
BMW	i3	BEV	32	160	0,2000
BYD	F3DM	PHEV	16,5	60	0,2750
Daimler	Smart	BEV	14,62	135	0,1083
Fiat	Fiat 500	BEV	15,14	120	0,1262
Fisker Automotive	Karma	PHEV	20	80	0,2500
Ford	Focus BEV	BEV	23	161	0,1429
Ford	Transit	BEV	28	105	0,2673
GM	Ampera	PHEV	16,65	60	0,2775
Hyundai	BlueOn	BEV	16,5	150	0,1100
Mitsubishi	iMIEV	BEV	16,5	150	0,1100
Peugeot	ePartner	BEV	27	97	0,2795
Peugeot	eBoxer	BEV	56	153	0,3660
Pininfarina	BluecCar	BEV	30	200	0,1500
PSA	Citroen C-Zero	BEV	16,5	150	0,1100
PSA	Peugeot iON	BEV	16,5	150	0,1100
Pure Mobility	Buddy	BEV	14,4	90	0,1600
Renault Nissan	Twizy ZE	BEV	6,1	80	0,0763
Renault Nissan	ZOE ZE	BEV	22	161	0,1367
Renault Nissan	Kangoo ZE	BEV	22	170	0,1294
Renault Nissan	Fluence	BEV	22	185	0,1189
Renault Nissan	LEAF	BEV	23,76	175	0,1358
REVA	NXG	BEV	13,7	160	0,0856
REVA	Li-Car	BEV	9,7	100	0,0970
Tata	Indica Vista	BEV	26,5	200	0,1325
Tesla	Roadster	BEV	51,45	340	0,1513
Think	City	BEV	23	160	0,1438
Toyota	RAV4	BEV	41,8	160	0,2613
Toyota	Prius	PHEV	5,2	25	0,2080
Volvo	C30	BEV	22,7	150	0,1513
Volvo	V60 Plug-in	PHEV	11,2	50	0,2240
VW	Seat Leon	PHEV	12	50	0,2400
VW	Audi A3 e-Tron	PHEV	17,5	88	0,1989
VW	Up!	BEV	18	150	0,1200
VW	Golf	PHEV	10	50	0,2000

como cantidad de energía que es capaz de almacenar. La capacidad se puede medir según el valor de la corriente por el tiempo que podrá entregarse dicho valor de corriente (Ah), o también puede expresarse como valor energético (kWh). Además, la potencia de carga y el tiempo que dura el proceso de carga de las baterías también son un factor estratégico para los VE. En resumen, el tiempo que dura una carga y la distancia que se puede recorrer con esa energía es el objetivo a optimizar en el desarrollo de los VE. Además, se deben tener en cuenta otros aspectos en la selección, diseño y optimización de las baterías de los VE como son el coste económico, el número de ciclos, la seguridad y el comportamiento frente a las solicitaciones propias de un vehículo. Las principales tecnologías de baterías utilizadas en los VE son las de plomo-ácido, Níquel-Hidruro Metálico (Ni-MH) y las de iones de litio (Li-ion). Las baterías de plomo-ácido se utilizan en VE muy sencillos. Para modelos más avanzados de tipo HEV se han utilizado baterías de Ni-MH por su elevada densidad energética, por tener un efecto memoria menor y por no requerir mantenimiento. Modelos de VE como el Toyota Prius no enchufable, el Honda Insight y el Ford Ranger EV utilizan baterías de esta tecnología. Pero parece ser que la tecnología de Li-ion está obteniendo mejores resultados, tal como se observa en la electrónica portable como ordenadores portátiles o móviles, en las que tiene el mercado dominado. En el caso de la movilidad eléctrica, parece que podría suceder lo mismo. Pese a su alto coste y a su compleja electrónica de control, este tipo de batería se está implantando en los últimos VE que se han mostrado en el mercado. Las ventajas que ofrecen son su alta densidad energética, una tensión de celda elevada de 3,7 V, un valor de autodescarga más pequeño (5%), no tienen efecto memoria y su número de ciclos de trabajo es mayor. VE como el Nissan Leaf, el Peugeot ION, el Mitsubishi iMiEV y el Toyota Prius enchufable utilizan baterías Li-ion. En la tabla 1.1 se observan las principales características de las baterías de cada modelo de VE.

En la Figura 1.3 se puede observar la relación entre la capacidad y la autonomía en función de la arquitectura del VE. Los PHEV tienen una batería de menor capacidad por lo que tendrán una autonomía de circulación en régimen puramente eléctrico menor que los BEV.

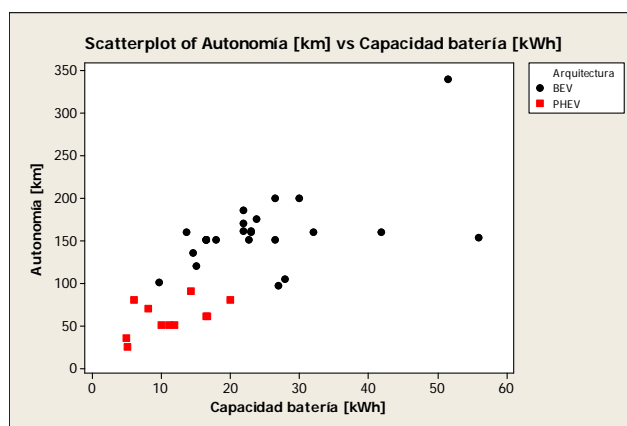


Figura 1.3: Relación entre la autonomía de cada VE y la capacidad de su batería de los modelos considerados en la tabla 1.1.

En la Figura 1.4 se puede observar como los PHEV en serie (eREV) tienen baterías de mayor capacidad que los PHEV en paralelo. También se puede observar que la variedad de VE de ciudad (CEV) es mayor que los NEV ya que el uso esperado de los NEV es de menor recorrido que los CEV.

La incorporación de baterías de tensiones considerables en los VE comporta nuevas consideraciones de seguridad para los usuarios y encargados de su mantenimiento. Entre muchas

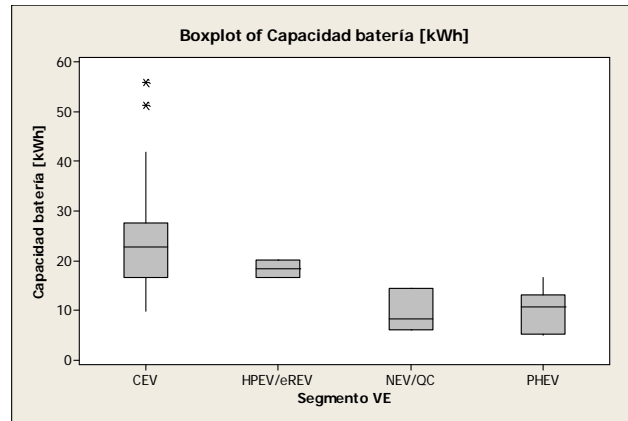


Figura 1.4: Dimensionado de las baterías según la arquitectura y el segmento del VE.

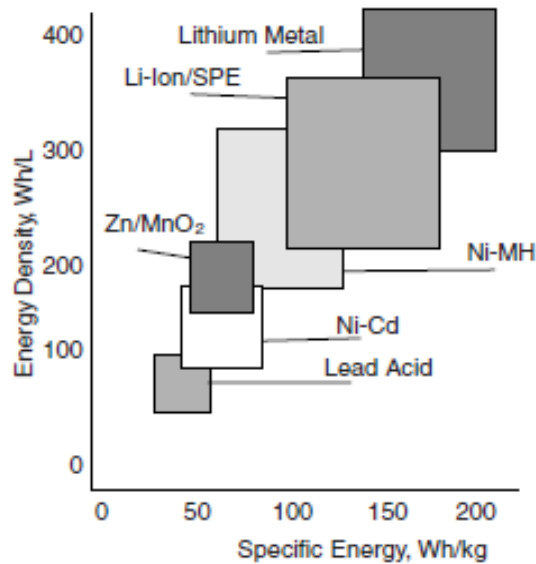


Figura 1.5: Comparación de la densidad energética de diversas tecnologías de baterías recargables. [2]



otras, para realizar cualquier reparación el VE se debe realizar un procedimiento de manipulación con el objetivo de reducir el riesgo potencial de descarga eléctrica directa o indirecta. Los motivos por los que podrían generar un accidente eléctrico son generalmente por un fallo del aislamiento, la rotura de un cable o un contacto defectuoso entre otros. Finalmente destacar que los VE disponen de las protecciones internas para proteger las personas encargadas del mantenimiento para evitar las posibles descargas directas o indirectas de la batería.

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC por sus siglas en inglés) ha elaborado una serie de normas relacionadas con el VE. La IEC 60785 establece la normativa para los motores eléctricos de VE, la IEC 60786 determina ciertas condiciones para los controladores de los VE y abarca desde la vibración que deben soportar, el marcaje de intensidad y tensión eléctrica de cada elemento y que cada elemento tendrá fusibles de seguridad. La IEC 60783 es relativa a los cables y conectores que estén en VE en la que se especifica que la masa es común, que los cables tendrán doble aislamiento y que la tensión nominal de los cables debe ser superior al doble de la tensión nominal de las baterías o fuentes alternativas. Por último, destacar que la IEC 60984 es relativa a la instrumentación para VE [9].

El gestor de la batería es el BMS (*Battery Management System*) que tiene la función, entre otras, de controlar el estado de la batería, la tensión de las diferentes celdas y los rangos de intensidad y tensión que entrega o absorbe la batería.

Finalmente se debe considerar que las baterías tendrán un mantenimiento y reciclaje. Debido a la importancia en coste de las baterías, se debe tener especial atención al mantenimiento y cuidado de éstas. Además, las baterías constituyen un elemento químicamente complicado de reciclar en función de la tecnología por lo que la segunda vida de las baterías tiene una especial relevancia. Antes de reciclarse se destinarán a otras funciones en las que el rendimiento no sea tan restrictivo. Se habla por ejemplo de bancos de baterías para el almacenaje de energía de fuentes renovables cuando la generación sea menor que el consumo. Una vez se la batería no sea un elemento con prestaciones adecuadas se debe proceder a su reciclado.

## Procesos de carga de las baterías de VE

El proceso de carga de baterías del VE define la potencia instantánea consumida por los VE, desde el punto de vista de la demanda eléctrica a la red. El modelo del proceso debe determinar la relación entre potencia solicitada en la red, la tipología de la batería y la energía demandada. La energía demandada dependerá de la movilidad de los usuarios de VE. El proceso se caracteriza por las etapas de carga, los tipos de carga y la normativa relativa a cada una de ellas.

El perfil temporal de tensión y corriente del proceso de carga de la batería se divide en dos etapas. La primera etapa se denomina bulk y consiste en mantener la corriente constante subiendo la tensión lentamente. Una vez la tensión llega a un cierto valor límite por celda se inicia la segunda etapa denominada de absorción. En ésta, la corriente absorbida de la red desciende y la tensión se mantiene constante. Existe una tercera etapa que se denomina flotación que incorporan algunos cargadores y compensa el efecto de autodescarga. En la sección 2.4.2 se pueden observar más detalles del proceso de carga de las baterías de Li-ion.

Desde el punto de vista del usuario se distingue entre un punto dedicado y no dedicado. Un punto dedicado se caracteriza por tener un contrato con el comercializador por el que la energía solamente la paga una persona. El punto dedicado está pensado para el sitio en el que el VE suele estar aparcado. En cambio, a un punto no dedicado, puede conectarse cualquier VE y mediante la identificación del usuario y las pertinentes relaciones comerciales, se realiza

el cobro de la energía y el servicio. El punto no dedicado está pensado para ubicaciones públicas como la vía pública o aparcamientos públicos.

Para Europa existen distintas normativas relacionadas con la carga de VE con el objetivo de estandarizar el proceso e impulsar el VE en Europa. En cuanto a la conexión de los VE a la red eléctrica, la IEC 61851 se refiere a la carga mediante una conexión conductiva y la IEC 61980 es la norma homóloga para la carga inductiva. Hasta la fecha la carga inductiva parece descartada por su baja eficiencia.

En cuanto a la IEC 61851 destacar que establece los requerimientos de la carga en corriente alterna para los VE, para los cargadores en corriente alterna y corriente continua. También establece cuatro modos de carga de VE. El modo 1 es una conexión no dedicada y en corriente alterna que debe tener una toma a tierra y una protección diferencial. Se establece como una conexión no dedicada cuando el conector es estándar para cualquier uso. El modo 2 es una conexión no dedicada con una protección incorporada en el cable con función piloto integrada en el cable o el conector y una caja de protecciones. El modo 3 es la conexión dedicada. Las funciones del piloto de control son, entre otras, la verificación de la conexión y que no puede haber tensión en la conexión sino hay un VE conectado, por razones de seguridad. Los niveles de potencia del modo 3 son de 16 A (carga lenta), 32 A y también para valores más elevados (semi-rápida). El modo 4 es la carga rápida en corriente continua. El cargador de este modo se encuentra en el exterior de manera que se inyecta corriente continua directamente en la batería. Esta carga consiste en 500 V en corriente continua y 125 A. El primer protocolo de este proceso de carga está desarrollado en Japón y recibe el nombre de CHAdeMO (*CHArge de MOve*) pero los fabricantes europeos y americanos están desarrollando su propio protocolo. Este protocolo principalmente determina las comunicaciones entre el VE y el punto de carga rápida. El BMS del VE es el que decide cual es la carga óptima según el estado de la batería y el punto de carga sigue la consigna que el VE le manda. Las comunicaciones se realizan mediante un bus CAN y existe redundancia entre las protecciones y las comunicaciones para que el proceso sea suficientemente seguro. El conector utilizado, Yazaki, consta de dos pins de potencia, 4 pins de señales analógicas, 2 pins de señales digitales por CAN y un pin a tierra [12].

A lo largo de este trabajo se sigue esta nomenclatura para designar la carga doméstica monofásica de 16 A como lenta y la carga en corriente continua como carga rápida.

### 1.1.2. La movilidad urbana

En este apartado se abordarán los principales aspectos relacionados con la movilidad en zonas urbanas que determinan la energía solicitada por los VE tal y como se ha expuesto en el apartado 1.1.1.

El VE está especialmente indicado para la circulación en zonas urbanas. Las distancias medias de recorrido en ciudad, la velocidad de circulación permitida y las continuas paradas y arrancadas por el sistema de semáforos hacen al VE un transporte con un alto potencial. Considerando además los valores de autonomía de los VE actuales, es de esperar que el VE se implemente primeramente como vehículo de ciudad. Es por ello que en este modelo de demanda de energía eléctrica de los VE se considera principalmente el entorno urbano y sus características de uso.

Las zonas urbanas, entre otros aspectos, se caracterizan por la densidad de población. El consumo energético debido al transporte es mayor en ciudades de menor densidad ya que las distancias a recorrer son mayores [13]. En el caso de la movilidad con VE esta relación se mantendrá. Otro problema de la movilidad urbana en transporte privado es la contaminación atmosférica de las ciudades actuales. Debido a los gases que expulsan los vehículos

de combustión y según las condiciones climáticas, el aire de las ciudades puede tener concentraciones elevadas de partículas nocivas. En este aspecto el VE es potencialmente más beneficioso ya que la posible generación de gases contaminantes por la generación eléctrica se sitúa fuera de las ciudades. Esto de por sí solo ya es beneficioso porque las ciudades concentran la mayoría de la población. Además, al tener la emisión de gases contaminantes concentrada en las centrales eléctricas, sería más fácil de capturar y tratar, tal y como se pretende en los estudios de captura de CO<sub>2</sub>.

La ubicación de los usuarios de VE tiene especial relevancia en esta temática. Para estudiar si se podrían generar problemas locales es necesario determinar una distribución espacial de los VE. Los diferentes perfiles de usuarios de VE determinarán la ubicación de los VE. Las flotas de vehículos de empresa tendrán una ubicación diferente que los usuarios domésticos.

Los diferentes motivos por los que se desplazan los ciudadanos son por motivos ocupacionales, ya sea por trabajo o estudios. Por motivos personales que pueden ser de compras o ocio entre otros y por motivos profesionales ya que el trabajo exige realizar muchos desplazamientos. En la Figura 1.6 se puede observar la distribución temporal de los desplazamientos en función del motivo en el caso de la ciudad de Barcelona según la EMQ 2006 [3].

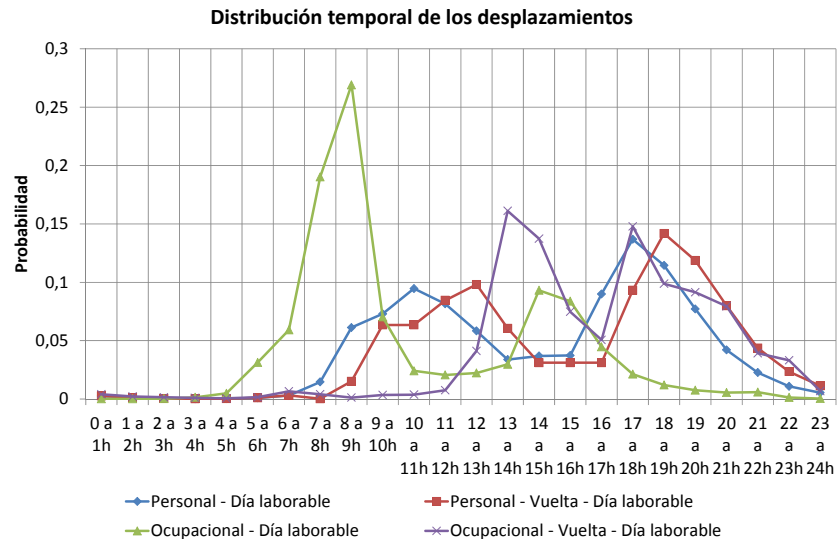


Figura 1.6: Distribución probabilística de los desplazamientos según el motivo a lo largo de un día. Elaboración propia [3]

Tener una buena caracterización del transporte de las ciudades permite una buena planificación desde muchos puntos de vista como la introducción de regulaciones adecuadas o la construcción de nuevas vías.

### 1.1.3. Modelos de demanda

Los modelos de demanda eléctrica tienen un largo recorrido y se han desarrollado multitud de técnicas que permiten predecirla para poder programar la generación. Las técnicas más destacadas son las series temporales ARIMA, como modelo lineal, y como modelos no lineales, existen las redes neuronales o los modelos evolutivos como los algoritmos genéticos [14]. Como los VE tienen unas características específicas se deben desarrollar modelos de demanda particulares para poder predecir su consumo energético y evaluar su impacto en las redes

eléctricas. Destacar que, principalmente, existen tres tipos de consumidores de electricidad que son residencial, comercial y industrial.

Para realizar una simulación de la demanda eléctrica de los vehículos eléctricos en las redes de distribución existen distintas posibilidades. En base a la revisión bibliográfica que se expone en el apartado 1.2 la técnica la más utilizada es realizar un modelo basado en agentes (*Agent Based*). Este sistema se caracteriza por comprender varios agentes que son autónomos y permite la simulación de acciones e interacciones de diferentes individuos sobre el mismo sistema. Partiendo de reglas que determinan el comportamiento individual de los agentes se pretende inferir las propiedades globales de todo el sistema. Esta técnica de modelado permite el estudio de problemas complejos a partir de unidades que los componen. Luis R. Izquierdo et al. [15] exponen distintas aplicaciones de esta técnica y la aplicación de los conocimientos de dinámica de sistemas. Destacar también que para sistemas en los que el espacio geográfico puede tener una influencia significativa son especialmente interesantes. Simulando el comportamiento de cada individuo se puede prever los efectos de distintas opciones sobre el conjunto del caso.

Para incorporar la estocasticidad del consumo eléctrico, la demanda de los VE y la generación distribuida existe la técnica de Monte Carlo en la que determinando la variación de ciertas variables de entrada según el problema y repitiendo el cálculo un número suficiente de veces se obtiene un rango de resultados. El cálculo debe realizarse hasta que la variabilidad de los resultados se establezca. Para el caso de generación distribuida existen diversos ejemplos como [16].

#### 1.1.4. El VE en el sector eléctrico

El VE se enmarca en el sector eléctrico e interactuará con distintos agentes como los comercializadores de electricidad, los operadores del sistema y los generadores eléctricos. En cuanto a las redes eléctricas, es imprescindible destacar los nuevos escenarios como la gestión de la demanda que permitirán las redes inteligentes (*Smart Grids*). Las *Smart Grids* son aquellas redes que podrán integrar la participación de todos los agentes conectadas a ellas; generadores y consumidores, para poder así conseguir un suministro sostenible, eficiente y seguro. Las redes actuales están pensadas para controlar de forma activa la generación eléctrica y las subestaciones integradas en la red de transporte.

En el contexto de las *Smart Grids* existen tres estrategias para mejorar la eficiencia en costes. La primera es el desarrollo e implementación de la respuesta de la demanda y la generación distribuida. La segunda es el desarrollo y la implementación de tecnologías de comunicación, automatización y de contadores inteligentes. Y la tercera es la implementación de técnicas de gestión de la demanda [17]. Estas tres estrategias de desarrollo de las redes eléctricas tienen el objetivo de mejorar la predicción de la demanda para poder aumentar la eficiencia, reducir los costes y mejorar la calidad del servicio.

El papel del VE en las *Smart Grids* es ser una carga controlable en la gestión de la demanda. El objetivo es que los procesos de carga se desplacen a horas valle de la demanda eléctrica, de esta manera la generación y la infraestructura necesarias serán más eficientes desde el punto de vista económico y ambiental. Los elementos que permiten que el VE sea una carga controlable principalmente se enmarcan en el cargador y las comunicaciones. El agente encargado de coordinar la carga de VE es el Gestor de Cargas y sus funciones se exponen en el apartado 1.1.4. Los dos agentes encargados de gestionar la red eléctrica son el operador del sistema de distribución DSO (*Distribution System Operator*) y el operador del sistema de transporte (TSO, *Transmission System Operator*). Otro papel de los VE en las *Smart Grids* es poder entregar energía de la batería a la red cuando se considere. Este servicio es conocido como V2G por sus siglas en inglés *Vehicle-to-Grid*. Las posibles relaciones entre

los diferentes agentes del mercado eléctrico y en especial relación con el VE se detallan en el proyecto final de carrera de Juan Pablo [18]. En la Figura 1.7 se muestran los diferentes participantes del sector eléctrico y los VE que se describen a continuación.

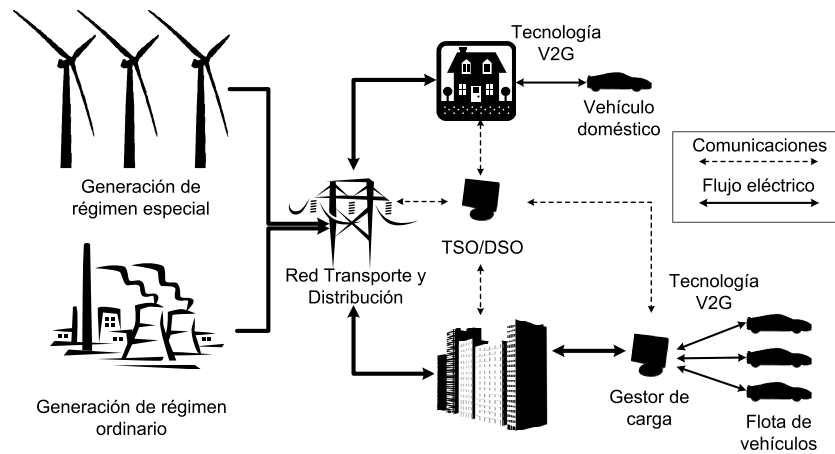


Figura 1.7: Esquema los agentes relacionados con la red eléctrica incluyendo V2G. Elaboración propia. Basado en [4]

### El Gestor de Cargas

En España se ha diseñado la figura del Gestor de Cargas que es el encargado de coordinar la carga de los VE. A nivel internacional el Gestor de Cargas es conocido como agregador (*Aggregator*) por aglutinar la carga de VE. El Gestor de Cargas recibe las consignas de los agentes involucrados en la carga de VE: TSO, DSO, usuarios de VE y mercado eléctrico. El Gestor de Cargas está habilitado para comprar y vender energía eléctrica para la carga de VE. La figura del Gestor de Cargas se define en el Real Decreto 647/2011 [19]. El gestor de carga puede actuar como un agente del mercado eléctrico, tiene derecho a acceder a las redes de transporte y distribución de electricidad y puede cobrar por la energía entregada en la reventa para servicios de carga de VE. Entre las obligaciones que tiene el gestor de carga destacan la obligación de adquirir la energía eléctrica para llevar a cabo sus actividades y de informar a sus clientes del origen de la energía suministrada. En el caso de conexiones de gestores de carga a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada entre 10 y 15 kW se podrá aplicar el peaje de acceso supervalle. El peaje de acceso supervalle consta de un tercer período tarifario de 6 horas de duración comprendidas entre la 1 y las 7 horas de la madrugada. El peaje de acceso supervalle se caracteriza por su bajo coste y constituye una señal económica para que la carga de VE se realice en este período de menor consumo eléctrico y, por lo tanto, menos costoso para el usuario.

A nivel europeo se han desarrollado multitud de proyectos que relacionan los futuros gestores de carga con los VE como el proyecto MERGE [20], G4V [21] y ADDRESS [22]. A nivel español se ha desarrollado el proyecto VERDE [23].

### El transporte y la distribución

Las empresas propietarias de las redes eléctricas se dividen entre transporte y distribución según el nivel de tensión de la red. Estas compañías deben asegurar el suministro a los

consumidores y facilitar el acceso a terceros al menor coste posible. Estas actividades son reguladas por lo que deben recibir una compensación económica por el servicio prestado.

La red de transporte es la encargada de conectar los grandes centros de producción, normalmente geográficamente muy dispersos, con las subestaciones de la red de distribución, a las cuales se conectan los grandes núcleos de demanda, normalmente ubicados cerca de ciudades y zonas industriales. En España las tensiones de transporte son de 400 y 220 kV, y el encargado de operar la red de transporte (TSO *Transmission System Operator*) es Red Eléctrica de España (REE).

La red de distribución comprende desde las subestaciones de alta tensión, que se ramifican a menor tensión hasta cualquier punto de demanda eléctrica. El primer nivel de la red de distribución comprende los niveles de tensión de 132 a 45 kV. En un segundo nivel, se encuentran líneas de 36 hasta 6,6 kV, a la que se denomina técnicamente media tensión. Finalmente, están las redes de baja tensión que conectan los centros de transformación de MT/BT a los usuarios destino final y las tensiones son de 400 V en conexiones trifásicas y 230 V en monofásicas [24]. La distribución, tal y como sucede con el transporte, es una actividad regulada. A diferencia del transporte, no es monopolística, si no que el territorio está repartido por áreas. El encargado de operar la red de distribución (DSO, *Distribution System Operator*) en el caso de Barcelona es la empresa Endesa Distribución.

En el contexto de las Smart Grids y la conexión de VE, tanto el TSO como el DSO deberán prever esta nueva carga para permitir la conexión a la red. En cuanto al nuevo contexto de operación, debe añadirse un sistema de comunicación bidireccional entre el proveedor y el consumidor y sistemas de control y de medición inteligentes para asegurar el suministro a los consumidores [24].

## El VE como almacenamiento distribuido

Los VE constituyen un almacenamiento importante a tener en cuenta. La implementación del servicio V2G (*vehicle-to-grid*) permitirá a los VE actuar como generadores o consumidores en la redes de distribución según convenga. Una forma similar de generación distribuida con la ventaja de que el VE es totalmente controlable según las necesidades de los agentes y no de los factores climáticos como el viento o la radiación solar. con el añadido de que permite un flujo bidireccional que permite al VE actuar como generador o como consumidor.

El servicio V2G necesita de toda la infraestructura de las Smart Grids ya que los servicios de telemedida y telecontrol permitirán tomar decisiones sobre las necesidades de las redes eléctricas. El servicio V2G se enmarca también en la optimización del uso de las energías renovables como la eólica o la fotovoltaica. Para momentos en los que la generación eólica es demasiado alta para la demanda podría enviarse la energía sobrante a los VE que estuvieran conectados en lugar de perderse o tener que desconectar el parque eólico [25]. En la Figura 1.7 se observa un esquema de distintos agentes y la interacción del servicio V2G.

## 1.2. Estado del arte

El objetivo principal del modelado de la demanda de los VE es estimar el consumo para comprobar si las redes eléctricas actuales podrán soportar la carga de VE cuando éstos empiecen a ser numerosos, o si por el contrario será necesaria una ampliación de la infraestructura eléctrica. Además se pueden realizar predicciones de su consumo para poder evaluar si la generación eléctrica actual podrá cubrir la nueva demanda. O incluso realizar predicciones para programar la generación eléctrica. Para disponer de un modelado lo más próximo a la

realidad posible hay que tener en cuenta distintos aspectos que se muestran en esta sección. Los modelos de previsión de demanda eléctrica tanto industrial como doméstica han sido una cuestión muy desarrollada [14]. Debido a la obligación de equilibrio permanente entre la generación y el consumo eléctrico se debe conocer la demanda futura para poder programar la generación necesaria. Las diferentes tecnologías de generación eléctrica tienen un tiempo de respuesta para que la producción de electricidad sea la esperada y por eso se debe anticipar la generación a la demanda. Pero estos modelos de previsión no tienen en cuenta la movilidad eléctrica que se deberá añadir al consumo industrial y doméstico. Es por ello que es necesario profundizar en el modelado de la demanda de los vehículos eléctricos.

Una vez conocida la demanda eléctrica puede realizarse una evaluación del impacto de la carga de VE conociendo los parámetros de red y consumo ordinario. Primeramente es necesario conocer el tipo de red en el que se aplica el consumo que puede ser una de transporte o bien de distribución. Una vez definida la red se establece la relación entre los distintos puntos de conexión y el número de VE que se conectarán a la red. De esta forma se podrá conocer la potencia total demandada a la red a lo largo del día. Con la potencia activa y reactiva demandada total se realiza el cálculo del flujo de carga para la red del estudio. El impacto a la red puede evaluarse por las caídas de tensión provocadas, la carga soportada por los centros de transformación o las pérdidas de energía en la red relativas al efecto Joule. Seguidamente al análisis de impacto en la red de la demanda total, se pueden evaluar los beneficios de establecer estrategias de carga controlada para reducir el impacto en la red por la carga de VE y hacer comparativas de las estrategias propuestas. Todos estos pasos constituyen una evaluación y propuesta de soluciones relativas a la carga de VE.

Haciendo una revisión histórica del estudio del proceso de carga de VE a gran escala se encuentra el primer libro en el año 1981. Gerald T. Heydt publicó *The Impact of Electric Vehicle Deployment on Load Management Strategies: Technical Issues* [26] en el que se empezaba a considerar la posibilidad de una implantación a gran escala de VE y el impacto que podía tener en las redes de distribución. El origen del interés por recuperar el VE se debe a las diferentes crisis del petróleo de la década de los 70. En ellas se puso de manifiesto las consecuencias del aumento de precio del petróleo por razones geopolíticas. Por primera vez, la dependencia energética que tenían las sociedades occidentales se vio como un problema para la prosperidad y el desarrollo económico. En el año 1983, el mismo Heydt publicó un artículo en el que mostraba los resultados de sus estudios [27]. El artículo tiene el objetivo de determinar el aumento de potencia de generación eléctrica y demostrar la importancia de gestionar la carga de VE para evitar problemas en las redes de distribución. En este estudio, la demanda de energía se genera suponiendo que todos los usuarios de VE solicitan una carga de 15 kWh entre las 01:00 y las 06:00 de la madrugada. Y analiza el impacto en las redes de distribución estudiando la variación de la temperatura en los centros de transformación de las líneas de distribución así como el incremento de los costes económicos de la carga en función del índice de penetración de los VE. En el mismo año, se publicó un artículo de Michael M. Collins que compara la carga de VE con precios de electricidad fijos y variables [28]. Collins elabora una lista de los parámetros que influirán en la carga de los VE y el posterior impacto económico sobre el precio de la electricidad. Para ello, considera la movilidad de los VE y su respectivo consumo según las características de los VE. Además, tiene en cuenta diferentes tecnologías de generación con sus respectivos precios. De esta manera se puede generar un modelo que tenga en cuenta la variabilidad de precios de la electricidad. Pero a día de hoy, y gracias a la tecnología actual, los estudios ofrecen más detalles en cuanto al modelo de demanda generado y al análisis de impacto en la red.

Seguidamente se realiza una exposición más detallada de los distintos parámetros del modelado y como se han implementado hasta el momento. En la tabla 1.2 se resume los parámetros del VE, de movilidad y sociales que se detallarán a continuación.

Tabla 1.2: Resumen de los parámetros descritos

Conjunto	Parámetro
Vehículo eléctrico	Arquitectura
	Batería
	Proceso de carga
	Número de VE
Movilidad	Distancia recorrida
	Número de trayectos
	Distribución temporal
	Día de la semana
	Ubicación del VE
Sociales	PIB, sexo, edad

### 1.2.1. Modelos de vehículo eléctrico

En el grupo de parámetros de los VE está primeramente el tipo o arquitectura del VE. El dilema que tienen los distintos autores es como determinar la proporción de una arquitectura de VE frente a las otras si casi no existen datos reales de implantación. Los modelos HEV no se consideran ya que no representan una carga para el sistema eléctrico. Algunos artículos solamente consideran modelos híbridos enchufables [29, 30, 31, 32, 33, 34, 35], otros solamente BEV [36, 37, 38], o también una repartición entre las dos tipologías [39, 40, 41]. En [36] se considera solamente BEV porque para entonces no se habían desarrollado los PHEV. También se plantean escenarios con solamente BEV como planteamiento pesimista ya que los BEV solicitaran más energía eléctrica que los PHEV [37]. Otro planteamiento propuesto es elaborar un modelo de BEV o PHEV promediado según las diferentes características de los modelos de VE del mercado [42, 29, 38]. Pang et al. [43] consideran dos modelos de VE por ser los modelos más desarrollados y representativos: el Chevy Volt por ser PHEV y el Nissan Leaf por ser BEV. Valseira et al. [37] utilizan como modelo de VE el Mitsubishi i-MiEV por ser un modelo estándar de BEV.

### 1.2.2. Baterías de vehículo eléctrico

En cuanto a las baterías, la mayoría de artículos no tienen en cuenta esta variable por si sola, está implícita en el tipo de proceso de carga de la batería. El perfil de tensión y corriente para cada tecnología de batería determina el proceso de carga tal y como se ha expuesto en el apartado 1.1.1, por lo que estas dos variables siempre van relacionadas. El modelado del proceso de carga de las baterías de los VE se expone en detalle el apartado 1.2.4. El consumo energético del VE por kilómetro recorrido (Wh/km) depende de las características mecánicas del VE y de la tecnología de la batería y, en menor medida, de la gestión energética propia del VE y de la conducción del usuario. El consumo energético por kilómetro se considera en todos los artículos que se tiene en cuenta como el valor que da el fabricante en casos de utilizar modelos de VE reales o valores promediados si se utilizan modelos de VE promediados. Destacar la propuesta de Valseira et al. [37] que determinando el modelo de VE se obtiene las características de la batería de Li-ion (50 Ah, 16 kWh y 330 V) y se determina la energía requerida en su proceso de carga.

### 1.2.3. Infraestructura de carga

La infraestructura es una variable importante porque determina el proceso de carga de la batería del VE. Primeramente, destacar que la práctica totalidad de los estudios realizados



suponen que la infraestructura de cargadores de VE será suficiente para realizar todas las cargas, lo que significa que existe un número de puntos de carga suficientes para que nunca haya colas de espera. Esto es consecuente si se considera solamente la carga doméstica, ya que cada usuario de VE tendrá su punto de carga doméstico en su estacionamiento habitual.

Desde el punto de vista de la red eléctrica, significa que los usuarios de VE se conectarán a la red una vez lleguen a su destino y no habrá tiempos de espera. Para introducir cierta limitación de puntos de carga lenta y un carácter probabilista del tiempo en el que el VE estará cargándose, los autores García-Valle y Vlachogiannis [44] utilizan un modelo de colas en el que el tiempo de carga sigue una distribución exponencial que está relacionado con la potencia máxima de carga del VE. La afluencia de llegadas de VE a la estación de carga se genera según una distribución de probabilidad de Poisson. El análisis de los puntos de carga necesarios se realiza según el tiempo de espera y el de servicio, en función de los puntos de carga que se instalen. De esta forma se puede predecir cuanto tiempo los usuarios harán cola y durante cuanto tiempo estarán cargándose.

Desde el punto de vista del conector del VE, Valsera et al. [37] en base al estándar europeo de conexión SCHUKO (CEE 7/4), que considera que se utilizará para la carga lenta, define un perfil de carga que admite valores de corriente de hasta 16 A, una tensión de 230 V  $\pm$  10 % y 50 Hz  $\pm$  1 % [45].

Las tecnologías de comunicación tendrán un papel destacado en los procesos de carga así como el conjunto de elementos que compondrán las futuras Smart Grids. Existen distintas proposiciones de organización como la de Soares et al. [42].

Los aspectos de la normativa, tanto de la IEC o la SAE, relativos a la infraestructura no se contemplan en el modelado y se establece la hipótesis de que todos los puntos de carga serán compatibles con el modelo de VE que solicite la carga. Esto implica principalmente que los conectores serán compatibles con los modelos de VE.

#### 1.2.4. Procesos de carga de las baterías de VE

El proceso de carga de las baterías constituye una variable determinante en el modelado de la carga de VE. El proceso de carga determina la potencia y el tiempo de carga. Esta variable dependerá de las baterías de los VE y de la infraestructura de carga y desde el punto de vista eléctrico, el proceso de carga es un consumo eléctrico. En cambio, desde el punto de vista de la movilidad, es un tiempo de servicio en función de las según las restricciones eléctricas o la disponibilidad de puntos de carga.

Principalmente existen dos normativas de carga según el país donde se realiza la movilidad. En el caso de EE.UU., los valores de carga considerados y que especifican la SAE J1772 y la SAE J2293 son 120 V - 15 o 20 A y, 240 V - 15, 20 o 30 A tal y como plantean Maitra et al. [40]. En el caso de Europa se aplica la IEC 61851 que se ha expuesto en el apartado 1.1.1 tal y como cita [46].

La gran mayoría de artículos solamente consideran la carga lenta doméstica porque se espera que sea la más común. Además, la carga lenta doméstica sería la única carga que podría ser controlada y desplazada a horas valle. El resto de modos de carga inician el proceso cuando los VE se conectan (*plug-and-play*). En el caso de Europa, la carga lenta doméstica siempre se considera con una tensión de 230 V y una intensidad máxima que varía entre 16 y 20 A. Un ejemplo es el caso de Bélgica donde los hogares disponen de protecciones de hasta 20 A [47] o España, donde que la mayoría de hogares disponen de protecciones de 16 A [37]. En este caso, el proceso de carga utilizado corresponde al Mitsubishi i-MiEV cuando la batería está al 20%. En este caso, el VE necesita 4 horas para recuperar el 100% de la energía. Para el caso de EE.UU. la carga lenta doméstica de nivel 1 que identifica la SAE J1772 (120 V y

15 o 20 A) se utiliza en [48]. Y como un tercer caso está Nueva Zelanda donde las conexiones se realizan a 230 V y 15 A [49]. Las eficiencias que se utilizan en los procesos de carga son del orden del 90% tal y como planteaban Michael M. Collins and Gerald H. Mader en el año 1983 [28]. Más recientemente, diversos autores plantean eficiencias parecidas como Shuang et al. [32], A. Perujo et al. [50] y Clement-Nyns et al. [30, 51].

En cuanto al modo de carga rápida en corriente continua que define el modo 4 de la IEC 61851 y que se ha expuesto en el apartado 1.1.1, a día de hoy hay pocos artículos que la consideren para el modelado de la demanda de carga de vehículos eléctricos. Soares et al. [42] aplican una optimización para que se minimice el uso de la carga rápida y así alargar la vida útil de la batería. A. Schroeder y T. Traber [46] plantean una comparativa económica de los distintos modos de carga y la infraestructura necesaria para que los usuarios de VE puedan realizar sus cargas. Destacar que el protocolo CHAdeMO empezó a extenderse por Japón, está bastante extendido en Europa y incluso en EE.UU. se está implantando este protocolo para la carga rápida de los VE.

El modelo de demanda eléctrica por la carga de VE propuesto por Qian and Zhou utiliza una relación entre la potencia del proceso de carga con el estado de la batería [52]. S. Gao et al. [53] proponen una relación entre el tiempo de carga y el estado de la batería al inicio de la carga para una determinada batería de Li-ion de un PHEV. Dividiendo el proceso de carga en 4 fases temporales con su energía correspondiente, se obtiene un perfil de potencia según el estado de la batería dividido en 4 etapas. Una de las propuestas más comunes para simular el proceso de carga de los distintos VE ha sido coger como referencia el perfil de un modelo de VE en concreto. En los casos de [52, 54], utilizan como referencia el perfil del Nissan Altra EV con una batería de 29,07 kWh. En el caso de [55], utilizan como proceso de referencia una carga en trifásica del Opel Meriva que dispone de una batería de 16 kWh.

### 1.2.5. La movilidad urbana

Tal y como se ha expuesto en el apartado 1.1.2, la movilidad de los usuarios de VE determinará la demanda energética a lo largo del día para poder cargar los VE. En este apartado se profundiza en las distintas consideraciones que se han realizado sobre la movilidad.

En cuanto a como se considera la movilidad para el modelado del consumo de los VE, existen distintas propuestas para relacionar la movilidad y el consumo eléctrico que se exponen seguidamente. Además, la movilidad es una cuestión dependiente de variables locales como la orografía o las costumbres de los conductores, y por lo tanto, se utilizan bases de datos locales. Es por esto que los datos de movilidad condicionan la elaboración del modelo. En el caso de los estudios relativos a Estados Unidos, se utiliza la base de datos NHTS (*National Household Travel Survey*). Los modelos propuestos que la utilizan son [39, 48, 56, 57, 58, 59]. Esta base de datos consiste en el estudio de la movilidad de 150.147 hogares de EE.UU. y así poder determinar distintos perfiles de movilidad. La NHTS determina para cada usuario el número de trayectos, el instante de inicio y final, la distancia y el motivo de cada trayecto. Para el caso del Reino Unido existe la NTS (*National Travel Survey*), que contiene la UKTUS (*United Kingdom Time Use Survey*). En los modelos [4, 33, 60] se utiliza la UKTUS. En el caso de Alemania se utiliza la MID (*Mobilität in Deutschland*), tal y como utiliza [46]. Para el caso de Holanda existe la MON (*Mobiliteitsonderzoek Nederland*) y [54] utiliza esta base de datos para generar el modelo de demanda. Para el caso de Dinamarca existe la *Transport, DTU. Transportvaneundersøgelsen* tal y como utiliza Jull et al. [61].

En este apartado se analizan las distintas variables de movilidad utilizadas. Seguidamente se trata la ubicación espacial de las cargas y en el apartado 1.2.6 se analizan los distintos modelos de simulación utilizados.

## Variables de movilidad

La generación de un modelo de simulación de transporte se puede realizar con distintas variables y existen diversas propuestas según el grado de profundidad y de estocacidad que se quiera considerar. Lojowska et al. [54] propone que se deben utilizar técnicas estadísticas, ya que las variables de movilidad están correlacionadas y son propensas a un comportamiento estocástico.

Una de las variables más utilizadas en los modelos de movilidad para la predicción de demanda de los futuros VE es la distancia media recorrida. Esta variable puede ser utilizada como valor medio o como valor de referencia para una función de distribución de probabilidades. La distancia recorrida por los usuarios de VE dependerá de las características locales del usuario, por lo que cada zona tiene su valor medio de distancia recorrida.

Algunos artículos proponen considerar únicamente la distancia media recorrida para cada usuario de vehículo y no se consideran las distribuciones temporales de los distintos desplazamientos [32, 38, 46, 49, 56, 62].

Una propuesta es, tal y como realiza Valentine et al. [63], generar tres perfiles distintos. Los tres perfiles se generan en base a tres grupos de trayectos: rurales, suburbanos y centro ciudad. Desde el punto de vista eléctrico, estas propuestas son similares a suponer un valor de energía necesaria de carga igual para todos los usuarios o según el grupo al que pertenezca el usuario, tal y como proponen Singh y Gao [64, 53]. Soares et al. [42] utilizan una distribución empírica, y por lo tanto no matemática, segregada por la distancia recorrida en base a datos estadísticos de la población. Este planteamiento se propuso también para el proyecto MERGE [65]. Lojowska et al. [54] utilizan la misma tipología de distribución temporal, pero con los datos MON de Holanda. Además, estas propuestas utilizan también el instante en el que el VE sale de casa y el instante en el que el VE regresa a casa. De esta forma, se considera el motivo del desplazamiento. Qian et al. [52] proponen utilizar una distribución lognormal para la distancia recorrida con una probabilidad cero para las distancias negativas y una probabilidad finita para las distancias positivas en base a la NTS del Reino Unido. Para la distribución temporal de los trayectos utiliza una única distribución, sin distinguir el motivo del trayecto. Un método parecido utilizan Clement-Nyns et al. [30, 51, 66] y Valsera et al. [37], ya que utilizan distribuciones de trayecto sin distinguir el motivo del mismo. J.Wang et al. [35] utilizan como distribución temporal solamente la vuelta a casa ya que es el instante en el que se espera que se inicie la carga del VE. Qianglai et al. [58] realizan un modelado más profundo de la movilidad, teniendo en cuenta el número de trayectos, el instante de inicio y final, la distancia y el motivo de cada trayecto según la NHTS. De esta manera, se puede conocer más concretamente los comportamientos de distintos perfiles. Acha et al. [67] proponen perfiles según la actividad de los usuarios de VE, como ir al llevar los hijos al cole o ir al trabajo y volver a casa, entre otros. Una vez establecida la distribución temporal de cada usuario se genera el inicio de cada trayecto aleatoriamente. El inconveniente de este modelado es que no siempre se dispone de estos datos para todos los países a estudiar. Sikai et al. [4, 33, 60] utilizan la UKTUS de la misma forma que Qianglai.

En cuanto a los días de la semana en los que se producen los desplazamientos, Sikai et al. distinguen entre si el desplazamiento se produce en un día laborable o en un fin de semana, ya que la distribución temporal de los desplazamientos es distinta [4]. Valsera et al. [37] simulan un día laborable de invierno. Valsera et al. [68] también realizan una comparación entre las curvas de potencia con VE que corresponden a los días festivos y a los días laborables. Acha et al. [67] simula un jueves, un viernes y un sábado consecutivamente para poder observar el consumo eléctrico entre semana y en fin de semana.

Sobre el grado de penetración que se supone en los modelos de demanda, se proponen principalmente dos posibilidades. La primera opción es definir un número concreto de VE que

solicitan la carga en la red estudiada, tal y como proponen [32, 35, 46, 69]. La segunda opción es generar un número de VE en base a un grado porcentual sobre número de automóviles actual y que pertenecen a la zona de influencia de la red eléctrica estudiada [27, 28, 36, 40, 63]. Destacar la aportación de Clement et al. [30], que relaciona cada porcentaje de penetración de VE con un aumento del 10 % del consumo eléctrico industrial y doméstico, ya que las previsiones a largo plazo indican un aumento del consumo eléctrico. Otro planteamiento es aplicar un porcentaje sobre las futuras ventas de automóviles para poder considerar el ritmo económico previsto [39]. Este planteamiento también se propuso en 1983 [28]. Algunos artículos plantean escenarios más conservadores en los que el número de VE es reducido en comparación con los vehículos de combustión. Putrus et al. [70] plantean escenarios con un 10 %, 20 % y 30 %. Los mismos porcentajes aplican Clement et al. [30] y siguiendo el mismo orden de magnitud [36, 30, 40, 37]. Otros autores como Sikai H. y Fluhr, J., entre otros, plantean escenarios hasta con un 50 % [33],[71],[41]. Y autores como Sortomme et al. plantean escenarios de hasta el 100 % de VE [34]. S. Gao [32] plantea el problema al revés, ya que determina los niveles de penetración según la tensión límite inferior que se producirá a lo largo del día. El límite de VE en escenarios de poca penetración lo marca el límite inferior de tensión si la carga de VE no se controla. Y para escenarios de alta penetración, el número de VE viene determinado por la tensión si la carga de VE es optimizada. O incluso, J.C. Kelly et al. [56] plantean un estudio en el que se evalúa el comportamiento de 100 VE para poder escalar, en base a este estudio, los efectos de la penetración de VE en las redes de distribución.

### Ubicación espacial de las cargas

La ubicación espacial es un parámetro importante a tener en cuenta para el modelado de la demanda eléctrica de los VE. El diseño de la infraestructura eléctrica depende de la distribución geográfica de la demanda eléctrica. Una demanda eléctrica de los VE muy concentrada podría causar problemas no previstos inicialmente. Un ejemplo de este fenómeno sería la infraestructura de un parking de vehículos eléctricos, ya que la red a la que esté conectada el parking deberá considerar el número máximo de VE que se pueden cargar a la vez. Existen distintas propuestas sobre la ubicación espacial de los VE. Grenier et al. [49] utiliza la ubicación de los actuales Toyota Prius no enchufables que hay en la ciudad de Christchurch, en Nueva Zelanda, para determinar la ubicación de los futuros BEV y PHEV. Sikai et al. [4] utilizan una distribución de probabilidad para determinar la ubicación según el instante del día y el destino del usuario. Y luego, estas probabilidades se utilizan para las simulaciones de Monte Carlo. Acha et al. [67] relacionan los perfiles de usuarios generados con tres zonas geográficas: ocio, residencial y oficinas. Una vez conocido el lugar de aparcamiento del VE se determina el centro de transformación más cercano. De esta manera, se generan distintas densidades de carga en la red eléctrica.

### Variables sociales

El modelado de la movilidad eléctrica, por ser un aspecto que depende de los patrones de movilidad, el contexto y las características sociales, debe considerar variables que muestren la influencia de estas características. J.C. Kelly et al. [56] plantean un análisis de la carga de VE según el nivel de ingresos económicos, la edad y el sexo del conductor y la ubicación del vehículo (urbana o rural). Sikai et al. [4] proponen utilizar el número de personas y el número de vehículos que hay en cada hogar según los datos de la UKTUS. Un planteamiento parecido realiza Valsera et al [68], que define el número de desplazamientos según el número de casas, el número vehículos por casa y el número de desplazamientos por día según las

condiciones sociales de la zona de estudio. También establece una relación entre la el número de casas y la potencia de la red eléctrica de estudio.

### 1.2.6. Modelos de demanda

También hay que distinguir entre los modelos de simulación que se basan en el comportamiento de cada agente (*Agent Based*) y los que tratan las variables en promedio y desde el punto de vista general. Los modelos basados en agentes elaboran un consumo general agregando los diferentes usuarios (*Bottom up*) tal y como se ha expuesto en el apartado 1.2.5. Algunas de las propuestas que modelan el comportamiento de cada agente son [25, 57, 72]. Y los que realizan un análisis desde el punto de vista general para promediar el consumo de cada usuario (*Bottom down*). Los modelos que utilizan valores promediados se basan en distribuciones estadísticas y en el número total de VE sin utilizar otras variables de movilidad. Algunos modelos que siguen este planteamiento son [37, 40]

En cuanto a la tipología de estudio para el que se realiza el modelo de demanda hay dos posibilidades. Una aproximación determinista en la que se utilizan parámetros con valores medios y que permite realizar comparativas sobre escenarios base. Pero también puede realizarse incluyendo variabilidad en los parámetros para, por ejemplo, poder estudiar la probabilidad de superar un valor máximo de potencia en la red entre otros estudios. La mayoría de artículos realizan un estudio determinista para poder tener una orientación de los nuevos escenarios de demanda eléctrica incorporando la carga de VE. En cambio, diversos autores como [4, 33, 37, 54, 58, 60] utilizan la técnica de Monte Carlo para tratar el carácter estocástico de la demanda eléctrica y la movilidad.

Otro aspecto importante que define la tipología de modelo es la modelización del comportamiento de los usuarios. Una de las propuestas que realizan Venkatesan et al. [17] es la definición de unos perfiles esperados. Los perfiles propuestos por Venkatesan son: usuarios con recorridos cortos que pueden posponer la carga, usuarios que en base a las predicciones del precio de las siguientes 5 horas gestionarán su carga, usuarios que en base al precio de las 5 horas anteriores basan sus futuras decisiones de carga, usuarios que tienen en cuenta los precios pasados y los precios futuros, y finalmente, usuarios que consumen siempre (*plug-and-play*).

Waraich et al. [25] proponen la utilización de técnicas de simulación basadas en la caracterización del comportamiento de cada VE para poder modelizar decisiones individuales de manera, muy similar al planteamiento basado en agentes. Galus y Waraich [73, 74] proponen modelizar grandes escenarios de desplazamientos con la técnica MATim (*Multi-Agent Transport Simulation*). MATSim es una herramienta desarrollada en la tesis doctoral de Balmer [75] que permite crear más de un millón de conexiones entre agentes para evaluar el resultado global considerando el comportamiento de cada usuario. Esta herramienta se basa en algoritmos evolutivos y permite generar la actividad de transporte de cada individuo a lo largo del día.

K. Hedegaard et al. [76] proponen la utilización del modelo de Balmorel [77] incluyendo la actividad de transporte. El modelo de Balmorel consiste en utilizar funciones objetivo que consideren el consumo y distribución de energía eléctrica y de calor y el transporte de energía eléctrica. También se consideran los costes de la energía, los impuestos y la localización geográfica de cada uno.

Otras propuestas más complejas incluyen técnicas basadas en la teoría de juegos para determinar la interacción entre los distintos agentes e incluir compra-venta de energía entre usuarios del VE [78].

Otro planteamiento es la monitorización mediante dispositivos GPS y un data logger de diversos usuarios de VE tal y como hacen Smith et al. [79]. Los resultados obtenidos son más realistas pero es más costoso de elaborar en cuanto a la recogida de datos. Estos datos se utilizan posteriormente en el artículo de los autores citados para optimizar el dimensionado de la batería de los futuros PHEV ligeros.

### 1.2.7. Integración del VE en las redes eléctricas

Una de las funciones del modelado es poder determinar si la infraestructura eléctrica actual será capaz de cargar los VE cuando lo soliciten. Además, con tal de poder reducir la potencia eléctrica solicitada, se proponen estrategias de carga coordinada para reducir la potencia solicitada y las pérdidas en las redes.

#### Evaluación del impacto

Los posibles impactos por la carga de VE podrían ser en la calidad del suministro, la saturación de las redes o la introducción de armónicos que perjudiquen al sistema eléctrico. Diferentes artículos se sirven del modelo de demanda para evaluar el impacto de la carga de los VE en las redes de distribución. La mayoría de artículos evalúan el impacto según la caída de tensión y/o la carga de los transformadores, tal y como proponen Valsera et al. [37, 68]. Clement et al. [30] incorpora las pérdidas por efecto Joule en la red, y Maitra et al. [40] la sobrecarga térmica y los desequilibrios del sistema. Kleiwegt et al. [80] proponen una metodología de análisis en la que se delimita geográficamente los puntos de carga de los VE, se establece la red de distribución correspondiente y se realiza el flujo de carga durante todo el año para evaluar la carga térmica de los componentes de la red. En la demanda propuesta se considera también un incremento vegetativo de la población que genera un aumento de la demanda.

#### Mitigación del impacto

Diversos autores afirman que si la carga de VE no se realiza de manera controlada se podrían producir variaciones en el perfil de tensión que comprometan la estabilidad del sistema a partir de penetraciones del VE del 10% [81]. Existen múltiples posibilidades para la implantación de estrategias que reduzcan el impacto en la red controlando los procesos de carga de los VE. Ya que el VE es una nueva carga, y además esta puede ser controlable, se puede optimizar su carga para que provoque el mínimo impacto.

Valsera et al. [45] comparan un escenario en el que los VE se conectan al llegar a su destino con un escenario en el que se desplazan todas las cargas de VE a las 00:00 horas. De esta manera se evalúa el caso extremo en el que todos los usuarios de VE disponen de un temporizador en el punto de carga que hace que al inicio de la hora de menor coste se conectan todos los VE a la vez. Esta estrategia ordena las cargas de VE. Otra vía para la mitigación del impacto es la utilización de técnicas de optimización. Sortomme et al. [34] proponen una coordinación de la carga de PHEV para minimizar las pérdidas en las redes de distribución. Clement et al. [82] comparan técnicas de programación matemática para la mitigación del impacto de las cargas de VE. Primeramente utiliza funciones cuadráticas para minimizar las pérdidas en las redes de distribución con modelos deterministas y probabilistas de demanda de energía de VE. Seguidamente las contraponen con programación dinámica que segrega el problema en subproblemas y lo simplifica en problemas de una dimensión (*Dynamic Programming successive approximation*). La tabla 1.3 es un resumen de las distintas funciones objetivo implementadas hasta el momento. Las principales funciones objetivo minimizan las

Tabla 1.3: Propuestas de funciones objetivo para reducir el impacto de la carga de VE en la red eléctrica

Objetivo de la función de optimización	Autor	Referencia
Minimizar el uso de la carga rápida	Soares et al.	[42]
Minimizar las pérdidas de potencia	Sortomme et al.	[34]
Minimizar el coste de la carga de VE	Pang et al.	[43]
Minimizar las pérdidas de potencia	Multiple-objective	
Minimizar el tiempo de interrupción		
Minimizar el coste de la carga de VE	Clement et al.	[51]
Minimizar las pérdidas de potencia reformulando el cálculo del flujo de potencia	Clement et al.	[66]
Optimizar el perfil de carga del VE para minimizar las pérdidas de potencia	Clement et al.	[82]
Minimizar el coste de la carga de VE según el instante de inicio de la carga	Qian et al.	[52]
Minimizar las pérdidas de potencia	Gao et al.	[53]
Minimizar el coste de emisión (GHG)	Acha et al.	[67]
Minimizar el coste del mercado energético	Multiple-objective	
Minimizar el coste de la energía entregada		
Minimizar el coste de la carga de VE	Galus et al.	[72]
Minimizar el coste total del sistema	Galus et al.	[74]
Minimizar la diferencia entre el valor pico y la media de la demanda eléctrica	Mohsenian-Rad et al. Multiple-objective	[78]
Minimizar el coste de la energía		
Minimizar los costes de operación totales	Battistelli et al.	[83]

pérdidas de potencia en la red por efecto Joule. También se optimiza el coste de la carga del VE tal que si existen distintos precios según la hora (Tarifa TOU - *Time-of-Use*). También se presentan funciones objetivo que buscan la reducción del precio de la energía desde el punto de vista global, tal que el VE pueda participar en el mercado energético y realizar el servicio V2G. Soares et al. [42] proponen modificar las cargas de VE tal que se minimice el uso de la carga rápida, ya que esta tipología de carga reduce la vida útil de la batería del VE.

### El VE como almacenamiento distribuido

Tal y como se ha explicado en el apartado 1.1.4, el servicio V2G permitirá a los VE enviar energía a la red. Aunque no está claro el cálculo de la compensación económica para el usuario de VE que permita el servicio V2G, lo que es seguro es que la utilización de la batería reducirá su tiempo de vida. Esto se debe a que la batería del VE realizará más ciclos de carga y descarga. Hill et al. [84] presentan una evaluación de los riesgos que presenta para los usuarios de VE el servicio V2G. Una de las cuestiones abordadas por Hill et al. es que un usuario individual de VE no será propenso al servicio V2G por sus conotaciones negativas pero en casos de flotas de VE sí que será más interesante y beneficioso para los usuarios.

Acha et al. [85] propone una formulación matemática para abordar la coordinación de la carga de VE según tres funciones objetivo en las que se incluye la posibilidad de que el VE entregue energía a la red en función de los precios del mercado. Los resultados obtenidos muestran que en los momentos en los que la electricidad tiene un coste más alto, los VE entregan energía a la red. El mismo autor en [86] realiza un análisis de los efectos de optimizar la carga de PHEV. C. Battistelli et al. [83] incorporan la figura del agregador o Gestor de

Cargas que agrupa todos los VE conectados, ya que la batería de un único VE es pequeña pero diversos vehículos considerados como una gran batería podrían ofrecer un servicio de apoyo a la red mucho más interesante. C. K. Ekman [87] coordina la carga de VE con la producción eléctrica de origen eólico de manera que en el momento en que la generación eólica se aprovecha al máximo y la demanda necesita más energía, los VE entregan energía a la red. Este mecanismo controla la descarga de la batería de los VE. Para la carga de la batería se realiza cuando la producción eólica menos el consumo eléctrico supera un valor frontera. Esto significa que cuando la generación eólica es mayor que la demanda, la energía se utiliza para cargar los VE. Hutson et al. [88] aplican el servicio V2G para el caso de un parking de VE. Por el contrario que la tendencia a agregar todos los VE para que los VE realicen un servicio a la red, Multin et al. [55] consideran cada VE de forma autónoma y determinan el servicio que realizarán incluyendo la demanda eléctrica doméstica y generación en fotovoltaica como generación distribuida.

También se está estudiando la funcionalidad de transmitir energía eléctrica del VE a la vivienda y tiene el objetivo de reducir los picos de demanda de potencia eléctrica. Para una vivienda unifamiliar supondría una reducción en los costes de potencia contratada y para la compañía distribuidora una reducción de la inversión en infraestructura. Además, la tarificación eléctrica discriminada por horas también permitiría una reducción de los costes, pues la batería del VE podría consumir en horas valle y entregar energía en las horas de mayor coste. Pang et al. [43, 89] muestran los beneficios del servicio V2B para reducir los picos de potencia y convertir el VE como agente activo para el control de la demanda. En el primero utiliza un escenario de consumo de una zona de urbana con 80 VE cargándose, y otro con los mismo VE y permitiendo el servicio V2B. En el segundo aplica el V2B para pequeños pueblos de EE.UU. con 6 perfiles distintos de movilidad.

### Maximizar el aprovechamiento de fuentes de energía renovable

La batería de los VE los convierte en un elemento capaz de consumir y de entregar energía a la red según las necesidades. La generación eléctrica del régimen ordinario se programa según las necesidades de consumo y de mercado económico. La integración de fuentes renovables implica una generación intermitente y los excesos o escasez de generación podrían compensarse con un control de la carga o descarga de los VE. J. Wang et al. [35] proponen evaluar si la demanda del VE, considerando distintas estrategias de control, puede consumir la energía renovable según sea conveniente para el sistema. B. Soares, M.C. Borba et al. [90] aplican funciones de optimización para calcular las inversiones en construir parques eólicos considerando la aparición de PHEV y su beneficio de cara a consumir energía eléctrica proveniente de la nueva eólica. Además, con un control de la demanda de los VE podría implantarse un mayor número de fuentes renovables, por ejemplo, en los sistemas aislados [91].

## 1.3. La demanda eléctrica convencional

La demanda eléctrica convencional tiene una especial relevancia para la modelización de la demanda de los VE ya ambas demandas eléctricas se conectarán a las misma red de distribución.

La predicción de la demanda eléctrica ordinaria ha sido un foco de numerosos estudios por la importancia y la complejidad que representa. La predicción de demanda puede ser a distintos niveles temporales. Las predicciones de años son necesarias para poder realizar una planificación de la infraestructura ya que su construcción implica algunos años. Las



predicciones de horas, minutos y segundos son necesarias para poder programar la generación necesaria para cubrir la demanda eléctrica en cada instante.

Para hacer predicciones de demanda eléctrica existen diferentes técnicas para obtener valores aproximados del futuro consumo eléctrico. Las principales técnicas son estadísticas en las que se parte de un determinado volumen de datos y se realiza un análisis de la variancia. Otra tipología de modelos como son los de ingeniería se basan en modelos físicos y térmicos de comportamiento dinámico. Y por último están los modelos de redes neuronales, los algoritmos genéticos y los de inteligencia artificial. Una de las opciones más utilizadas para modelar la demanda doméstica y ordinaria, es la utilización de datos históricos para un día en concreto sin utilizar modelos de previsión. Para ver un ejemplo, Valsera et al. [37] utilizan los valores de consumo de un día entre semana de invierno.

Cabe comentar el caso concreto de M.C. Borba et al. [90] en los que se hace una previsión de demanda eléctrica desde 2010 hasta 2030 basado en una simulación bottom-up paramétrico usando un modelo MAED (*Model for Analysis of Energy Demand*). De esta manera se puede planificar la nueva generación eólica en base a un consumo energético futuro tanto doméstico, como industrial y de vehículos eléctricos.

Las redes neuronales han demostrado ser la más interesantes para el caso de la predicción de la demanda de energía eléctrica. Esta técnica permite solucionar problemas no lineales y son una técnica efectiva por ser la más fiel a un problema muy complejo. Existen diferentes ejemplos de aplicación de esta técnica. El consumo de electricidad en edificios se puede observar en los artículos [92, 93, 14]. En el caso de [93] se toman como variables el número de personas y las condiciones climáticas. En el caso de [14] se destaca la importancia de desarrollar modelos de inteligencia artificial para los edificios y su consumo energético. Otro ejemplo de aplicación se centra en el desarrollo de un modelo de red neuronal para el consumo industrial [94]

## 1.4. Conclusiones

A continuación se exponen las conclusiones sobre el modelado de la demanda eléctrica de los VE y se presenta siguiendo los dos grupos de variables: las características de los VE y la movilidad de sus usuarios. Después de realizar una revisión de los estudios se propone una metodología para modelar la demanda. En la Figura 1.8 se observa un esquema en el que se muestran las variables relativas a la movilidad del usuario y como afectan estas variables a las de consumo eléctrico por VE obteniendo así la demanda eléctrica por VE.

### 1.4.1. Sobre los VE

Una de las características de los VE más importantes es la arquitectura (BEV o PHEV), ya que cambiará la energía eléctrica consumida en sus trayectos. Los HEV no se consideran ya que no disponen de conexión con la red eléctrica. Establecer una relación entre los diferentes perfiles de movilidad de los usuarios y las prestaciones de los VE ofrecerá una perspectiva más realista del futuro consumo de los VE. A día de hoy, existen previsiones de mercado relacionadas con la venta de VE de los modelos existentes. Esta previsión es una aproximación más fiable de la relación entre los modelos de VE en el mercado y el futuro uso de los VE, ya que tienen en cuenta muchas variables de tipo económico y social. El modelo debe tener en cuenta que un PHEV con la batería descargada puede seguir circulando mientras que un BEV no. Para poder evaluar el consumo de los PHEV, se propone considerar que circularán utilizando únicamente el motor eléctrico hasta descargar su batería. Se realiza esta consideración ya que la energía eléctrica es mucho más barata que la energía de los combustibles

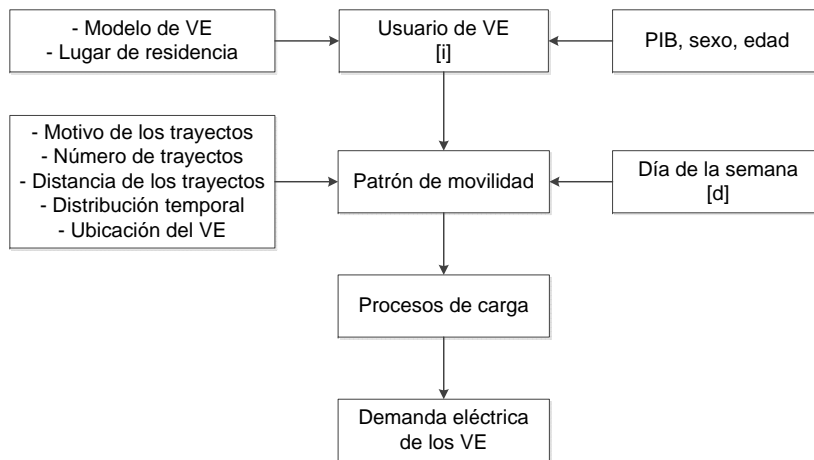


Figura 1.8: Esquema del modelo de demanda. Elaboración propia

fósiles. Además, la mayoría de desplazamientos de los usuarios tendrán un consumo inferior a consumir toda la batería del VE.

Utilizando modelos reales de VE que estén a la venta según las previsiones de mercado se obtiene directamente la tipología de batería y sus características. Según el usuario y las prestaciones del VE como capacidad, consumo energético y distancia recorrida se determina la energía consumida en los trayectos realizados. Un aspecto aún no tratado es la relación entre el consumo energético y la velocidad a la que circula el VE. Los fabricantes publican valores medios de consumo, pero no establecen la relación entre velocidad y consumo energético. En esta dirección se enmarca la Directiva Europea que establece las condiciones de las pruebas a las que se determinará el consumo energético de los BEV o PHEV [95], pero no se determina la relación entre el consumo y la velocidad. Dicha relación establecería una diferencia de consumo entre los usuarios que realizan trayectos intermunicipales e intramunicipales. Es por ello que se debe tomar la hipótesis de que el consumo de los VE es constante para cualquier desplazamiento.

Como se ha determinado el modelo de VE de cada usuario se puede saber la potencia máxima a la que puede ser cargado el VE y si dispone de conexión de carga en corriente continua. Para determinar el proceso de carga de cada batería se debe conocer las características de cada modelo de VE. En previsión de no tener esta información para cada VE del mercado, se propone utilizar un proceso estándar de batería de Li-ion adaptable a las características nominales de cada batería y crear un perfil de carga para cada VE. Teniendo este perfil para cada usuario, se deberá establecer un método para que el proceso de carga tenga en cuenta el estado de la batería al llegar a su destino, el tiempo del que se dispone para realizar la carga y la energía mínima para realizar el siguiente desplazamiento.

#### 1.4.2. Sobre la movilidad

Debido a que no existen datos de uso a gran escala de VE se debe trabajar bajo la hipótesis de que los usuarios de los VE tendrán un comportamiento suficientemente similar al que tienen con vehículos de combustión por lo que los patrones de movilidad sean equiparables. Éste es el fundamento con el que se ha elaborado la mayoría de modelos de demanda eléctrica de VE y parece una hipótesis muy razonable.

En cuanto a los parámetros de movilidad, destacar la distancia de los distintos trayectos

que realizan los usuarios de VE así como el instante de llegada de los usuarios a su destino. El instante de llegada al destino puede suponer la solicitud de una carga, ya sea en un punto de carga público o privado. El instante dependerá del motivo del desplazamiento ya que la movilidad por motivos ocupacionales se concentra en unas determinadas horas del día y la movilidad personal sigue una distribución temporal distinta. Según la distancia recorrida a lo largo del día y las posibles cargas intermedias, la batería presentará un estado de carga determinado para cada usuario. Para cada usuario, y según su perfil, habrá que determinar cuantos viajes se realizan al día y su correspondiente distancia. Seguidamente el modelo puede considerar que el proceso de carga se produce una vez llegado al destino (*plug-and-play*), o bien que, conocido el estado de la batería, se tiene que esperar a horas de menor demanda y menor precio para la carga del VE (carga inteligente). También hay que tener en cuenta el día de la semana que se realiza el desplazamiento. La movilidad en transporte privado en fin de semana no es la misma que durante la semana, así como la demanda eléctrica industrial y doméstica.

La relación entre la movilidad eléctrica y la ubicación espacial tendrá un papel relevante en los estudios de impacto en la red de distribución por la incorporación de la demanda eléctrica de los VE. La ubicación espacial depende de la área geográfica que abastezca la red eléctrica a estudiar, la densidad de población y el número de vehículos que estén registrados en esa área. Además habrá que distinguir entre los usuarios de VE que tengan el punto de carga vinculado en la red de estudio con los usuarios que puntualmente circulan por esa área y soliciten una carga. Y dentro de los usuarios que circulan por la zona de la red eléctrica, se debe distinguir entre los que realizan un desplazamiento intermunicipal o intramunicipal, ya que el estado de la batería de cada conjunto será distinto. Como último conjunto de usuarios, se debe considerar la movilidad profesional; aquellos usuarios que realizan un número elevado de desplazamientos a lo largo del día. El número de VE que interactuarán en la red eléctrica es imprescindible para conocer el orden de magnitud de cargas de VE. En función de la circulación y los perfiles de los usuarios se determina una aproximación de los actuales vehículos de combustión que existen a día de hoy. Finalmente se establece un porcentaje de penetración de VE en el mercado y se obtiene el número de VE que se cargan en la red. Se debe tener en cuenta que los parámetros sociales tendrán una relación con la ubicación espacial ya que zonas con rentas más elevadas tendrán comportamientos de movilidad y número total de VE distintos. Para poder relacionar el punto de carga con cada usuario se deberá conocer el origen y el destino de cada usuario. Las mismas consideraciones que se realicen sobre la ubicación espacial de los VE deberán realizarse para modelar la demanda eléctrica doméstica acorde con los VE.

Finalmente tener en cuenta una serie de parámetros relacionados con las preferencias de los usuarios que modifican la demanda de carga de VE. Un parámetro es la ansiedad provocada por la limitada autonomía de los VE, que comportará que un porcentaje de usuarios soliciten cargas entre desplazamientos por miedo a quedarse sin batería. Una preferencia contraria sería el usuario que espera a las horas valle para poder cargar su VE a un coste menor. En modelos más avanzados se deberá considerar las preferencias de cada usuario para determinar las condiciones del servicio de V2G. Todas estas preferencias tendrán una relación directa con las señales del mercado eléctrico y deben reflejarse en el modelado.

Para el cálculo de la demanda eléctrica convencional se debe tener en cuenta el incremento del consumo, ya que el modelo de demanda eléctrica de los VE es de carácter predictivo para un escenario futuro. Este futuro tendrá posiblemente las mismas, o muy similares, redes eléctricas pero el consumo industrial y doméstico será distinto. Obviar este parámetro podría introducir errores, ya que el consumo eléctrico actual es, por orden de magnitud, muy superior al consumo de los futuros VE.

### 1.4.3. Modelo propuesto

En la realización del modelo para la realización de la previsión de consumo eléctrico de los VE existen dos posibilidades: la monitorización de usuarios o la realización en base a datos estadísticos. Según la aplicación del modelo se deberá escoger una vía o otra. El presente trabajo tiene por objetivo un modelo que sea aplicable para la evaluación del impacto en las redes de distribución y para ello es preferible tener un número variado de perfiles perdiendo exactitud en la medida que ofrecerá la monitorización de usuarios. Además, la monitorización de usuarios de vehículo tiene un coste muy elevado y no siempre está disponible para todas las regiones en las que será necesario estudiar la demanda de los VE. Es por ello que es mejor utilizar un método en base a datos estadísticos que en base a la monitorización de los usuarios.

El modelado basado en agentes resulta el más interesante ya que permite la elaboración de reglas de interacción y permite ver las consecuencias de estos resultados estableciendo así comparativas. De esta manera se puede establecer un escenario base y se pueden modificar las reglas de comportamiento para ver los efectos sobre la demanda global. El modelo basado en agentes podría quedar obsoleto en el momento en el que el precio de la energía del servicio V2G sea variable en el tiempo. La futura mejora del modelo basado en agentes es la aplicación de la teoría de juegos para poder profundizar en la toma de decisiones de los usuarios. Pero como este escenario aún está bastante lejos de ser realidad la mejor alternativa es utilizar reglas de comportamiento simples.

De esta manera se podrá predecir una demanda de energía eléctrica de los VE según los VE y el uso de éstos. En la Figura 1.9 se observa la relación entre las distintas variables que se utilizan en el modelado de la demanda de VE desde el punto de vista conceptual. Partiendo de los datos de movilidad, las previsiones del mercado y el mercado eléctrico se obtiene la demanda eléctrica de los VE.

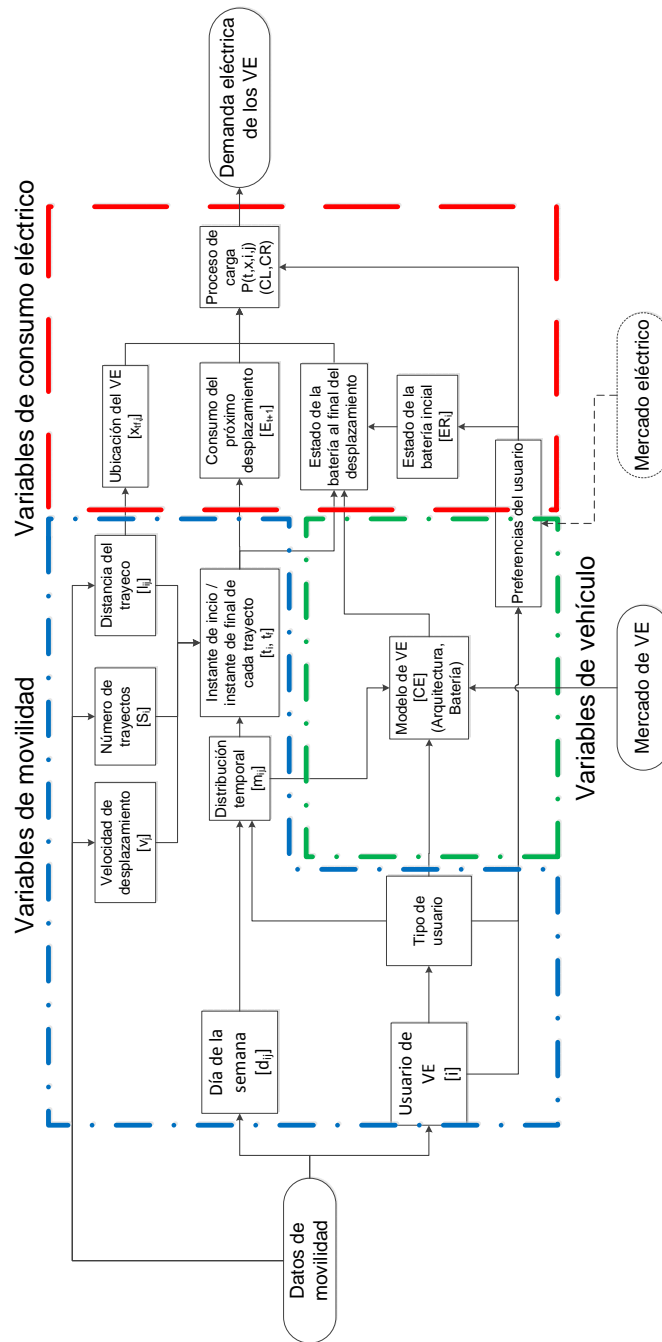


Figura 1.9: Esquema del modelo de demanda según las variables de movilidad, vehículo y consumo eléctrico para obtener la demanda eléctrica de VE



## Capítulo 2

# Metodología para la estimación de la demanda del vehículo eléctrico por carga lenta

El objetivo de este capítulo es presentar la metodología para el cálculo de la demanda de vehículos eléctricos por carga lenta en cualquier ámbito según las necesidades de los usuarios. Estas necesidades vienen determinadas por variables de movilidad y de los vehículos eléctricos. En este capítulo se exponen distintas consideraciones para que los datos necesarios sean lo más accesible posible, ya que tener datos concretos de la zona que se quiere estudiar no siempre es posible. El alcance de este capítulo es el vehículo eléctrico y la evolución de la energía de su batería. En la Figura 1.9 se muestra el esquema del modelo presentado en este estudio y el alcance de este capítulo incluye las variables de consumo eléctrico 'Consumo del próximo desplazamiento', 'Estado de la batería al final del desplazamiento', 'Estado de la batería inicial' y 'Proceso de carga'. La relación entre la ubicación geográfica del VE y el punto de conexión asociado en la red eléctrica se analizarán en el capítulo 4. Destacar que la carga lenta será la más utilizada por los usuarios en el lugar de estacionamiento habitual.

Seguidamente se expondrá la metodología para la simulación del consumo de cada usuario de VE considerando las variables de movilidad, de vehículo y de carga. También se proponen distintos escenarios de carga según las preferencias de los usuarios y otros aspectos.

### 2.1. Introducción al modelo basado en agentes

Los modelos basados en agentes [15] se caracterizan por considerar cada usuario como una entidad para ser evaluada. De esta manera se monitoriza la evolución del estado de la batería de cada agente según sus necesidades de movilidad y su vehículo eléctrico. En la Figura 2.1 se muestra el algoritmo general del modelo con las variables a implementar. Primeramente se definen el número de usuarios de cada conjunto ( $N$ ) y los días de simulación que se van a realizar ( $TSim$ ). Las variables sombreadas de azul corresponden a las características de movilidad de cada agente, las de color verde a las características del modelo de VE y en rojo las variables eléctricas de consumo de la red.

El objetivo del modelo es determinar la potencia solicitada en la red por cada usuario de VE  $i$  a lo largo del día  $t$  y en su punto de conexión  $x$ . El punto de conexión de cada usuario

de VE se determina en el capítulo 4, ya que viene determinado por la red eléctrica del caso que se quiera estudiar.

### 2.1.1. Formulación del modelo demanda de carga lenta

En este apartado se presenta la formulación del algoritmo para la simulación de la potencia de carga solicitada por vehículos eléctricos considerando las variables de movilidad, de vehículo y de consumo eléctrico.

Primeramente se definen las variables de inicialización del modelo que se desea implementar. Estas condiciones se determinan según el estudio que se quiera realizar y se componen de las variables  $TSim$  y  $N$ . Si el estudio se centra en el impacto en la red se deberá simular un día de demanda elevada ( $TSim = 1$ ) para analizar el sistema en las peores condiciones. Si se desea estudiar la estacionalidad de la demanda eléctrica con VE se deberá simular un año entero ( $TSim = 365$ ) con los datos apropiados. La segunda variable ( $N$ ) es el número de agentes totales que se estudian. Esta variable está relacionada con el orden de magnitud del estudio y este puede ser a nivel nacional, regional o local. Esta variable deberá ser coherente con la red eléctrica asociada. Seguidamente se calcula la matriz de agentes, la matriz de desplazamientos y, finalmente, la potencia consumida por cada agente.

Conocidas las variables de inicialización se determinan las matrices de agentes. En el modelo habrá tantas matrices de agentes como conjuntos de usuarios considerados. Se separan las matrices por conjuntos ya que pueden tener comportamientos distintos, por lo que se definen los grupos que siguen el mismo criterio de conexión. Además, puede resultar interesante estudiar los conjuntos por separado para poder caracterizarlos. La matriz de agentes contiene las características de cada usuario y tiene tres dimensiones ya que algunas variables tienen tantas componentes como número de desplazamientos realice el agente. En cuanto a las variables de movilidad implementadas en la matriz y que se exponen en la tabla 2.1, destacar el motivo del desplazamiento ya que la distribución temporal de desplazamiento será en función del motivo de cada agente. La distancia recorrida por trayecto, el punto de conexión de la carga lenta ( $PCCL_{ij}$ ), la velocidad de desplazamiento y el tiempo de cada desplazamiento tienen tantas componentes como número de trayectos. El consumo de energía del agente dependerá del modelo de vehículo eléctrico que utilice. Conociendo la distancia total recorrida por el agente en un día se determinará el modelo de VE, tal y como se expone más adelante en el apartado 2.3. Sobre el  $PCCL_{ij}$  comentar que depende del caso de estudio y que se expone en el capítulo 4.

Tabla 2.1: Variables de la matriz de agentes utilizadas en el algoritmo para simular la carga de VE

Variable	Descripción
$ID$	Identificador del agente
$D$	Día de la semana
$C_i$	Grupo al que pertenece el agente $i$
$m_{ij}$	Motivo del desplazamiento $j$
$S_i$	Número de desplazamientos de $i$
$l_{ij}$	Distancia del desplazamiento $j$
$L_i$	Distancia total recorrida por $i$
$v_{ij}$	Velocidad del desplazamiento $j$
$VE_i$	Modelo de VE de $i$
$PCCL_{ij}$	Punto de conexión tras el desplazamiento $j$

Una vez establecida la matriz de agentes que corresponde a un conjunto de usuarios, se de-



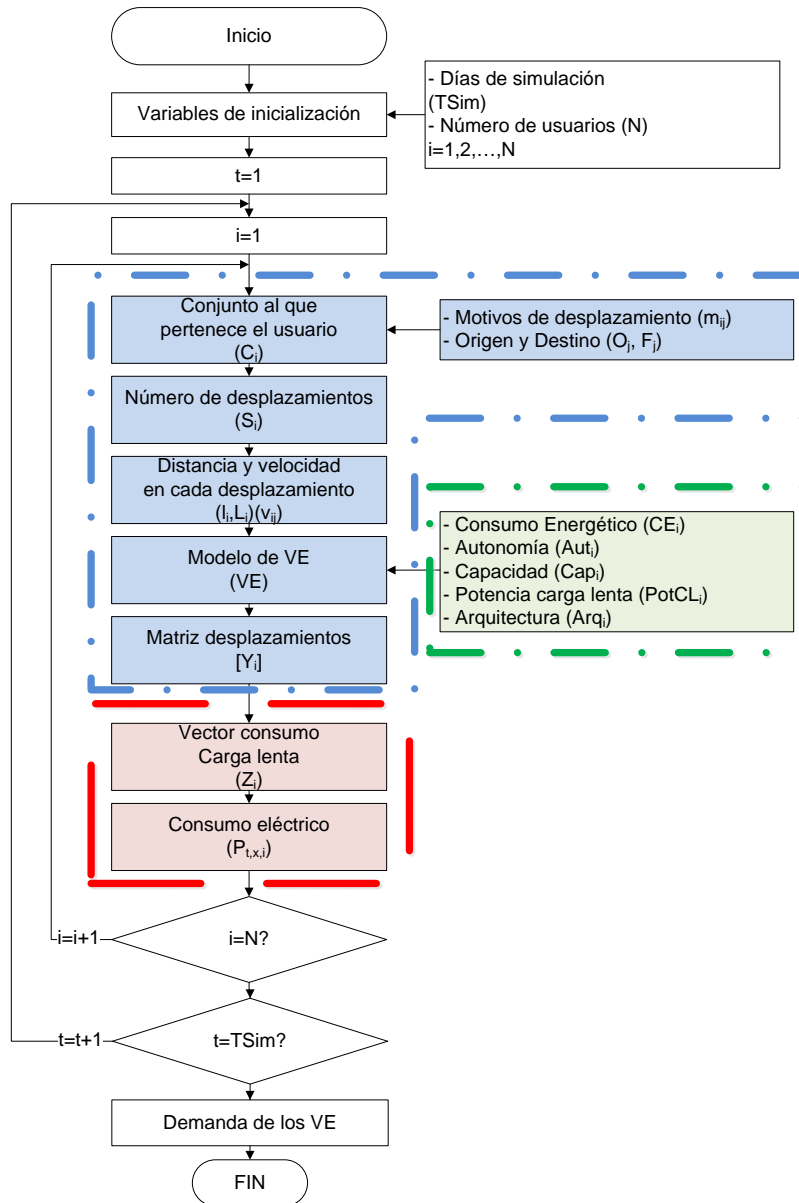


Figura 2.1: Esquema del algoritmo de la demanda de cada agente-usuario de VE

termina la matriz de desplazamientos  $[Y_i]$  para cada usuario. Los tiempos de desplazamiento dependen de las distribuciones temporales probabilísticas de desplazamientos y los motivos por los que se desplaza cada agente. De esta manera se determina el instante de inicio y final de cada trayecto de todos los agentes.

Una vez conocida la movilidad de los usuarios se procede al cálculo de la potencia solicitada tras cada desplazamiento. Para ello cada agente tiene asociada la variable  $SOC_i$  (State-Of-Charge) de la batería del VE para poder simular las variaciones de carga tras cada desplazamiento. De esta forma, se tiene en cuenta que, si tras un desplazamiento no se carga, en el siguiente solicitará más energía o quizá solicitará una carga rápida. La carga rápida se trata en el capítulo 3

## 2.2. Variables de movilidad

En este apartado se exponen, con más profundidad, las distintas variables de la movilidad necesarias para el modelado de la demanda de carga de VE, siguiendo el esquema del algoritmo del modelo que se observa en la Figura 2.1.

Las variables del escenario son el conjunto de agentes que se quieren modelar ( $C_i$ ) y sus características, los días de la semana que se desea simular  $D$  y los motivos de desplazamiento que se consideran ( $m_{ij}$ ). Sobre el conjunto de agentes hay que tener en cuenta el escenario físico que se representa para definir el perfil de agentes. Zonas geográficas de las ciudades de oficinas deben tener el perfil de usuario relativo a esta zona, como son trabajadores que se conectarán al llegar al trabajo. En cuanto al día de la semana  $D$ , la movilidad tiene una temporalidad muy marcada a lo largo de la semana, ya que es muy distinta la movilidad en fin de semana o en día laborable. Además, dentro de los días laborables, se debe tener en cuenta que la movilidad de un lunes es distinta a la de un viernes. En relación con los conjuntos de agentes y el día de la semana se define los motivos por los que se desplazan los agentes.

Seguidamente se exponen las variables que componen el núcleo del modelado, sea cual sea el conjunto al que pertenece el agente, el día de la semana que se simule o el motivo por el que se desplaza.

### Número de desplazamientos $S_i$

Como es previsible que no se disponga de datos concretos de la zona de estudio, se deben realizar aproximaciones estadísticas para implementar los datos de los que se dispone. El número de desplazamientos que realiza un conductor de un vehículo a lo largo de un día se equipara a un experimento de Poisson por distintas razones. Primeramente, los sucesos según la distribución de Poisson ocurren aleatoriamente y de manera independiente en un intervalo continuo de espacio y de tiempo. La distribución de Poisson resultante se caracteriza por ser una distribución discreta ( $k$ ) y no tiene memoria, por lo que los distintos sucesos de los diferentes usuarios no tienen influencia entre ellos. Además, la varianza de los datos es la propia esperanza ( $\lambda$ ) por lo que no hace falta conocer la varianza de los sucesos. La distribución de Poisson se utiliza en casos parecidos como contar vehículos que pasan por un sitio y durante un intervalo de tiempo determinados [96]. Es por estas razones que se asume la distribución de Poisson para el número de desplazamientos de cada agente. La Figura 2.2 es el esquema de la aplicación de la distribución de Poisson para determinar  $S_i$  según el número medio de desplazamientos diarios  $\lambda$  obtenidos de los datos de movilidad públicos.

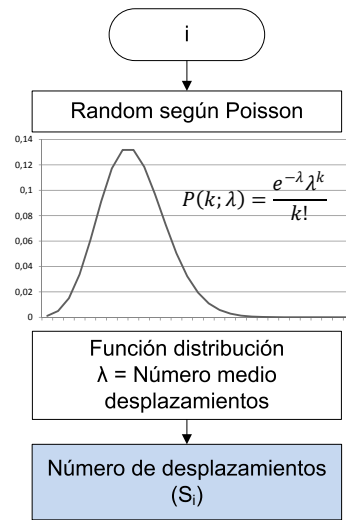


Figura 2.2: Esquema del cálculo del número de desplazamientos de cada usuario de vehículo eléctrico. Elaboración propia

### Distancia de los trayectos $l_{ij}$

En cuanto a la distancia recorrida por cada usuario, se implementa una distribución exponencial según los datos de movilidad de la zona de estudio. La distribución exponencial para determinar esta variable también se utiliza en el caso de [97]. En el estudio del observatorio Cetelem sobre el VE [5] se exponen las distancias diarias de 10 países de Europa, entre ellos España. En la Figura 2.3, realizada según los datos de este estudio, se puede observar que la probabilidad acumulada de distancia recorrida durante el día sigue una tendencia exponencial del tipo  $P(x) = 1 - e^{-x}$ , a excepción de Italia. Para corroborar esta afirmación de Cetelem, se compara con un estudio de Dinamarca [98] y un estudio de EPRI [99] de EE.UU. En el estudio de Dinamarca se determinan los comportamientos de movilidad de los viajeros y los datos recogidos indican que la función exponencial es la más adecuada para representar la relación probabilista con la distancia recorrida. En el estudio de EPRI se destaca el carácter exponencial de la función distribución de probabilidad de la distancia recorrida por estadounidenses.

La suma de todos los desplazamientos realizados por  $i$  es la distancia total recorrida en un día  $L_i$ . La Figura 2.4 es el algoritmo de la variable  $l_{ij}$  y  $L_i$  una vez conocido el número de trayectos diarios  $S_i$  del agente  $i$ .

### Velocidad del vehículo $v_{ij}$

La velocidad media del agente depende del recorrido que realiza. Este modelado considera los trayectos de cada vehículo utilizando valores promedio al no conocerse el recorrido de cada uno. La velocidad del vehículo se relaciona con la distancia de cada trayecto del usuario. Si el trayecto es inferior a una distancia  $l_{lim}$ , el desplazamiento se considera intramunicipal y su velocidad corresponde a la velocidad promedio de circulación interior de la zona de estudio. Si el trayecto supera el valor de  $l_{lim}$ , se considera un desplazamiento intermunicipal y la velocidad corresponde a la velocidad de circulación entre poblaciones.

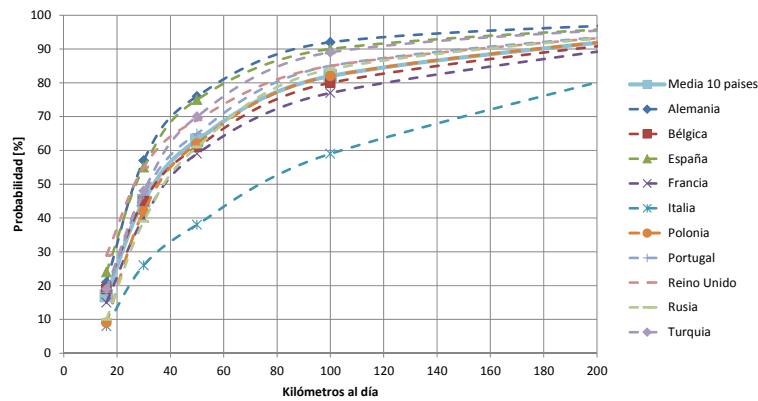


Figura 2.3: Distribución de probabilidad acumulada de la distancia diaria recorrida en coche en 10 países de Europa. Fuente: [5]

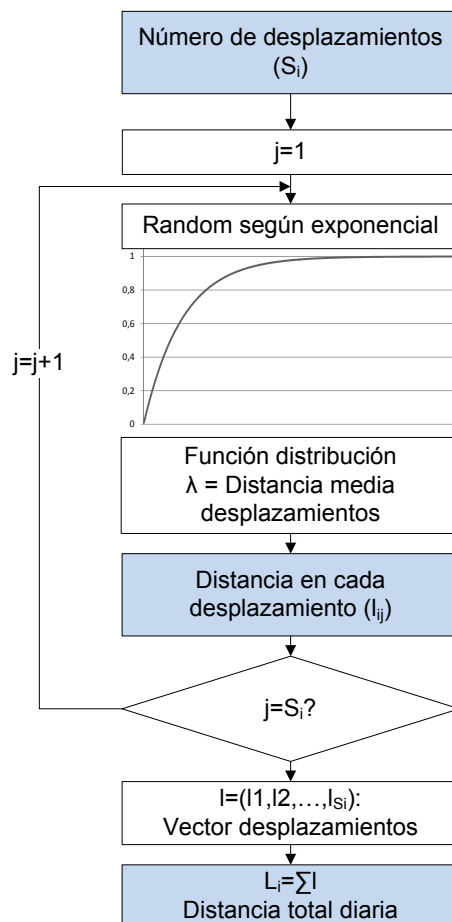


Figura 2.4: Esquema del cálculo de la distancia total diaria recorrida de cada usuario de vehículo eléctrico. Elaboración propia

## 2.3. Variables de vehículo

La variable del modelo de vehículo eléctrico tiene asociadas las características de éste desde el punto de vista del consumo eléctrico. En el capítulo 1 se ha expuesto la importancia de la utilización de valores de vehículos eléctricos reales y lo más diversos posibles para tener en cuenta las distintas configuraciones.

La primera característica que se puede observar en el esquema de la Figura 2.1 es el consumo energético medio por distancia recorrida ( $CE_i$ ). Este valor, ofrecido por el fabricante, no tiene en cuenta la influencia de la velocidad a la que circula el VE. En la realidad, la conducción del usuario tendrá una fuerte influencia sobre la autonomía final del VE, por lo que resulta una aproximación. Hasta el momento no se ha desarrollado un modelo de consumo de los VE según los hábitos de conducción de los usuarios, y los fabricantes no ofrecen datos de esta relación, por lo que en este modelo no se tiene en cuenta.

La autonomía de los VE ( $Aut_i$ ) es el segundo parámetro, y es muy importante desde el punto de vista de la movilidad urbana porque si los VE tienen una autonomía reducida, los agentes estarán obligados a cargar entre desplazamientos, o incluso, realizar una carga rápida. Así, cuanto mayor sea la autonomía de los VE, mayor será el grado de control de la carga de VE.

La capacidad de la batería ( $Cap_i$ ) es la energía que se almacena en el vehículo, que según el valor de  $CE_i$ , le permitirá recorrer una distancia determinada  $Aut_i$  antes de realizar una carga. Se implementan las tres variables en el modelo, a pesar de que una es redundante, ya que en modelos más avanzados, la variable  $CE_i$  dependa de distintos factores que haga que sea necesario tener implementadas las tres variables.

La potencia de carga de los VE será un parámetro importante tanto desde el punto de vista de la red eléctrica como desde el punto de vista del usuario. La red eléctrica podría verse afectada por un número elevado de conexiones intermitentes de VE, y cuanto más alta sea la potencia, más impacto se podría generar por lo que la influencia de la potencia de carga es uno de los objetivos secundarios de este proyecto. Desde el punto de vista de los usuarios es muy importante, porque si el VE lo permite, potencias de carga mayores permitirían una reducción del tiempo de carga. Pero tendrá asociado un sobrecoste en cuanto a instalación eléctrica, ya que la sección del cable aguas arriba del punto de carga deberá soportar la potencia solicitada. Además el término de potencia contratada será mayor y el usuario tendrá este sobrecoste.

Y por último, está la arquitectura del VE ( $Arq_i$ ). En el capítulo anterior se han descrito las características de las distintas arquitecturas, y en el modelo tiene especial importancia por el hecho de que un BEV no puede seguir circulando si se le acaba la energía de la batería y el usuario deberá buscar un punto de carga. En cambio, los PHEV pueden seguir circulando e incluso no realizar cargas entre desplazamientos y cargar al llegar a casa. Esto implica directamente que el consumo de energía eléctrica de un PHEV y un BEV, a pesar de que tuvieran baterías de la misma capacidad y consumos iguales, no tendrían porqué consumir ni la misma energía, ni tener comportamientos equiparables.

Para realizar los siguientes pasos es necesario determinar la matriz de desplazamientos  $[Y_i]$ . No se puede determinar antes, ya que la arquitectura del VE puede afectar a la circulación del VE. La matriz de desplazamientos se determina en función del motivo por el que se desplaza el usuario y según la distribución temporal de cada motivo. La matriz  $[Y_i]$  consta del instante inicial ( $t_{st}^j$ ) y final ( $t_f^j$ ) de cada desplazamiento. La formulación de la matriz de desplazamientos se observa en la Figura 2.5(a) así como el ejemplo de la Figura 2.5(b) donde se muestra el caso en el que  $S_i$  sea dos y el correspondiente eje de tiempo. El tiempo entre el final del primer desplazamiento y el inicio del siguiente es el tiempo entre desplazamientos

( $t_{disp}$ ). Este tiempo tiene especial importancia, ya que el agente puede decidir si cargar o esperar para cargar más tarde cuando la energía sea más barata. La distribución temporal viene determinada por patrones de hábitos, características orográficas de la zona y climatológicas, por lo que es una variable que difícilmente se puede extrapolar de otras zonas sin introducir errores significativos en la simulación. En la Figura 2.6(a) y la Figura 2.6(b) se muestran las distintas probabilidades de cada motivo de desplazamiento para cada intervalo de tiempo y la probabilidad acumulada a lo largo del día respectivamente. Se observa como la distribución temporal en función del motivo cambia mucho por lo que se determina que es importante tenerlo en cuenta.

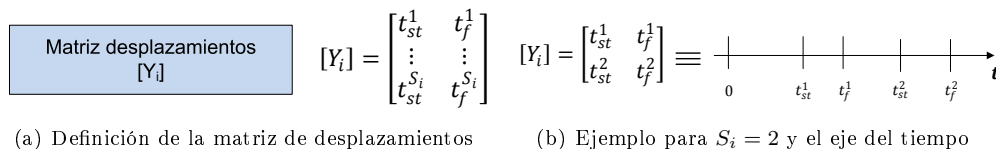


Figura 2.5: Esquema de la matriz  $Y_i$  de tiempos de desplazamiento de cada agente con VE

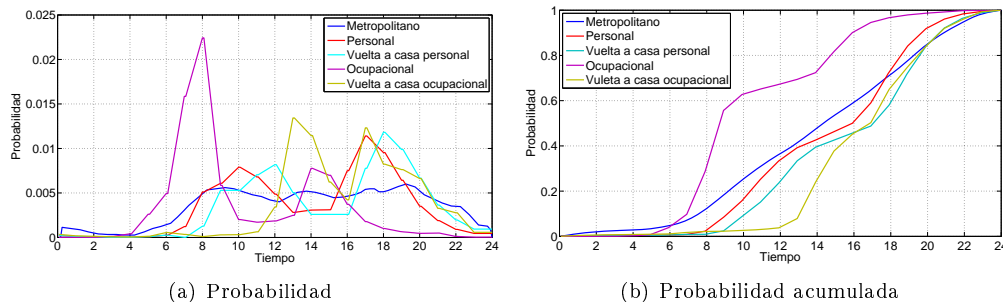


Figura 2.6: Probabilidad que se produzca un desplazamiento a lo largo del día en función del motivo en el caso de la ciudad de Barcelona. Fuente [3, 6]

## 2.4. Variables de consumo eléctrico

Una vez determinadas las relaciones de movilidad de los agentes se determina el consumo eléctrico asociado a éstas. La primera variable es la ubicación espacial de la carga y seguidamente se estudia el proceso de carga, la energía solicitada y el tiempo en el momento en el que se conecta un VE.

### 2.4.1. Ubicación espacial de las cargas

La localización geográfica de las cargas tiene una especial importancia, tal y como se ha destacado en el capítulo 1. Zonas con distintas características de densidad de población o densidad de vehículos podrían tener impactos distintos en las correspondientes redes de distribución, que serán distintas en los diferentes escenarios. También hay que tener en cuenta el alcance del análisis, en el caso de una red de distribución de media tensión, se agregan los consumos por centros de transformación MT/BT. La metodología planteada supone que se dispone de las características de los centros de transformación (CT) sin conocer los consumos asociados. Suponiendo que cada centro de transformación alimenta un edificio de viviendas se aplica el coeficiente de simultaneidad para determinar el número de viviendas asociadas

al CT. Esta relación se obtiene de la norma ITC-BT 10 relativa a la previsión de cargas para suministros en baja tensión para edificios de más de 21 viviendas, sobre la relación entre la potencia de la red y el número de casas correspondiente. La ecuación (2.4) permite calcular el número vehículos residentes en la red de eléctrica de estudio en función de la densidad de población  $\rho_{pobl}$  (hab/domicilio) y la densidad de vehículos por habitante  $\rho_{veh}$  (veh/hab) de la zona correspondiente. La ventaja de este método es que estos dos parámetros de densidad son normalmente conocidos en las zonas urbanas, por lo que es aplicable en multitud de zonas sin complicaciones por falta de datos.

$$k_{simult} = 15,3 + \frac{n_{viv} - 21}{2} \quad (2.1)$$

$$P_{trafo} = \frac{P_{inst} \cdot k_{simult}}{FP \cdot C_{trafo}} \quad (2.2)$$

siendo  $k_{simult}$  el factor de simultaneidad de las cargas según el número de viviendas  $n_{viv}$ ;  $FP$  el factor de potencia que se fija en 0,9;  $C_{trafo}$  la carga del transformador por debajo de la potencia nominal y que se considera que está en el 80%. También hay que tener en cuenta la potencia media contratada en cada vivienda  $\overline{P_{cont}}$ . A partir de estas variables, se determina la ecuación (2.3) de la combinación de (2.1) y (2.2).

$$n_{viv} = \left( \frac{P_{trafo} \cdot C_{trafo} \cdot \cos\phi}{\overline{P_{cont}}} - 15,3 \right) \cdot 2 + 21 \quad (2.3)$$

$$n_{veh} = n_{viv} \cdot \rho_{veh} \cdot \rho_{pobl} \quad (2.4)$$

La ecuación (2.4) determina el número de VE en función de  $\rho_{veh}$  y  $\rho_{pobl}$ . Es lógico pensar que la demanda eléctrica tendrá un componente de densidad de población por la densidad de vehículo y provocará zonas de consumo distintas. La relación entre estos dos parámetros será un indicador a tener en cuenta para preveer el impacto de la carga de VE en la red de distribución. Zonas de elevada densidad de población y baja densidad de vehículos podrían tener impactos similares zonas de baja población y elevada densidad de vehículos.

## 2.4.2. Proceso de carga de las baterías

El proceso de carga de las baterías tiene una gran dependencia de la tecnología y la capacidad de la batería. Todos los modelos de VE considerados utilizan baterías Li-ion, por lo que el perfil de carga debe corresponder a esta tecnología. En este proyecto se propone una metodología para poder aproximar el perfil de carga lenta de los vehículos eléctricos en función del estado de la batería sin tener datos de los diferentes modelos. Además, hay que tener en cuenta que cada vez existirán más modelos de VE, por lo que tener datos reales de todos ellos será más complicado. El método propuesto considera solamente variables estándar de la batería como la capacidad en unidades de energía y la potencia máxima que entrega el punto de carga. La carga lenta se define como la carga más típica en puntos de uso doméstico. Es la de menor potencia definida por la IEC 61851 y será de fácil instalación en lugares públicos o privados, tanto individuales como multipropiedad. La carga se produce en corriente alterna, el punto de carga considerado está conectado a una sola fase de 230 V y el valor máximo de corriente es de 16 A con las protecciones correspondientes.

En la Tabla 2.2 se resumen los modos de carga y sus características de tensión y corriente consumidas por el punto de carga.

El método propuesto para las simulaciones de carga de VE se ha establecido en función de las características de los distintos VE y el muestreo se realiza cada 5 minutos. En la Figura

Tabla 2.2: Características de los distintos modos de de carga de VE establecidos por la IEC 61851

Modo carga	Conector específico	Tipo de carga	Número fases	Corriente máxima	Potencia máxima
1	No	Lenta - CA	1f/3f	16 A por fase	3,7 - 11,1 kW
2	No	Lenta - CA	1f/3f	32 A por fase	3,7 - 22,2 kW
3	Sí	Lenta - CA	1f/3f	>32 A por fase	3,7 - >22,2 kW
4	Sí	Rápida - CC	-	120 A	>22 kW

2.7 se observan las tres fases de carga de una batería de ejemplo. También se observa que a partir de la hora 6 el consumo eléctrico que corresponde a la zona de flotación desciende considerablemente. Además se observa que a partir de la hora 3 se produce el cambio de fases. El perfil de carga de los vehículos determinará la relación entre potencia, energía y tiempo de carga necesarios. El método propuesto se basa en los requerimientos de las baterías de Li-ion, que se han expuesto en el apartado 1.1.1, y se diferencian en 3 etapas: la fase bulk, la de absorción y la de flotación. En el modelo, la fase de flotación no tiene influencia por tener un consumo asociado mucho menor que las dos fases anteriores.

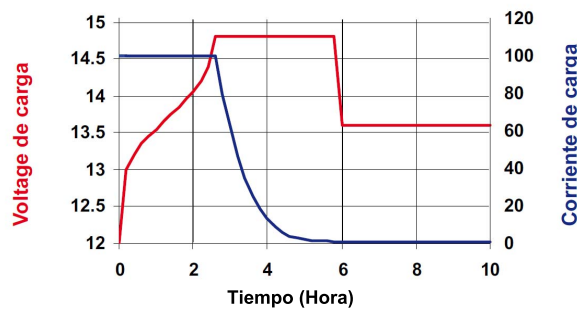


Figura 2.7: Ejemplo de las tres etapas del proceso de carga de una batería de Li-ion

El método de cálculo del proceso de carga sigue las siguientes etapas. Primeramente se genera el perfil de carga de VE en base a la capacidad de la batería como si ésta estuviera al mínimo de energía que permite el BMS. Seguidamente se determina la relación entre el SOC del VE y el instante de la carga. Establecidas las condiciones iniciales de la batería se determinan las condiciones al final de la carga que dependerán de las preferencias del usuario. Estas preferencias, desde el punto de vista del proceso de carga, son el tiempo disponible de carga ( $t_{disp}$ ) y la energía necesaria ( $E_{nec}$ ). La energía necesaria depende de la relación entre las necesidades de movilidad ( $l_{ij}$ ) y el consumo energético del vehículo ( $CE_i$ ). Las variables  $t_{disp}$  y  $E_{nec}$  podrían resultar incompatibles ya que el usuario podría no disponer del tiempo necesario para realizar la carga. Si es así el VE no podrá circular hasta que se acabe la carga. Frente a este fenómeno hay dos posibilidades: que el agente se espere hasta que acabe la carga, o realizar una carga rápida. En la metodología propuesta, se considera que la matriz de desplazamientos  $[Y_i]$  de los agentes no debería sufrir modificaciones por la carga del VE. Suponer que los usuarios se esperarán hasta que acabe la carga lenta es poco realista. Es más realista suponer que los usuarios de VE podrán circular con las mismas comodidades que con los vehículos de combustión, y que solucionará el problema del tiempo de carga con la carga rápida. Si solamente se considera la carga lenta, el agente que no tiene tiempo de recuperar la energía y no podría seguir circulando. En este método debe analizarse qué proporción de agentes sobre el total no podrían circular con normalidad. El método para la incorporación de la carga rápida se expone en el capítulo 3.



En la Figura 2.8 es un ejemplo del proceso de carga des del SOC mínimo. En ella se observan las etapa I y II correspondientes a la fase bulk y de absorción, respectivamente.

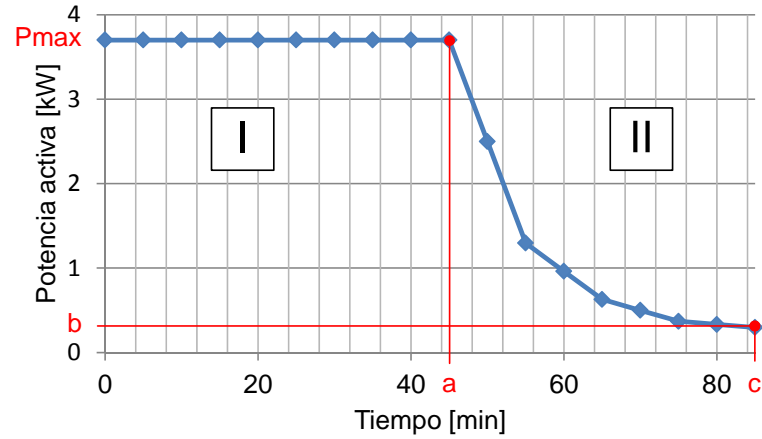


Figura 2.8: Perfil de potencia de carga considerado de referencia...

Otra consideración en cuanto al proceso de carga de la batería de los VE es el instante en el que se considera que el proceso ha finalizado. El perfil simulado se basa en que no espera a llenar el 100% de la batería, ya que, para la carga no dedicada en sitios públicos, implicaría que serían necesarios muchos puntos de carga si se considerase la carga hasta la zona de flotación. Hasta la zona de flotación, considerando el punto de vista de la red, es necesario mucho tiempo para muy poca energía. Además, no se apreciaría la demanda en esta zona por lo que no se considera. Se considera que cuando la batería alcanza el 8% de la potencia máxima de carga, en la zona de tensión constante y muy cercanos a la zona de flotación, la batería está completamente cargada. Este instante se denomina  $t = c$  que corresponde a una potencia  $P = b = 0,08 \cdot P_{max}$ . Se define una zona de potencia constante ( $P_{max}$ ) (I) y una zona de descenso según una función exponencial (II), en coherencia con las zonas de tensión y corriente constante. En base a distintos perfiles de carga de baterías de Li-ion, se supone que la mitad del tiempo corresponde a la zona I y la otra mitad a la zona II, en todas las baterías de Li-ion de los VE. El instante de tiempo en el que se produce el cambio corresponde a  $t = a$ .

La energía de esta carga se calculará como la suma de la energía correspondiente a las dos zonas  $E_I + E_{II} = E_{carga}$ . La variable  $E_{carga}$  corresponde a la energía de carga desde el SOC mínimo permitido hasta que se alcanza  $P = b$ . El valor de  $E_I$  depende de la potencia máxima del VE y es constante durante el 50% del tiempo. Cuando la batería alcanza el valor de energía que corresponde al  $t = a$  se inicia el descenso exponencial según la ecuación (2.5). Por lo que la integral entre los instantes  $a$  y  $c$  corresponde a  $E_{II}$  y se formula en la ecuación (2.6).

$$P_{II}(t) = k \cdot e^{-\mu \cdot t} \tag{2.5}$$

$$E_{II}(t) = \int_a^c k \cdot e^{-\mu \cdot t} \cdot dt \tag{2.6}$$

Los parámetros  $\mu$  y  $k$  de la función exponencial se definen con los dos puntos determinados en la forma:  $P(a)=P_{max}$  y  $P(c)=b$ . Las ecuaciones (2.7) y (2.8) definen los parámetros  $\mu$  y  $k$  respectivamente que corresponden a la función exponencial (2.5).

$$\mu = \frac{-\ln(0,08)}{a} \tag{2.7}$$

$$k = \frac{P_{max}}{0,08} \quad (2.8)$$

El rendimiento del cargador y el punto de carga ( $\eta_{carg}$ ) se considera del 90% y se aplica en al energía que consume por que la potencia está limitada según la corriente. Por lo que el VE recibe el 90% de la energía que consume de la red. En la Figura 2.9 se muestra curva de potencia consumida de un VE con una batería de 22 kWh de capacidad, un SOC antes de la carga del 20% (4,4 kWh) y el proceso se inicia a las 11 horas. En este caso el agente quiere acabar la carga con casi el % del SOC (15 kWh) que implicará que el proceso acabe a las 15:30 horas y habrá consumido 11,75 kWh de la red considerando el  $\eta_{carg}$ . De la figura se observa que como el SOC inicial es del 20% la primera parte de la carga pertenece a la fase bulk a potencia constante y pasadas las 14 horas entra en la fase de absorción de descenso exponencial pero se interrumpe porque alcanza la energía solicitada.

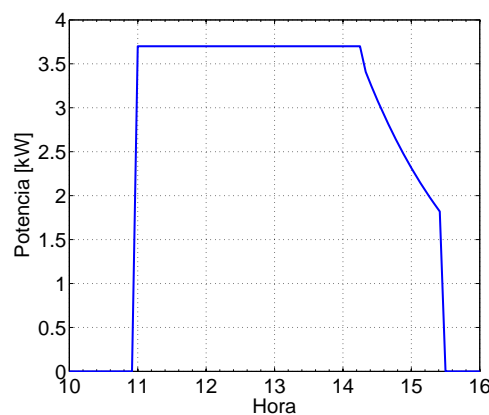


Figura 2.9: Ejemplo de carga lenta de un VE con una batería de capacidad de 22 kWh

## 2.5. Escenarios de carga

Una vez establecidas las necesidades de los usuarios de vehículo eléctrico para poder circular, se puede analizar la reducción del impacto de la carga de VE en las redes eléctricas. Para ello se consideran distintos escenarios que emulan el comportamiento de los usuarios según distintos factores, como las preferencias de los usuarios para cargar su VE. Otro factor son los incentivos del mercado eléctrico en forma de precio de la energía en función del instante en el que se realice la carga. En este proyecto se evalúan distintos escenarios considerando distintos condicionantes de los usuarios.

El primer escenario (Carga intensiva - A) considera que los usuarios siempre se conectarán y intentarán alcanzar el máximo de la energía almacenable en su batería en el tiempo de espera del que dispongan (*plug-and-play*). En el segundo escenario (Carga sin control - B) se considera que los usuarios realizarán una carga si lo necesitan para circular. Esta necesidad puede venir por la energía que necesitarán para el siguiente desplazamiento o por ansiedad de autonomía (*Range anxiety*) que puede provocar la baja autonomía de los BEV. La ansiedad de autonomía se define como el SOC mínimo que el usuario puede admitir para circular. Este fenómeno será más común con los primeros usuarios de VE y dependerá de la evolución de la tecnología de baterías y de la percepción de los usuarios de VE su fiabilidad. El rango de ansiedad considerado en este modelo estará en que los agentes solicitarán una carga al alcanzar el 20% del SOC de la batería. El tercer escenario (Carga controlada - C) considera

que la influencia de la ansiedad de autonomía será mucho menor, por lo que no se considera y sólo cargaran si lo precisan. Además, la carga doméstica de los residentes en la zona se realiza en las horas denominadas supervalle que define el RD [19], en las que el precio de la energía será considerablemente menor. Este período definido se comprende entre la 1 y las 7 horas de la madrugada. En este escenario, los usuarios dispondrán de un sistema con temporizador en el punto de carga doméstico que habilitará el proceso de carga en el momento en el que se inicie el horario de menor coste de la energía. En los tres escenarios se considera que los agentes dispondrán de punto de carga en el lugar de destino. En la tabla 2.3 se muestran los diferentes escenarios y su consideración principal. En ningún escenario se ha considerado el factor precio de la energía directamente sinó que se ha emulado directamente el comportamiento de los agentes.

Tabla 2.3: Escenarios establecidos para los usuarios de VE en la carga lenta

Escenario	Estrategia
Carga intensiva - A	Sin períodos tarifarios
Carga sin control - B	Carga no dedicada más cara
Carga concentrada - C	Con tarifa supervalle

### 2.5.1. Carga intensiva - A

El algoritmo de decisiones desarrollado en este escenario se pregunta si la variable  $SOC_i$  es menor que su capacidad por lo que si es cierto solicitará una carga hasta que la batería recupere la máxima energía almacenable en el intervalo de tiempo disponible. Este escenario podría resultar un problema para la red eléctrica, ya que se podría producir en las horas en las que la red está más cargada y podría haber problemas de caída de tensión en los nudos más alejados. Desde el punto de vista del usuario es la mejor estrategia posible para que la batería tenga una vida útil mayor porque la profundidad de descarga es un factor determinante en los ciclos de vida de las baterías. La tecnología de baterías de Li-ion, así como la mayoría de las tecnologías de baterías, puede realizar más ciclos de carga y descarga cuanto menor es la profundidad de descarga. Desde el punto de vista del mercado eléctrico se considera un único período tarifario, por lo que la energía siempre tendrá el mismo coste.

### 2.5.2. Carga sin control - B

La carga sin control contempla que los usuarios preferirán cargarse en casa. Entre desplazamientos se cargarán solamente si es necesario. Una vez el agente vuelve a su punto de conexión dedicado, se inicia la carga para poder disponer de la máxima energía para el día siguiente. Desde el punto de vista de la red, este escenario es beneficioso ya que durante el día se solicita menor potencia pero la energía que no se ha solicitado entre desplazamientos se solicita una vez el agente vuelve a casa por lo que se espera un consumo mayor. Desde el punto de vista del usuario, este escenario representa que entre desplazamientos solo se conectará si es necesario, y esto le supone al usuario menos inconvenientes de encontrar un punto de conexión disponible. Desde el punto de vista del mercado eléctrico se considera que la energía entre desplazamientos tendrá un sobrecoste por ser en puntos de carga públicos en los que la energía es previsible que sea sensiblemente más cara que en el domicilio habitual del VE. Por esta razón se considera que los PHEV no se cargan entre desplazamientos.

### 2.5.3. Carga concentrada - C

El escenario de carga concentrada representa la influencia de un cambio brusco en los precios de la energía, causados por una tarifa eléctrica con discriminación horaria supervalle. En este escenario el agente realizará las mínimas cargas entre desplazamientos para reducir costes. Desde el punto de vista de la red, se debe analizar si la conexión simultánea de muchos agentes en el mismo momento en el que se inicia la discriminación horaria tiene repercusiones negativas en las líneas eléctricas. Desde el punto de vista del usuario es el económicamente más rentable y más sencillo, pues solamente tiene que preocuparse de conectar el VE cuando llegue al domicilio y el punto de carga estará programado para iniciar la carga en el momento en el que la tarifa sea más barata. Desde el punto de vista económico es beneficioso, ya que tradicionalmente la demanda en horas nocturnas desciende mucho y se pueden producir, entre otros fenómenos, desconexiones de parques eólicos por falta de demanda. También es beneficioso para las tecnologías de generación eléctrica de ciclo combinado que son muy eficientes pero no logran entrar en la casación por falta de demanda.

## 2.6. Consideraciones generales

Las hipótesis realizadas en el modelo se resumen en el siguiente listado.

- Los usuarios de VE tendrán un comportamiento igual que los actuales usuarios de vehículos de combustión, tal y como se ha expuesto en el apartado 1.4.2.
- Los usuarios de VE tendrán siempre un punto de carga lenta en todos los destinos de desplazamiento.
- Los usuarios que se conecten entre desplazamientos en un punto de carga lenta y que el motivo de su desplazamiento es ocupacional se considera que es un punto dedicado, típicamente el lugar de trabajo. En caso de un desplazamiento por motivos personales, se considera no dedicado, típicamente parkings públicos.
- Los usuarios que realicen más de dos desplazamientos al día podrían tener problemas de falta de tiempo si empiezan el día muy tarde, ya que probabilísticamente les puede suceder. Para corregir el efecto de empezar demasiado tarde se considera que los usuarios que realicen más de dos desplazamientos empezarán el día alrededor de las 7 de la mañana, según una distribución de probabilidad tipo Poisson. Para estos usuarios como realizan desplazamientos por motivos ocupacionales y por motivos personales, se determina el instante de cambio de actividad teniendo en cuenta el tiempo de inicio del día y una proporción de desplazamientos ocupacionales dividido por el número total de desplazamientos. De esta manera los usuarios que realicen más desplazamientos ocupacionales empezarán los desplazamientos personales más tarde.
- El rendimiento desde el punto de carga hasta la batería es del 90% tal y como se plantea en el apartado 1.2.
- Los usuarios de VE que no tengan tiempo para cargar su batería para poder seguir circulando, se eliminan del modelo de demanda y se tratarán en el capítulo de la demanda con carga rápida, tal y como se expone en el apartado 2.4.2.
- El proceso de carga se considera acabado cuando alcanza el 8% de la potencia máxima ( $P_{max}$ ).

Seguidamente se comentan distintos fenómenos analizados durante la etapa del proyecto de simulación y las consideraciones pertinentes que se han tomado.

### La carga entre desplazamientos

Una de las cuestiones importantes en el modelado de la carga de VE es la carga entre desplazamientos ya que el intervalo de tiempo ( $t_{disp}$ ) coincide con un consumo eléctrico típicamente elevado y la red podría presentar problemas. Seguidamente se exponen las características de los cuatro escenarios de carga que están relacionados con las preferencias de los agentes en la carga entre desplazamientos.

### Superposición de desplazamientos

Un fenómeno que ocurre con este sistema de modelar según distribuciones de probabilidad es que genera que algunos desplazamientos queden acumulados al final del día modificando la curva de distribución temporal de desplazamientos resultante. Esto se debe por utilizar una distribución de un día por lo que, en el modelo implementado, la función de probabilidad tiene un recorrido de 0 a 1, donde 1 corresponde al final del día y este punto no se puede superar. Para ejemplificar, un agente que pretenda realizar 6 desplazamientos en un día y empiece el primero a las 7 de la tarde, es poco probable que pueda realizarlos todos por lo que se produce una superposición de desplazamientos que quedan acumulados al final del día. Existen distintas alternativas para solucionar este inconveniente. En este modelo se ha optado por eliminar los trayectos que no se puedan realizar por falta de tiempo respetando siempre que el usuario podrá ir y volver. Evaluando el error comentado por esta suposición en una simulación de 600 iteraciones, no se supera el 2 % (número de desplazamientos que se pretenden realizar con los que finalmente se ejecutan). Por lo que se determina que la propuesta es aceptable. Esto se debe a que la mayoría de agentes realizan dos desplazamientos diarios, por lo que el fenómeno de superposición de desplazamientos no es significativo comparando con el resto de agentes. Esto se determina según el caso de estudio. En el capítulo 4 se aplica a un caso de estudio concreto.

### Formulación de la incertidumbre en la demanda de los VE

En un problema de simulación con estocacidad es necesario definir la incertidumbre del modelo. Para el caso de la demanda de los VE, la incertidumbre de la demanda de los VE viene dada por el tiempo en el que se desplazan los agentes y que se formula en la matriz de desplazamientos  $[Y_i]$  siguiendo la metodología del método de Monte Carlo. El alcance establecido para el modelo en el que no se consideran variables de tráfico de una forma puntual, si no promediada según las funciones de distribución temporal, la posible variabilidad de la demanda dependerá esencialmente de los tiempos de uso del VE. Una vez establecidos los agentes que circulan diariamente en VE, se itera sobre los valores de tiempo de  $[Y_i]$  sin modificar el resto de variables, como el número de desplazamientos, ni los motivos de éstos por ser variables más rutinarias. Además, corresponden a un perfil de usuario, por lo que si se modificaran los perfiles se estaría cambiando la simulación por completo. Además, se monitoriza la variable de energía de la batería de cada agente, por lo que la nueva iteración considera la energía remanente al final de la iteración anterior. Esta formulación de la incertidumbre se enmarca en casos de estudio con un número significativo de agentes. En casos donde se disponga de datos concretos de circulación de diferentes perfiles, se debería reconsiderar esta formulación.



## Capítulo 3

# Metodología para la estimación de la demanda del vehículo eléctrico con carga rápida

En este capítulo se incorpora la posibilidad de que los agentes puedan realizar cargas rápidas. La carga rápida se concibe como complemento de la carga lenta y así posibilitar que los usuarios puedan realizar sus desplazamientos en VE sin ningún problema por la falta de autonomía del VE.

### 3.1. La carga rápida

La tecnología de carga rápida surge por la necesidad de reducir la ansiedad de los usuarios de VE debida a la autonomía limitada. Esta baja autonomía provoca cierta ansiedad a los conductores para seguir circulando, aún considerando un tiempo de carga razonable. Desde el punto de vista del usuario de VE, la relación entre la energía necesaria y el tiempo de espera deseado establece la potencia que debe tener el punto de carga. El primer protocolo de carga en modo 4 conocido como CHAdeMO [12] ha permitido un fuerte desarrollo de esta tecnología para la carga de VE. Actualmente se está trabajando en un protocolo estándar europeo. Esta propuesta es un protocolo que establece las condiciones entre el punto de carga y la batería con la máxima seguridad para el usuario. La relación energía y tiempo de carga está en recuperar el 80 % de la batería en 30 minutos, aproximadamente. Esta carga se realiza en corriente continua con un máximo de 500 V y 125 A a la salida del conector.

Además, hay que tener en cuenta el punto de vista económico. En el artículo de Schroeder et al. [46] se realiza un análisis coste-beneficio sobre la infraestructura de carga pública de VE en el que se determina que económicamente es más rentable instalar puntos de carga rápida que lenta.

#### 3.1.1. Proceso de carga rápida

En la actualidad no se dispone de datos públicos suficientes sobre el proceso de carga rápida por lo que en este apartado se desarrolla un modelo que emule la carga rápida dadas unas condiciones iniciales, las prestaciones anunciadas y las características de las baterías de Liti-ion. El proceso de carga rápida depende del estado de carga (SOC) del VE y de la capacidad

de la batería. Las prestaciones de la carga rápida son que en 30 minutos se recupere aproximadamente el 80 % de la capacidad del BEV desde un SOC del 20 %, aproximadamente. Finalmente considerar las curvas de tensión y corriente para cargar una batería de Li-ion que se han expuesto en el apartado 2.4.2.

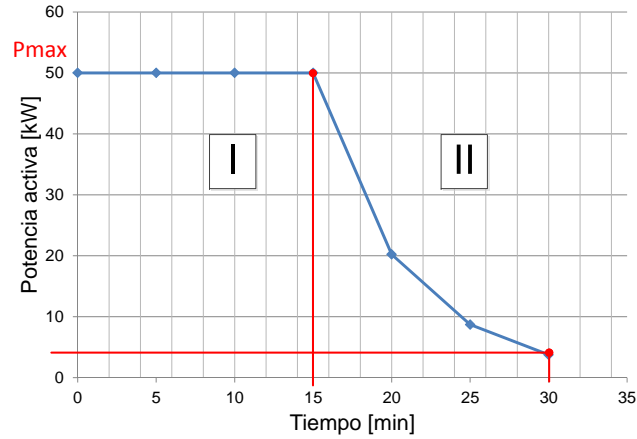


Figura 3.1: Perfil de potencia de carga rápida estándar

El proceso, de forma similar al proceso de carga lenta descrito en 2.4.2, se divide en dos etapas. Los primeros 15 minutos corresponden a la zona de potencia constante característicos de la etapa bulk en la que la corriente de carga se mantiene constante y la tensión va subiendo. Y en los 15 minutos siguientes, correspondientes a la etapa de absorción, la tensión llega al máximo y la corriente desciende con lo que la potencia de carga desciende de forma exponencial. Al final de la etapa de absorción considerada la potencia que se entrega a la batería es del 8% de la potencia máxima de carga. El máximo de potencia que el cargador rápido puede entregar al VE, a día de hoy, es de 80 kW en base a la IEC 61851.

Considerando estas especificaciones se obtiene la relación entre la potencia máxima entregada por el cargador y la energía requerida en la carga rápida (ECR).

$$P_{max} = \frac{ECR}{0,25 \cdot (1 - \frac{0,92}{\ln(0,08)})} \quad (3.1)$$

El valor que se obtiene en la ecuación (3.1) es desde el punto de vista del VE, por lo que se debe tener en cuenta el rendimiento del cargador ( $\eta_{carg}$ ). El valor de rendimiento considerado es del 90 %.

$$P_{red} = \frac{P_{max}}{\eta_{carg}} \quad (3.2)$$

Una vez establecida la  $P_{red}$  se utilizan las ecuaciones (2.5), (2.6), (2.7) y (2.8) de la misma manera que en el capítulo 2.

En la Figura 3.2 se observa un ejemplo de la carga rápida simulada en el caso de un BEV, de capacidad 22 kWh, un SOC inicial de 0,9434 kWh y un SOC final de 17,581 kWh (80% capacidad). Destacar que la potencia máxima corresponde a  $P_{red}$ , se inicia el proceso a las 9:25 y acaba a las 9:55. En la figura se observan las dos etapas comentadas anteriormente. La primera de potencia constante y la segunda de descenso en forma exponencial.



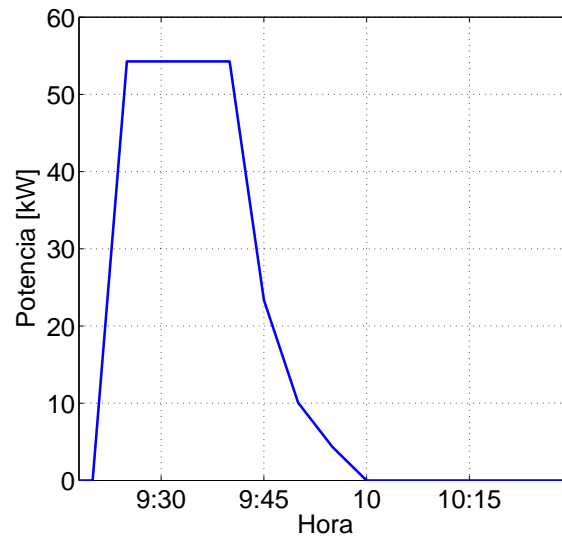


Figura 3.2: Ejemplo de la carga rápida de un BEV con un SOC inicial de 0,9434 kWh

### 3.2. Escenarios de carga

Las estrategias de carga de cada usuario que determinarán su comportamiento se deben definir por las mismas razones que en el capítulo anterior. En este apartado se detalla la implementación de la carga rápida en el modelo de demanda del vehículo eléctrico como continuación del modelo con carga lenta y desde un punto de vista con mayor gestión. En el modelo de carga lenta había un porcentaje de usuarios que no podían cumplir sus expectativas de movilidad con un BEV. Ya fuera porque el trayecto que realizaban era demasiado largo, les quedaba poca energía o porque realizaban muchos desplazamientos en un día. La carga rápida es el complemento necesario para que, en situaciones determinadas, se realice una carga que permita al usuario seguir circulando. Desde el punto de vista técnico, la carga rápida reduce el tiempo de vida de la batería por lo que no es la opción de carga para un uso diario. Y desde el punto de vista de la infraestructura, el PCCR es más costoso, comparando un punto de carga lenta y uno de rápida, por lo que será una carga más cara.

En cuanto a la gestión de la demanda de carga lenta nocturna se plantea un escenario de Carga inteligente - D con gestión avanzada. En este escenario se considera la actuación del gestor de cargas o operador de la red que controla las cargas de los VE para que la potencia solicitada a la red sea la mínima posible respetando el perfil de carga de cada VE en cuanto a potencia y tiempo de carga. El agente encargado de esta función conocerá el instante en el que el usuario va a necesitar su VE para el día siguiente por lo que se encargará de organizar a los distintos usuarios.

En relación a la carga rápida se exploran cuatro escenarios distintos. El primero es una modificación del escenario B incorporando la posibilidad de carga rápida. Y se proponen tres escenarios nuevos que consideran la gestión de la carga nocturna (D), la carga en electrolineras (E) y la posibilidad de que todos los VE puedan realizar una carga rápida (F). No se aplica la carga rápida en la carga intensiva - A ni carga concentrada - C ya que la probabilidad de carga rápida es muy reducida por la suposición de que siempre existen disponibles puntos de carga lenta en los destinos. Tampoco se realiza una limitación de puntos de carga rápida.

### 3.2.1. Carga sin control - B

En este caso se realiza la misma estrategia que en el capítulo 2 pero incorporando la posibilidad de que los usuarios realicen una carga rápida. El orden de prioridad establecido es en función del tiempo disponible de carga y las necesidades del siguiente desplazamiento. Si un usuario de VE tiene tiempo suficiente para realizará una carga lenta, esta será prioritaria frente a la carga rápida.

### 3.2.2. Carga inteligente - D

En el escenario de carga inteligente se considera la figura del Gestor de Cargas definida en el Artículo 23 Real Decreto-Ley 6/2010 [100] que se encargará de controlar la demanda de los VE según las condiciones de la red y el precio de la energía. Desde el punto de vista de la red se reducen las pérdidas por los picos de consumo. Además, si hubiera un incidente de cualquier tipología, la demanda de los VE podría reducirse para mantener el buen funcionamiento de la red. Desde el punto de vista del usuario es un escenario denominado *plug-and-forget* ya que el usuario se conecta al llegar a casa, determina el instante en el que va a salir al día siguiente y es el Gestor de Cargas el que se responsabiliza de esto a cambio de un precio. Desde el punto de vista del mercado se podrían ajustar los márgenes de manera que el coste total de la energía fuera menor. La carga entre desplazamientos se realiza de la misma manera que en la carga sin control - B.

El funcionamiento por el que se gestiona la carga es un control sobre la potencia consumida en toda la red eléctrica. Conociendo los instantes de inicio de desplazamiento de cada usuario y en base a que todos los usuarios empezarán el día con la batería completamente cargada, se distribuyen los VE entre las 12 de la madrugada y el instante de inicio de cada VE. De manera que en cada caso se obtiene la potencia mínima necesaria para satisfacer las necesidades.

### 3.2.3. Carga en electrolinerías - E

En los escenarios anteriores se estaba suponiendo que los distintos agentes dispondrían de un punto de carga lenta en su destino. El coste de la infraestructura necesaria para hacer posible esta hipótesis podría resultar muy elevado y además muy poco rentable por cada punto de carga que se instale. En este escenario se contempla la participación de la carga rápida en electrolinerías. Los puntos de carga rápida tienen la ventaja que permiten realizar más servicios en poco tiempo dada su elevada potencia de carga. Esto se traduce en mayor rentabilidad por punto de carga, desde el punto de vista económico, tal y como exponen Schroeder et al. [46]. Es en este contexto en el que se diseña el escenario en el cual los usuarios tendrán el punto de carga vinculado donde realizarán las cargas nocturnas, y entre desplazamientos podrán realizar únicamente cargas rápidas en electrolinerías. Las electrolinerías se conciben como los centros donde se concentren diversos puntos de carga rápida para los VE, de igual forma que las actuales gasolineras. En este escenario solo los BEV podrán realizar cargas rápidas. En cuanto a la carga nocturna se considera igual que la carga inteligente. Como esta se ha establecido como la más eficiente desde un punto de vista de la red eléctrica y se preve que sea más barata para los usuarios, es la única que se considera a partir de ahora.

### 3.2.4. Carga rápida de todos los VE - F

Finalmente se plantea un escenario en el que se analiza la posibilidad de que los PHEV puedan realizar cargas rápidas. Este escenario es el más extremo desde el punto de vista del

consumo de los VE ya que solicita más energía. Anteriormente los PHEV no se cargaban hasta que no volvían a su emplazamiento particular. Esto no tendría que ser así en un escenario a medio plazo en el que el diseño de los PHEV pretenda que se utilice mayormente la batería frente al depósito de gasolina como fuente energética. Esto ya sucede en vehículos como el Ampera, de General Motors, que tiene una batería considerablemente mayor al Prius de Toyota, tal y como se puede observar en la tabla 1.1.

En la tabla 3.1 se resumen los tres escenarios considerados para el análisis de la carga rápida como complemento de la carga lenta.

Tabla 3.1: Estrategias consideradas con la implantación de la carga rápida

Escenario	Estrategia
Carga inteligente - D	Con gestor de carga y CR
Carga en electrolineras - E	Entre desplazamientos solo CR
Carga rápida de todos los VE - F	Los PHEV también pueden hacer una CR

### 3.3. Consideraciones generales

- Se considera que solamente los BEV pueden realizar cargas rápidas. Exceptuando el escenario F.
- Sólo se consideran dos condicionantes para que un usuario realice una carga rápida: falta de energía durante el trayecto y falta de energía para realizar el trayecto siguiente.



## Capítulo 4

# Caso de estudio: zona urbana metropolitana

En este capítulo se pone en práctica el modelo descrito en los capítulos anteriores. El caso de estudio escogido es una zona urbana según los datos de movilidad públicos de Barcelona y su zona metropolitana en base a los datos de EMQ 2006 [3] y los datos del Ajuntament de Barcelona de 2011 [6].

### 4.1. La red eléctrica

Antes de implementar el método para carga lenta presentado en el capítulo 2 y considerando además la carga rápida en el capítulo 3 se determina la red eléctrica que constituye el escenario sobre el que se cargan los VE. Los sistemas de energía eléctrica son aquellos sistemas orientados a la producción, transporte y consumo de electricidad. Las redes eléctricas forman parte del sistema eléctrico y posibilita el flujo de la electricidad de los centros de producción al consumo. La red eléctrica se estructura según los niveles de tensión de la red. En España se divide en transporte, entre 400 y 220 kV, subtransporte o distribución en alta tensión, entre 132 y 45 kV, y distribución, entre 30 kV y 230 V, llegando así al usuario doméstico final. El subtransporte es un término para diferenciar las redes de mayor tensión de las de menor tensión aunque ambas realizan la función de transporte de energía. En la Figura 4.1 se representa un esquema de esta estructura. Destacar que en todos los niveles de tensión puede haber consumidores [24]. Generalmente los grandes consumidores se conectan a tensiones elevadas y los domésticos en baja tensión.

La red de transporte es la encargada de conectar los distintos centros de generación con las subestaciones de la red de distribución y su topología característica es de una red mallada. La razón por la que es mallada es para dar robustez y seguridad al sistema frente a posibles incidencias en las líneas. En cambio, la red de distribución sigue una topología de red mallada pero explotada en radial utilizando interruptores. La red de distribución conecta las subestaciones con los centros de consumo.

#### 4.1.1. Selección de la red

Para determinar la red eléctrica del caso de estudio se debe contestar a dos preguntas con el objetivo de definir el escenario. La primera es determinar si es una red real o de pruebas.

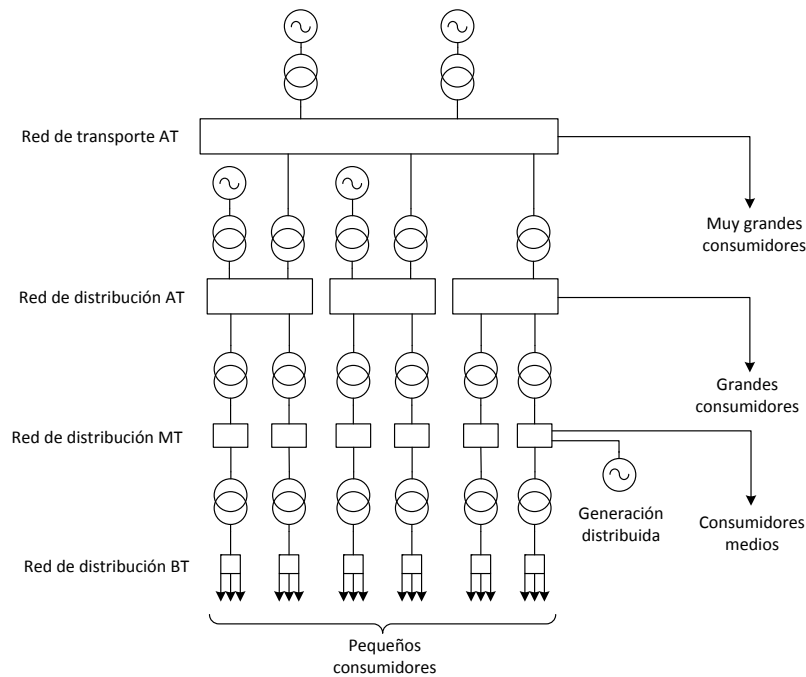


Figura 4.1: Esquema general de los sistemas eléctricos de potencia

Y la segunda es determinar el nivel de tensión y la tipología de red ya que se podría utilizar una red de transporte, de distribución o de baja tensión.

En cuanto a la primera pregunta, una red real permite mayor rigor en los resultados y una red de pruebas permite comparaciones con otros estudios con la misma red. Como el objetivo del trabajo es presentar una metodología se escoge utilizar una red de pruebas para que pueda ser comparada.

En cuanto a la segunda pregunta sobre el nivel de tensión, la red de transporte está preparada para grandes consumos al tener una estructura mallada por lo que es de prever que no presente problemas. Por el contrario, la red de distribución tiene menor robustez por su explotación en radial y es posible que tenga inconvenientes por la carga de VE. El inconveniente que presenta una red de baja tensión es que no tiene una gran influencia geográfica por lo que no se pueden implementar un número significativo de perfiles de usuarios de VE. Para poner un ejemplo, un CT que esté conectado a un edificio de oficinas no tendrá un consumo por VE equiparable al de un edificio residencial. Para poder tener en cuenta distintos perfiles es preferible una red de distribución. A niveles de baja tensión los perfiles tienen una ponderación distinta según la zona donde estén situados. En un centro de transformación de media a baja tensión puede tener influencia únicamente un consumo tipo comercial. En cambio las redes de media tensión tienen los perfiles de demanda con un nivel de agregación más homogéneo por lo que no es necesario desagregar la potencia demandada. Finalmente, las redes de baja tensión no permiten incluir generación distribuida y en cambio una red de distribución sí.

Como es interesante para futuros trabajos considerar la interacción entre la generación distribuida y la carga de los VE y que el impacto en la red es un objetivo secundario del presente trabajo se escoge una red de distribución. Cabe destacar que el modelo de demanda de los VE también sería aplicable para redes de baja tensión pero está fuera del alcance del proyecto.

### 4.1.2. La red del caso de estudio

Una vez establecida la tipología de la red y en coherencia con el modelo de demanda de VE presentado, se determina el modelo de red de pruebas. En la base de datos de redes estandarizadas de la IEEE (*Institute of Electric and Electronics Engineers*) existen diversas redes. En función del número de nodos y de la longitud de la red se escoge la red de 37 nodos reescalando la tensión nominal a 25 kV para ser más próxima al caso de estudio de Barcelona y adaptando los parámetros. Las redes de 14 y 30 nodos son demasiado cortas y la de 123 es demasiado grande. Esta red está propuesta en [101] y también se utiliza en los trabajos de Valsera et al. [37, 68]. Para poder realizar una comparativa de la metodología de Valsera y la propuesta por este trabajo se utilizarán la misma red con los mismos parámetros. El esquema de la línea se observa en la Figura 4.2.

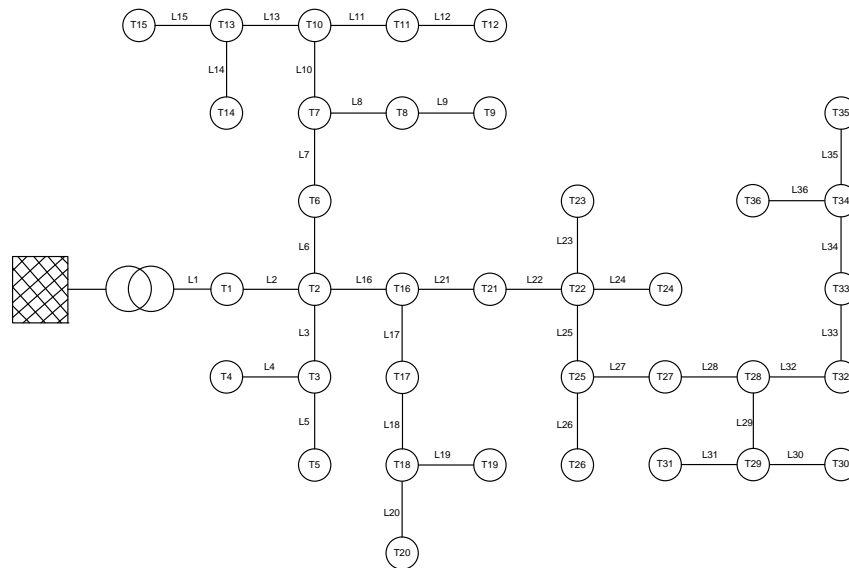


Figura 4.2: Esquema de la red de distribución de estudio

Esta red es trifásica a una frecuencia de 50 Hz y es subterránea. Las características de la red de estudio en cuanto a los conductores considerados se muestran en la tabla 4.1 y se detallan los valores de resistencia, reactancia e intensidad máxima admisible. Los conductores tienen una sección de  $3 \times 1 \times 240$  y  $3 \times 1 \times 400 \text{ mm}^2$  dependiendo de la zona, son subterráneos y de tensión nominal 18/30 kV [102].

Y las características de los centros de transformación de MT/BT se detallan en la tabla 4.2.

Tabla 4.1: Características de los conductores propuestos en la red de estudio.

$A \text{ [mm}^2\text{]}$	$R \text{ [Ohm/km]}$	$X_L \text{ [Ohm/km]}$	$I_{max} \text{ [A]}$
240	0.125	0.116	415
400	0.0778	0.105	530

## 4.2

Tabla 4.2: Características de los transformadores utilizados en la red de estudio.

Característica	Valor asignado
Potencias asignadas	160-250-400-630 kVA
Grupos de conexión: 250-400-630 kVA	Dyn11
Tensión asignada primaria	25 kV
Tensión en vacío del arrollamiento de BT	420
Conexiones de regulación de la tensión	-5 -2,5 0 +2,5 +5 +10
Aptitud para soportar cortocircuitos en BT	22,2 veces la corriente asignada

### 4.1.3. La demanda eléctrica

Una vez determinada la red eléctrica se debe implementar la curva de demanda según los transformadores de la MT/BT tal que sea proporcional al dimensionado de la red de media tensión.

En este caso de estudio se ha optado por hacer un análisis de impacto en la red por lo que la demanda eléctrica asociada debe ser de un día de demanda máxima. Además se debe considerar la estacionalidad de la demanda ya que la curva de verano y la de invierno tienen formas muy distintas por razones climáticas. En base a datos de demanda real se ha optado por escoger el día de mayor demanda en época de verano y de invierno. Los datos analizados comprenden la demanda de España desde el año 2007 hasta el 2011. En este rango de datos la máxima demanda en invierno se encuentra en el día 17 de diciembre de 2007, entre las 18 y las 19 horas, en el que la energía horaria consumida alcanzó los 45.911,2 MWh y el valor punta en verano se alcanzó el 8 de julio de 2010, entre las 13 y las 14 horas, con un valor de energía de 41.142,2 MWh. La repartición entre los nodos de la red eléctrica debe hacerse en coherencia con la densidad de población aplicada en el cálculo de la demanda de VE y los transformadores de MT/BT.

Es importante destacar que, al no tener datos de perfiles de consumo residenciales, no se conoce si el perfil residencial tiene la demanda punta en invierno o en verano. Es por esto que se establece la hipótesis de que el valor punta corresponde al 80% de la carga de los transformadores, en ambos casos. Porque se asume que los transformadores alcanzan el 80% de su carga nominal en las peores condiciones. Esto se debe a que los CTs están sobredimensionados porque se considera un aumento de la demanda a lo largo de su vida útil. Este hipótesis se enmarca en el análisis de impacto en el que se establecen hipótesis pesimistas.

En las Figura 4.3 se observan las dos curvas de demanda eléctrica implementadas con sus formas características. En un día de verano la punta de demanda se centra durante el mediodía, principalmente por los aires acondicionados. En cambio, en un día de invierno, la demanda se centra en las horas en las que la gente vuelve a casa y enciende los sistemas de calefacción.

### Impacto en la red

Considerando solamente la demanda eléctrica sin VE correspondiente al escenario del caso de estudio se modeliza el consumo actual de las redes eléctricas. En el apartado de impacto en la red se comprueban los efectos de la demanda en la red de distribución analizando la caída de tensión asociada al consumo. En la Figura 4.4 que corresponde al escenario de demanda de invierno y verano, se observa que la demanda sin VE no provoca que se sobrepase los límites de caída de tensión establecidos por la normativa. La caída correspondiente en el



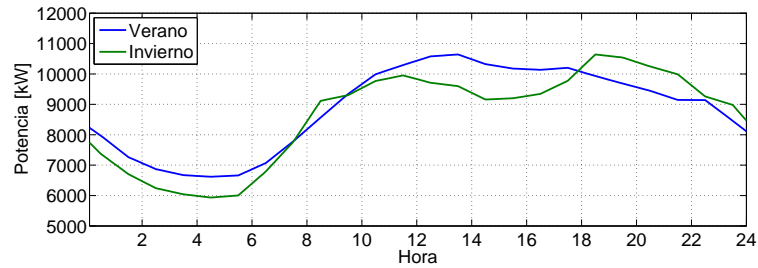


Figura 4.3: Potencia consumida en un día de verano y de invierno

nodo 35 que es el más crítico, tal y como se detalla más adelante, no se sobrepasa una caída del 3%. El límite de la normativa sobre caídas de tensión UNE-EN 50160 establece que en media tensión la caída de larga duración en valor eficaz medio no puede superar el 10% de la tensión nominal.

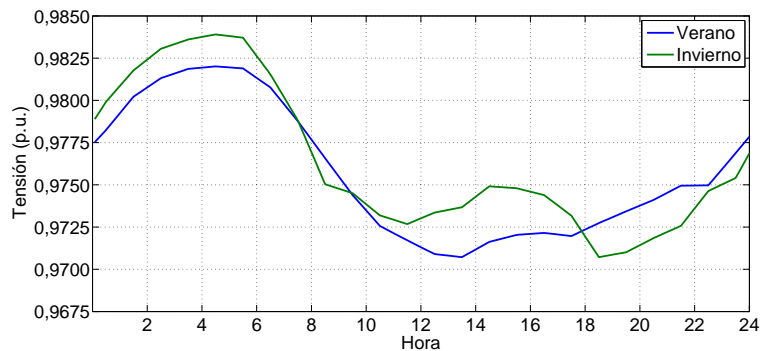


Figura 4.4: Caída de tensión en la línea en el escenario con el consumo eléctrico de residencial

## 4.2. Variables de inicialización

Las variables de inicialización que enmarcan el modelo son los días de simulación y el número de VE. Al ser un estudio de impacto a la red solamente se simula la demanda de un día concreto. En cuanto al número de vehículos del caso de estudio, el número de VE debe ser coherente con las características de la demanda eléctrica sin VE. En base al método expuesto en el apartado 2.4.1 se determina la relación entre los CT y el número de domicilios. El número de viviendas obtenidas para los transformadores de la red de estudio se muestran en la tabla 4.3. En la tabla 4.4 se observan los datos para el cálculo de los turismos activos por zona.

Tabla 4.3: Número de domicilios asignados a cada transformador

Domicilios	Factor simultaneidad	Potencia [kVA]
42	25,8	160,0
72	40,8	250,0
121	65,3	400,0
196	102,8	630,0

Tabla 4.4: Repartición de los turismos en la red

Distrito	Nodos	Domicilio	Hab./Dom.	Hab.	Turismos	Tur. activos
Sarrià	15	1924	2,61	5.016	2.507	950
Eixample	12	1405	2,34	3.288	1.244	471
Les Corts	9	1008	2,52	2.541	1.182	448
						<b>1.870</b>

Para incorporar una distribución diferenciada según la zona estudiada se definen tres zonas de la red eléctrica. La primera zona incluye los nodos 1, 2 y del 6 al 15. La segunda zona incluye del 3 al 5 y del 16 al 21. Y finalmente la tercera zona de los nodos 22 al 36. Utilizando los datos del Ajuntament de Barcelona se relacionan las tres zonas con las características de los distritos del Eixample, Les Corts y Sarrià Sant Gervasi respectivamente. Se utilizan las tres zonas por presentar características de densidad de población y densidad de turismos diferenciada, entre otras variables importantes como el PIB. De esta manera quedan implícitas las variables sociales que se comentan en el apartado 1.2.5. Las densidades de turismos son, respectivamente, 378, 465 y 500 turismos por cada 1.000 habitantes [6].

### 4.3. La movilidad de Barcelona

En este apartado se describe la definición de los diferentes perfiles de usuarios considerados y la utilización de la EMQ 2006 [3] para determinar las variables de movilidad necesarias para aplicar el modelo.

#### 4.3.1. Conjuntos de usuarios

Se han definido 6 perfiles de usuario diferentes y en la tabla 4.5 se puede observar que para cada perfil se define el uso del VE, el lugar de residencia y las distintas preferencias de carga. Las preferencias de carga pueden ser, o bien entre desplazamientos o bien al llegar a casa (Nocturna). En la Figura 4.5 se observa un esquema de los conjuntos considerados y su participación en la red eléctrica considerada. Los usuarios que pertenecen a la red local (Zona 1) solicitan la carga del VE al llegar a casa (C1 y C4). Los conjuntos de residencia urbana (Zona 2) o metropolitana (Zona 3) son aquellos que tienen como destino la red de distribución con lo que solicitarían una carga entre desplazamientos. Considerar también que los conjuntos de uso privado realizan un número de desplazamientos mucho menor que los conjuntos de uso profesional. Para determinar qué desplazamiento de los residentes en zona urbana o metropolitana se conecta en la red de estudio se utiliza una distribución homogénea entre 0 y 1.

Los motivos que estudia la EMQ 2006 [3] son por ocupacionales y personales con sus respectivas vueltas a casa y también considera los motivos profesionales. La tabla 4.6 es un listado de los motivos y el código de cada uno en la aplicación del método propuesto. Se definen los profesionales de la movilidad como aquellos que realizan más de 7 desplazamientos por motivos laborales.

De esta manera se establece la relación entre el desplazamiento y el motivo en cada agente. La variable  $m_{ij}$  es el registro de cada desplazamiento  $j$  del usuario  $i$ .

En la tabla 4.7 se muestran los datos de circulación relativos a los conjuntos C1 y C2 residentes en Barcelona. Se definen tres grupos de usuarios, los que realizan dos desplazamientos

Tabla 4.5: Características de la carga del VE según el conjunto al que pertenece el usuario. Fuente [3]

Conjunto	Uso del vehículo	Residencia	Preferencias de carga
C1	Privado	Zona red local	Nocturna
C2	Privado	Zona urbana	Entre trayectos
C3	Privado	Zona metropolitana	Entre trayectos
C4	Profesional	Zona red local	Nocturna
C5	Profesional	Zona urbana	Entre trayectos
C6	Profesional	Zona metropolitana	Entre trayectos

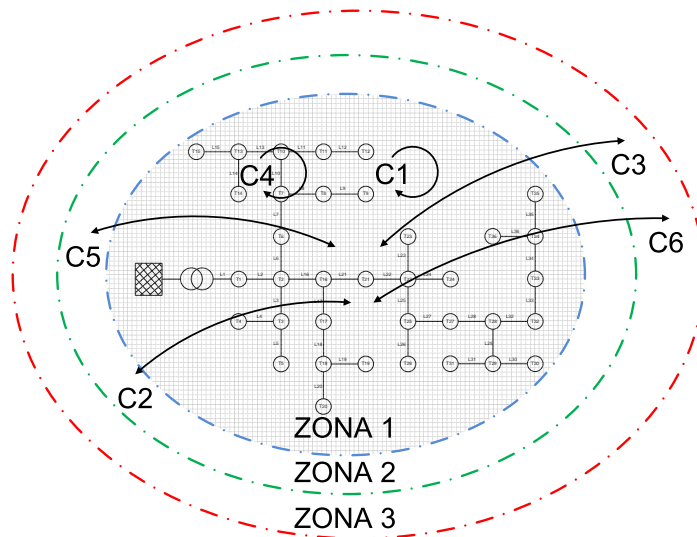


Figura 4.5: Esquema de los diferentes conjuntos de usuarios considerados y su relación con la red de distribución. Elaboración propia

Tabla 4.6: Motivos de movilidad considerados por la EMQ 2006

$m_{ij}$	Motivo
1	Ocupacional
2	Personal - laboral
3	Ocupacional - vuelta
4	Profesional
5	Personal - vuelta

por motivos ocupacionales (Grupo 1), los de motivos personales (Grupo 2) y los que realizan diversos desplazamientos por ambos motivos (Grupo 3). Notar que el grupo 3 tiene un número fijo de desplazamientos que se muestran en la primera de sus filas y la segunda fila corresponde a el número de desplazamientos variables que pueden realizar y donde se aplica la distribución de Poisson.

Tabla 4.7: Datos de circulación de los residentes en Barcelona en vehículo privado como conductores. Fuente:[3]

	Ocupacional	Ocupacional vuelta	Personal	Personal vuelta	Total
<b>Grupo 1</b>	78.436	78.436	0	0	156.872
<b>Grupo 2</b>	0	0	26.738	26.738	53.476
<b>Grupo 3</b>	121.312	121.312	121.312	121.312	485.248
	60.005	0	43.440	0	103.445
	259.753	199.748	191.490	148.050	<b>799.041</b>

La población móvil total de la EMQ 2006 [3] es de 1.456.763 personas y realizan un total de 5.139.452 desplazamientos por lo que se obtiene un ratio de 3,528 despl/persona. Al no disponer de más datos se asume que este ratio se mantiene para la movilidad en vehículo privado. Por lo que la población activa que circula en vehículo privado y es residente en Barcelona es de 226.486 conductores.

En cuanto a la movilidad profesional (C4 y C5) en base a los datos de la EMQ 2006 [3] se conoce que hay 20.513 considerados profesionales de la movilidad. De los cuales 10.135 realizan desplazamientos en coche. Los que se mueven en coche realizan 153.246 desplazamientos diarios. El ratio de la movilidad profesional está en 15,12 despl/usuario. El número de desplazamientos  $S_i$  se genera con una distribución de Poisson con valor  $\lambda$  de 13,12 y considerando dos viajes que realizan como ida y vuelta del trabajo. Esto se debe que por Poisson existe la posibilidad de que  $S_i$  sea 0 o 1. Para evitar este error se decide considerar un mínimo de 2 desplazamientos más los obtenidos según  $\lambda$ .

En la Tabla 4.8 se resumen los datos de los conjuntos de usuarios. Siendo  $\alpha$  la relación entre los desplazamientos totales y los proporción que se realizan en coche como conductor.

Tabla 4.8: Repartición de los desplazamientos según motivo y lugar de residencia. Fuente [3]

Motivo	Desplazamientos	$\alpha$ [%]	Residentes BCN
Ocupacional	3.909.388	6,64 %	259.751
Personal - laboral	4.770.445	4,01 %	191.490
Ocupacional- vuelta	3.161.695	6,32 %	199.748
Profesional	1.039.469	14,74 %	153.246
Personal - vuelta	3.959.824	3,74 %	148.050
<b>Total</b>	16.840.821		952.286

### 4.3.2. Distribución temporal

En cuanto a la distribución temporal de cada conjunto destacar que los usuarios residentes en la red eléctrica y los usuarios de la zona urbana siguen la distribuciones temporales de la EMQ 2006 [3]. En cambio los conjuntos referentes a las zonas metropolitanas se considera la distribución temporal media de los accesos a Barcelona según los datos ofrecidos por el Ayuntamiento de Barcelona [6].

### 4.3.3. Distancia del desplazamiento

La función probabilista de la distancia recorrida en coche durante un trayecto es una exponencial con parámetros  $k$  y  $\mu$  que corresponden a que 80 % de los usuarios realiza menos de 83 km al día según los datos del estudio realizado por Deloitte sobre la movilidad y el VE [103]. Conocido que  $L_i$  es 83 km de media se determina  $l_{ij}$  en función de  $S_i$  y se aplica la distribución exponencial.

El valor de la distancia  $l_{lim}$  que determina si el desplazamiento es intermunicipales o intramunicipales para el caso de Barcelona es de 10 km. Este valor de referencia se basa en las nuevas líneas de autobús de Barcelona. La distancia de la actual línea de autobús H6 es de 10 km y es la más larga de las nuevas líneas que únicamente circula por la ciudad de Barcelona. Otras líneas como la H12 realiza un recorrido más largo de 13 km pero empieza en el Gornal, un barrio de l'Hospitalet de Llobregat y llega hasta Besòs-Verneda, en Sant Adrià de Besòs, que correspondería aun trayecto intermunicipal. Pero en cambio, las líneas verticales como la V7 y V21 realizan recorridos más cortos. Considerando las líneas de autobús y las características de Barcelona se escoge como valor  $l_{lim}$  10 km. En este caso de estudio no se consideran las distintas etapas de los agentes que realizan etapas en zonas de velocidad reducida y otras zonas de velocidad más elevada y se utiliza un valor promedio.

### 4.3.4. Velocidad del desplazamiento

Según los datos estadísticos de la velocidad de desplazamiento  $v_{ij}$  en vehículo privado, en Barcelona y su zona metropolitanas, determinados en el estudio de movilidad [6] se considera que la velocidad de circulación en desplazamientos intramunicipales es de 19,83 km/h. Este valor corresponde al promedio de velocidad entre las vías de mar-montaña, vías transversales y vías de la ciudad del año 2011. Para el caso de circulación intermunicipal se equipara a la velocidad de las Rondas de Barcelona que según el mismo estudio es de 54,7 km/h.

## 4.4. Los vehículos eléctricos para Barcelona

Una vez implementadas las variables de movilidad y las características de los vehículos eléctricos en el modelo se implementan las variables de consumo eléctrico.

Para determinar el modelo de vehículo eléctrico de cada usuario existen distintas posibilidades pero tal y como se ha expuesto en el capítulo 1 la mejor manera es utilizar bases de datos de previsión de ventas. En la elaboración de la previsión de ventas se tienen en cuenta cuestiones económicas, sociales y históricas. Utilizando estas previsiones quedan implícitos estos aspectos en el modelo.

Para adaptar las bases de datos se debe elaborar una función de distribución de probabilidades de manera que utilizando una variable aleatoria homogénea y introduciendola en la función se obtenga el modelo del usuario. La función de distribución de probabilidades según las previsiones de ventas de vehículos eléctricos se realiza según la ecuación (4.1).

$$P(x_i) = \frac{Ventas_i}{\sum_i Ventas_i} \quad (4.1)$$

En el caso que se expone sobre los VE se debe considerar un valor de distancia total diaria límite ( $Dist_{Limite}$ ) por el que los usuarios no utilizarán un vehículo totalmente eléctrico (BEV) sino que optarán siempre por un híbrido enchufable (PHEV). Considerando esta

necesidad de los usuarios se debe segregar la función de probabilidad según la distancia total recorrida por los usuarios. Si la distancia total diaria es inferior a  $Dist_{Limite}$  la función de probabilidad correspondiente será  $f^{L < Dist_{Limite}}(x_i)$  y si la distancia total diaria es superior la función de probabilidad será  $f^{L \geq Dist_{Limite}}(x_i)$  tal y como se observa en la Figura 4.6.

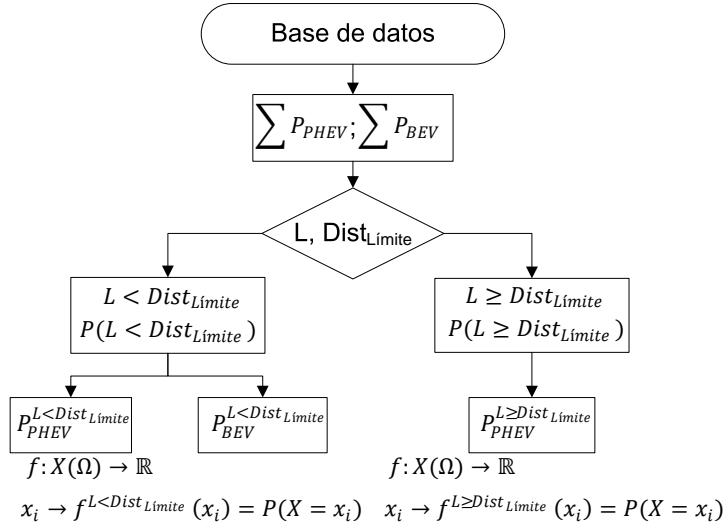


Figura 4.6: Esquema de la segregación de las funciones de probabilidad de modelo de VE según la distancia total recorrida por el usuario de VE

El valor límite  $Dist_{Limite}$  se determina según la autonomía de los BEV. Hasta ahora, y por las prestaciones de los VE según los fabricantes, hay BEV que tienen una autonomía máxima de unos 200 km, como es el caso del Nissan Leaf. Para determinar la distancia límite se considera que existe una ansiedad de rango por la baja autonomía y una reducción de la autonomía casi del 50% entre la conducción urbana y la conducción por carretera. Teniendo en cuenta estos factores, la distancia límite ( $Dist_{Limite}$ ) que se aplica en el caso de estudio es de 100 km. En la Figura 4.7 se observa que el rango de autonomía de los VE está concentrado en los 150 km y para el caso de los PHEV en los 60 km aproximadamente sin hacer distinción entre híbridos en paralelo o en serie.

El esquema de la determinación del modelo de vehículo eléctrico para cada agente se determina siguiendo el esquema de la Figura 4.8. Sea cual sea el recorrido total diario del usuario el esquema del cálculo es el mismo cambiando la función distribución de cada modelo.

En la tabla del capítulo anterior en la sección 1.2.1 se muestran los modelos considerados según la previsión de ventas de Frost&Sullivan [104]. Esta base de datos tiene el inconveniente que considera vehículos que aún no existen pero que es de prever que los fabricantes los ofrezcan. La probabilidad relativa a los VE que no existen se ha asociado a otros VE que sí que existen y que tienen características parecidas como arquitectura, autonomía, consumo y marca de automóvil. Los datos obtenidos de la previsión de ventas mundiales de Frost&Sullivan permiten tener una distribución de probabilidad de cada modelo de VE. Esta base de datos tiene en cuenta distintos modelos que no existen pero se readaptan considerando modelos con prestaciones similares. Finalmente considerar que las previsiones realizadas son para los años 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017 que corresponden respectivamente a los escenarios de 10, 20, 30, 40 y 50% de penetración de los VE.

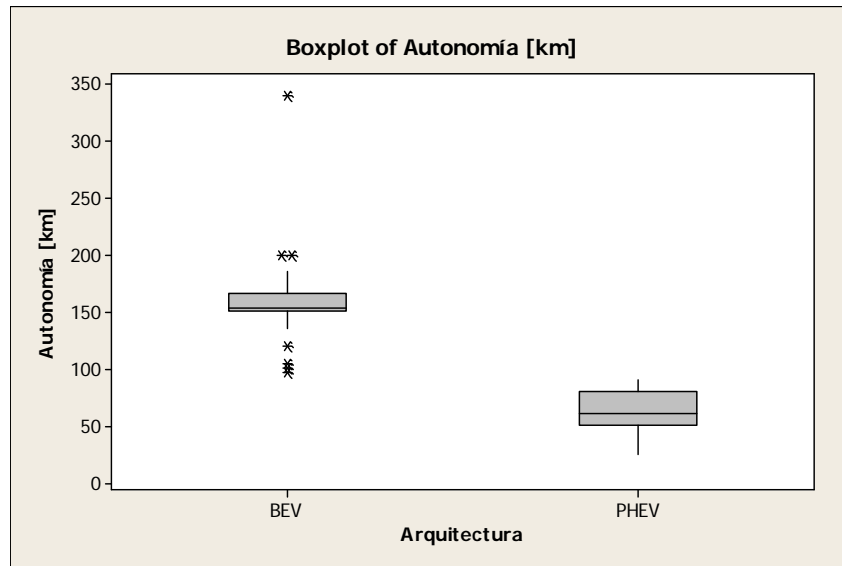


Figura 4.7: Distribución de la autonomía de cada modelo de VE según su arquitectura.

En las tablas 4.9 y 4.10 se muestra la aplicación de la metodología descrita en los datos de previsión de ventas de Frost&Sullivan. en la tabla 4.9 se muestran las proporciones originales entre las arquitecturas y en la tabla 4.10 se indica la segregación de los datos en función de  $L_i$ . En estos datos la proporción de PHEV va creciendo a lo largo de los escenarios ya que el VE se va popularizando y se va extendiendo entre los usuarios domésticos. En el caso del 50% de VE se alcanza el 25% de PHEV.

Tabla 4.9: Repartición de las arquitecturas en los diferentes escenarios de implantación de los VE

	10 % VE	20 % VE	30 % VE	40 % VE	50 % VE
BEV	88,25 %	83,32 %	78,63 %	77,21 %	75,63 %
PHEV	11,75 %	16,75 %	21,37 %	22,79 %	24,37 %

Tabla 4.10: Repartición según los modelos y las distancias recorridas

	10 % VE	20 % VE	30 % VE	40 % VE	50 % VE
BEV y $L_i < 100$ km	88,95 %	83,25 %	78,63 %	77,21 %	75,63 %
PHEV y $L_i < 100$ km	0,13 %	5,83 %	10,45 %	11,87 %	13,45 %
PHEV y $L_i \geq 100$ km	10,92 %	10,92 %	10,92 %	10,92 %	10,92 %

En la Figura 4.9 se muestra como los PHEV van aumentando en proporción.

## 4.5. Variables de consumo eléctrico

En esta sección únicamente se exponen las consideraciones relativas a la ubicación de las cargas ya que los procesos se han desarrollado en los capítulos 2 y 3

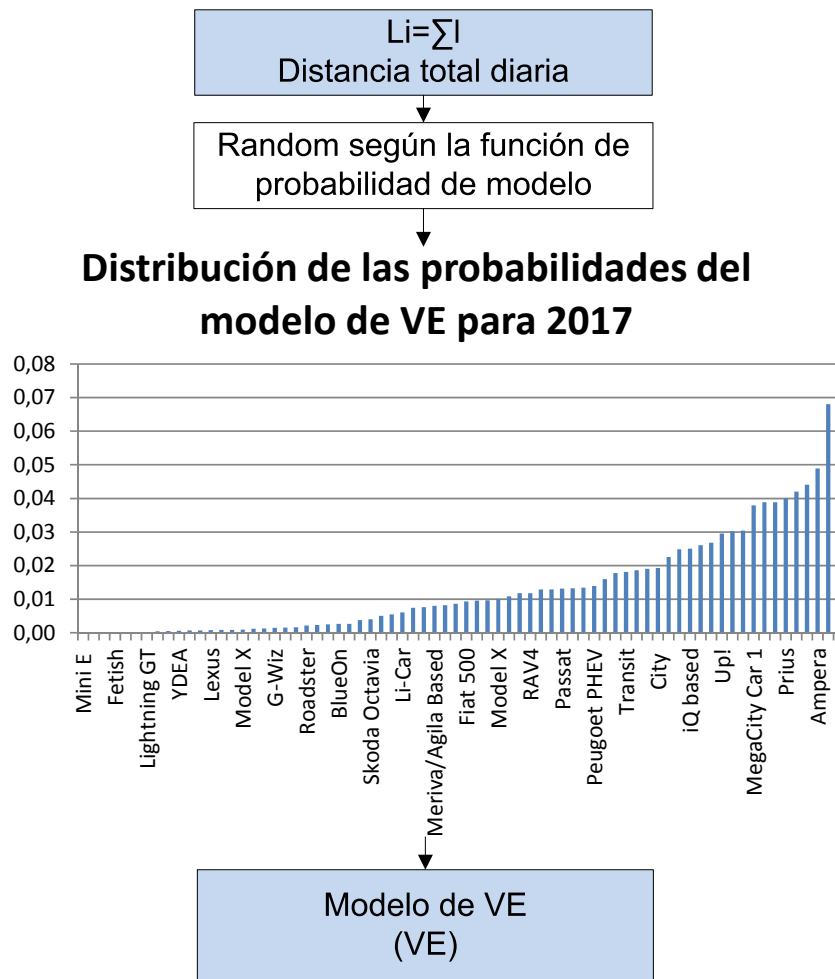


Figura 4.8: Determinación del modelo de vehículo eléctrico de cada agente. Elaboración propia.

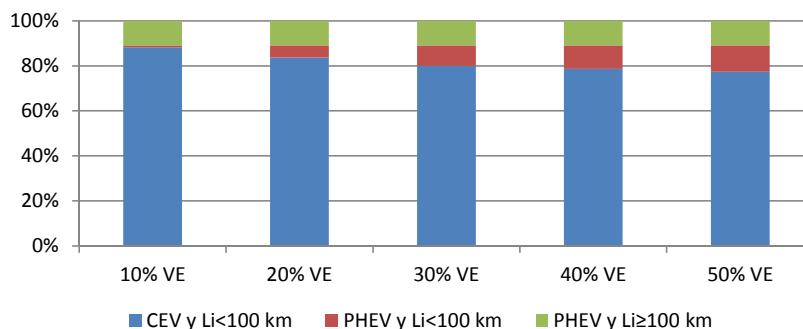


Figura 4.9: Repartición de los modelos de VE según la distancia media recorrida diariamente en los diferentes escenarios propuestos. Elaboración propia



#### 4.5.1. Ubicación espacial de las cargas

La primera variable a determinar es la ubicación del punto de carga al que se conecta el VE  $x_{t,f,j}$ . Como el modelo es para una red eléctrica de distribución esta variable está asociada a una estación de transformación de la red y todas las conexiones se tratarán de manera agregada. En este caso de estudio se han determinado tres zonas distintas para comprobar los efectos de distintas densidades de consumo según la zona.

Los datos de probabilidad de consumo según las tres zonas en la red del caso de estudio se detallan en el apéndice D

### 4.6. Resultados del modelo de demanda de vehículos eléctricos

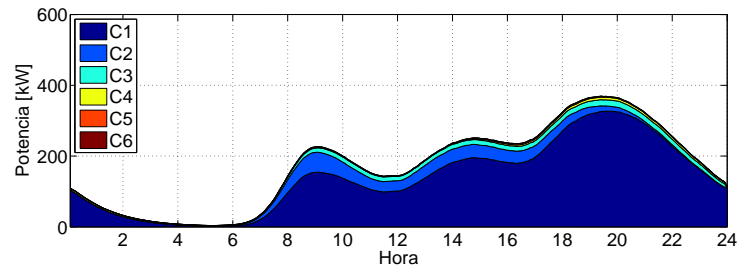
En este apartado se exponen los resultados de la aplicación de los dos modelado de demanda de carga lenta y carga rápida de vehículos eléctricos.

#### 4.6.1. La demanda por carga lenta

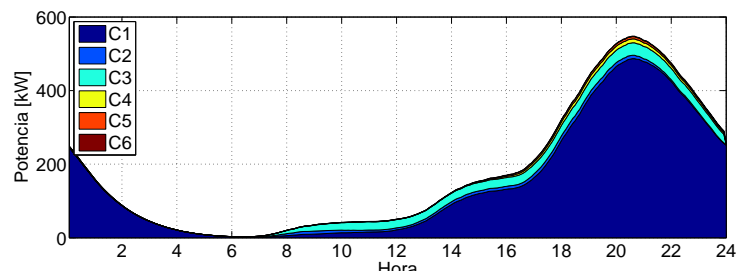
En este apartado se exponen los resultados de la demanda si únicamente se considera la carga lenta para el caso de estudio de la zona urbana de Barcelona. Primeramente se define el escenario base de referencia que es del 30 % de penetración de los vehículos eléctricos. El análisis se centra en la influencia de las estrategias de carga según la potencia mínima, media y máxima que se podría alcanzar según la penetración de los VE.

En cuanto a los resultados de la demanda agregada por carga lenta, la influencia de las estrategias se analiza en base a la media de la potencia instantánea consumida. En la Figura 4.10(a) se observa que existen tres instantes en los que se concentra la demanda, a las 9, a las 15 y a las 20 horas ya que son los instantes que mayoritariamente se desplazan los agentes. En la Figura 4.10(b) se observa que el consumo durante las horas del mediodía es muy menor ya que los usuarios disponen de energía suficiente para realizar sus desplazamientos. En cambio, el SOC final en la vuelta a casa es menor que en la Carga intensiva - A, el pico de potencia que produce la vuelta a casa es mayor. Destacar también que estos dos escenarios el consumo a partir de la 1 de la madrugada baja notablemente por lo que es una eficiencia desde el punto de vista de la red. En la Figura 4.10(c), que corresponde a la carga concentrada a la 1 de la madrugada por ser el inicio del período supervalle, se concentra una gradiente de potencia muy elevado que tendría que ser generado con plantas de generación eléctrica de respuesta muy rápida. Como la potencia que tiene tiempos de respuesta de pocos minutos es limitada y está pensada para compensar pequeñas fluctuaciones de la de demanda se determina que este escenario no es deseable, antes de considerarlo conjuntamente con la demanda eléctrica residencial y industrial. También comentar que se observa que el conjunto C1 de usuarios de VE es muy predominante sobre el resto de conjuntos por lo que en el estudio no se vuelve a segregar la demanda.

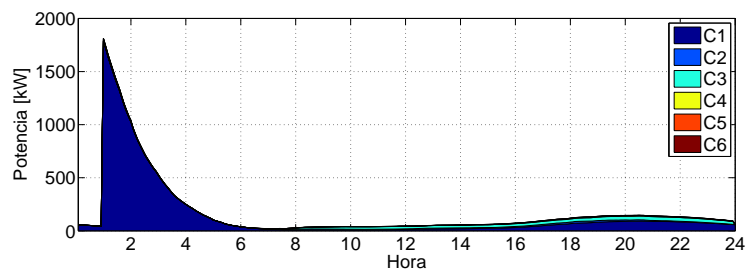
El análisis de la influencia de la penetración de los vehículos eléctricos sobre la demanda de carga lenta se determina en base a la potencia máxima instantánea de cada caso. Se realiza con la potencia máxima para tener un orden de magnitud de consumo en momentos de mayor demanda y así poder determinar si la red tiene potencia suficiente para abastecer el máximo del consumo. Comparando la carga intensiva - A que se muestra en la Figura 4.11(a) y la carga sin control - B de la Figura 4.11(b) se observa que el valor de potencia pico es un 50% mayor en B sobre A. En el caso del 50% de penetración de los VE el consumo máximo



(a) Carga intensiva - A



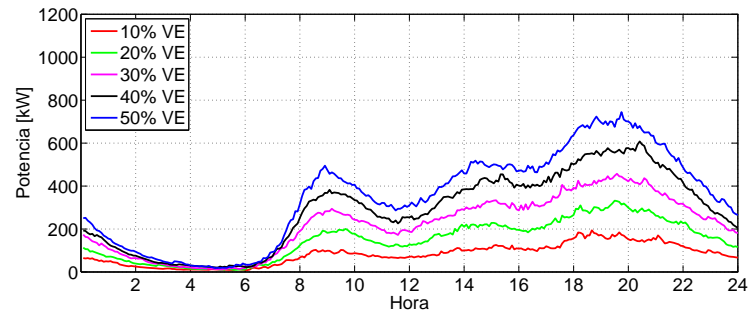
(b) Carga sin control - B



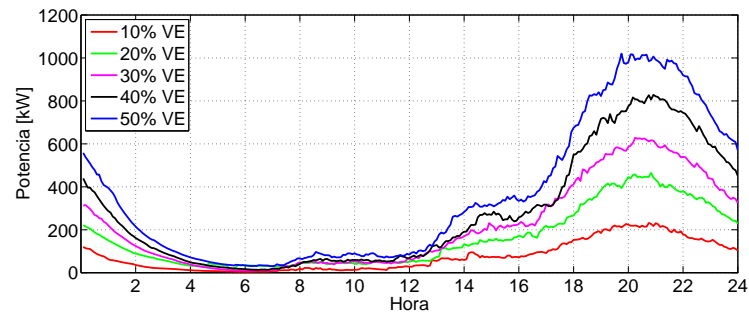
(c) Carga concentrada - C

Figura 4.10: Comparativa de los escenarios en función de los conjuntos de agentes considerados

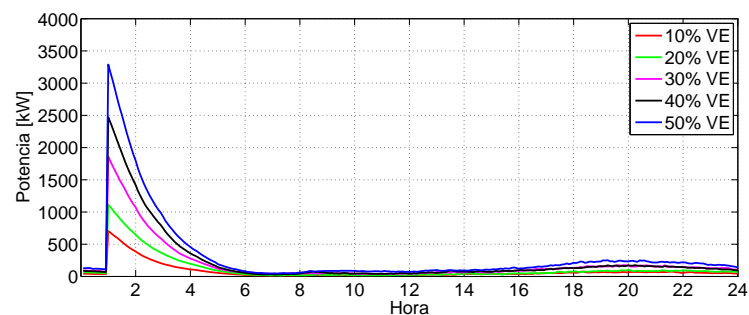
alcanzado en A es del orden de los 4 MW y en cambio en B es del orden de los 6 MW. Esta diferencia viene porque los usuarios no cargan entre desplazamientos. En cuanto al escenario de carga concentrada - C que se observa en la Figura 4.11(c) el orden de potencia máxima consumida respecto al escenario A es del orde del 300% ya que el valor de potencia máxima alcanzado es de 16 MW.



(a) Carga intensiva - A



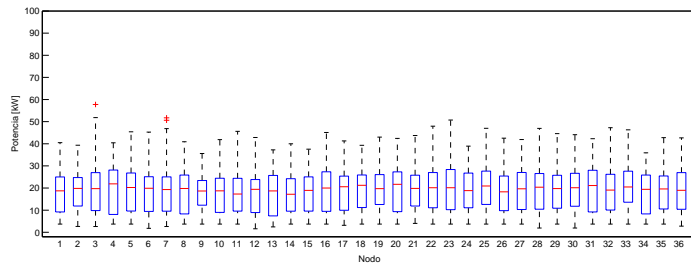
(b) Carga sin control - B



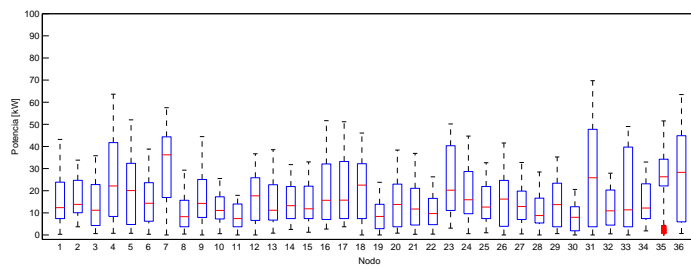
(c) Carga concentrada - C

Figura 4.11: Comparativa de los escenarios en función de la penetración de los vehículos eléctricos

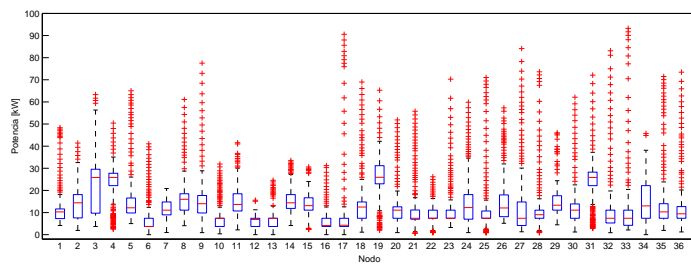
El análisis de la potencia solicitada en los distintos centros de transformación de la red permite observar que habrá zonas con mayor demanda que otras. El valor de potencia representado corresponde al valor máximo diario según las iteraciones realizadas y el punto de conexión del VE. En las Figuras 4.12(a) y 4.12(b) se observa que la dispersión de la potencia en el caso de la carga sin control - B es mayor que en la carga intensiva - A. También destacar que la dispersión de la potencia en el caso de carga concentrada - C es mucho mayor ya que existen numerosos casos de consumo de potencia muy elevada.



(a) Carga intensiva - A



(b) Carga sin control - B



(c) Carga concentrada - C

Figura 4.12: Comparativa de los escenarios en función del nodo de conexión de la red

La carga inteligente D se estudiará en el apartado 4.7 ya que es una estrategia que depende de la demanda eléctrica corriente.

Seguidamente se comentan distintos fenómenos sucedidos durante la implementación del modelo con carga lenta

El modelo generado necesita de un número significativo de muestras para asegurar que la desviación estándar de las nuevas muestras no afecta significativamente en la desviación estándar de los resultados. De esta manera los valores de media y desviación estándar de los resultados tienen validez. En este caso se ha realizado la prueba con el conjunto de usuarios C1, por ser el más numeroso y por solicitar el mayor grado de potencia y energía, evaluando la evolución de la desviación estándar alrededor de las 21 horas ya que tiene mayor demanda. En la Figura 4.13 se observa que a partir de las 100 iteraciones la desviación estándar se mantiene alrededor del valor de estabilidad. También se observa que a partir de las 1.000 iteraciones la desviación estándar alcanza la estabilidad y no se modifica significativamente en las nuevas iteraciones. Sobre el orden de magnitud de la desviación estándar del conjunto C1 es elevada respecto a los otros conjuntos ya que una desviación estándar de 120 kW puede ser superior a la demanda de los otros conjuntos en ciertos momentos. Finalmente, hay que considerar la criticidad del tiempo de cálculo para realizar nuevas iteraciones. Evaluando la desviación estándar, el tiempo de cálculo y los resultados obtenidos se decide realizar 200 iteraciones para cada simulación que se realice. El tiempo de cálculo depende del índice de penetración de los VE pero tomando como referencia el escenario base del 30 % de VE, para el ordenador disponible, se requerían 2 horas para las 200 iteraciones.

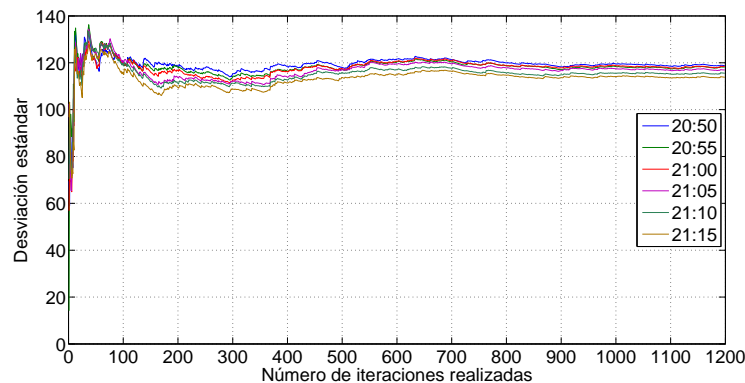


Figura 4.13: Evolución de la desviación estándar de la potencia consumida en la línea en función del número de iteraciones realizadas en el modelo. Conjunto usuarios C1 - Carga intensiva - A - 50% de VE.

En cuanto a las variables de los VE según el modelo propuesto se destacar el instante de conexión al punto de carga  $t_f^j$ . En la Figura 4.14 se muestra un caso de ejemplo para una única iteración y se observa la diferencia de distribución temporal entre el primer y el segundo trayecto para el caso de dos desplazamientos diarios.

También destacar el SOC de la batería de los usuarios residentes en la zona de estudio antes de iniciar el primer desplazamiento y que se observa en la Figura 4.15. Esta variable demuestra que la potencia de la carga doméstica de 3,7 kW es suficiente para realizar las cargas nocturnas. Exceptuando tres casos sobre 2.992 usuarios distintos del conjunto C1. En rojo se muestra la curva del SOC [%] y en azul la energía de cada VE [kWh] para un 30% de VE.

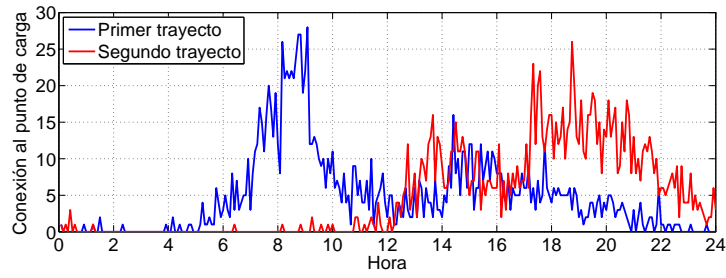


Figura 4.14: Instantes de conexión al punto de carga para el caso de 30 % de VE, Conjunto de usuarios C1 y  $S_i = 2$

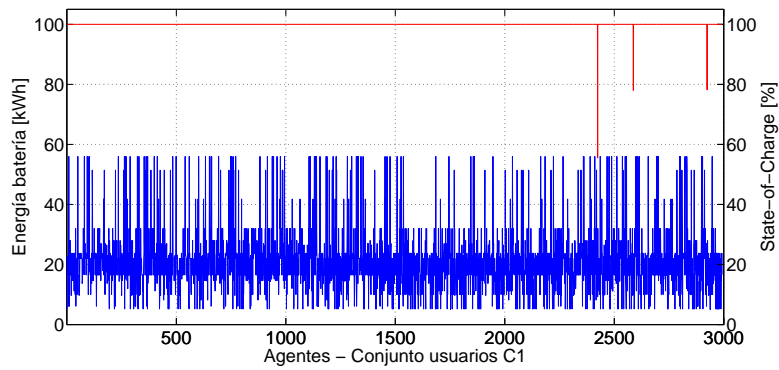


Figura 4.15: Estado de la batería antes de realizar el primer desplazamiento. En rojo se representa el SOC y en azul la energía correspondiente [kWh]. Conjunto C1 - 30 % de VE.

#### 4.6.2. La demanda con carga rápida

La aplicación del modelo con carga rápida para el caso de estudio de una zona urbana de Barcelona se divide en dos escenarios de estudio. Para el caso de carga sin control, seguidamente se limitan los puntos de carga públicos a solamente a carga rápida y finalmente se explora la posibilidad de que los PHEV puedan realizar cargas rápidas.

##### Carga sin control - B

En el caso del escenario de carga sin control - B considerando la carga rápida se observa que el número de cargas rápidas diarias es muy reducido. Esto se debe a que este escenario no tiene en cuenta la limitación de puntos de carga lenta y además se considera preferencial frente a la rápida. Esto implica que un usuario, si necesita cargar y dispone del tiempo necesario realizará una carga lenta. Solamente si no tiene más remedio realizará una carga rápida. En este escenario y a lo largo de las iteraciones nunca sucede que un VE quede insatisfecho ya que la carga rápida suple la necesidad de energía.

Dado la baja utilización de la carga rápida en el escenario B se ha decidido no representar la potencia asociada a la carga rápida.

##### Carga en electrolinerías - E

Considerando que los BEV únicamente disponen de carga lenta en el punto dedicado y entre desplazamientos tendrán la carga rápida, tal y como se ha descrito en el apartado 3.2.3, el número de cargas rápidas aumenta pero no significativamente tal y como se observa en la curva de potencia media. Esto se debe a que el perfil de usuario de BEV no realiza grandes distancias. Cuando el usuario realiza grandes recorridos se ha determinado que tendrá un PHEV por lo que si se queda sin batería funcionará como un HEV. La curva de potencia máxima permite tener una idea del intervalo temporal en el que se realizarán cargas rápidas y que el orden de magnitud de la potencia que se solicitará no sobrepasa los 60 kW.

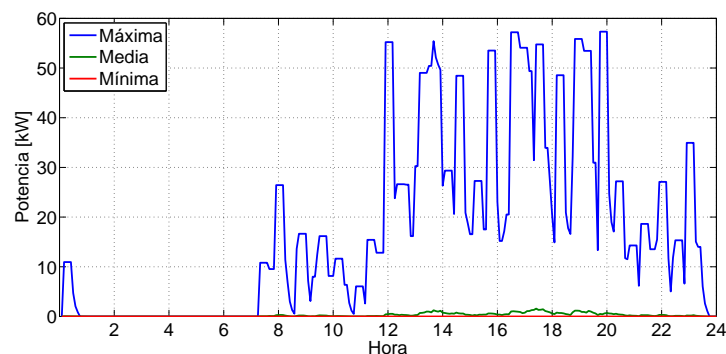


Figura 4.16: Potencia demandada en el escenario base si los VE solo pueden realizar una carga rápida entre desplazamientos

##### Carga rápida de todos los VE - F

En este escenario se realiza la simulación de la demanda de los VE considerando que los PHEV pueden realizar cargas rápidas tal y como se ha expuesto en el apartado 3.2.4. En

la Figura 4.17 se observa la demanda por carga rápida. En este consumo aparecen tres picos de demanda, el primero alrededor de las 9 de la mañana coincidiendo con la llegada al trabajo, el segundo al mediodía coincidiendo con la hora de comer y el tercero alrededor de las 7 de la tarde, cuando los usuarios vuelven a sus domicilios. También destacar la gran variabilidad de potencia entre las tres curvas de mínimo, media y máximo consumo posible. Comparativamente, la carga lenta es mucho más regular que la carga rápida.

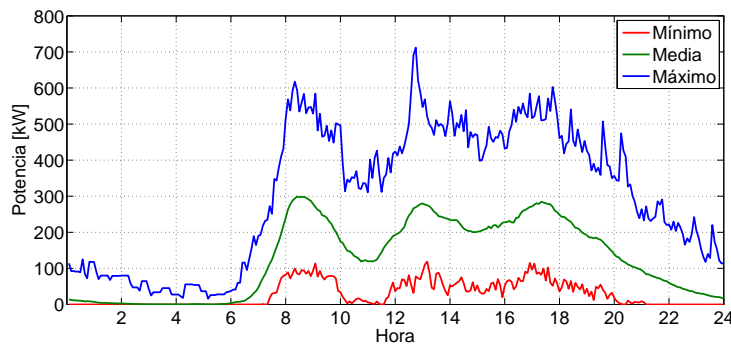


Figura 4.17: Potencia demandada en el escenario base por carga rápida si los PHEV pueden realizarla

## 4.7. Aplicación del modelo en la red de estudio

El objetivo de esta sección es el análisis de la agregación de las dos curvas de demanda en los distintos escenarios implementados y el impacto en la red asociado a cada escenario.

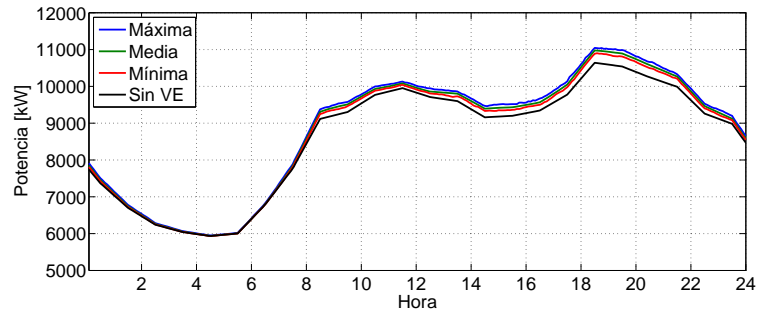
### 4.7.1. Carga lenta

En la agregación de la demanda residencial con la demanda por VE por carga lenta se obtiene consumo final en la zona residencial. En el análisis de los resultados se profundiza en la influencia de las distintas variables en el caso del escenario base de carga sin control - B y una penetración del VE del 30%. Para el escenario base se analiza la potencia total consumida en la red, seguidamente la influencia de la penetración del VE, la distribución de las cargas por  $PCCL_i$  y finalmente las estrategias de carga del VE, en los dos días determinados en la sección 4.1.3. En los escenarios A y C se agrega la demanda para poder analizar la influencia de la demanda eléctrica corriente con la demanda por VE.

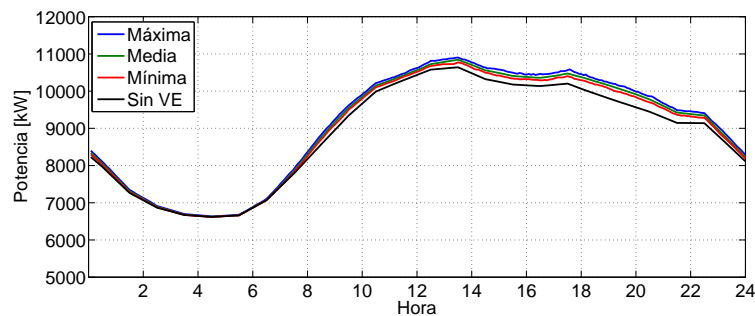
#### Carga intensiva - A

En la agregación de la demanda eléctrica para la estrategia de carga intensiva - A con un 30% de VE se observa que la demanda al medio día aumenta considerablemente más que en comparación con las otras estrategias. En el caso de un día de invierno el máximo aumento de potencia es del 4,7% y en un día de verano el aumento de demanda punta en día de verano del 2%. Destacar que el momento de demanda máxima en un día de verano coincide con la demanda punta por consumo corriente tal y como se observa en la Figura 4.18(b). En la Figura 4.18(a) en el que se observa el consumo de un día de invierno se observa que en todos los instantes se aumenta el consumo exceptuando el período nocturno.





(a) Carga intensiva - A - Invierno - 30 % VE



(b) Carga intensiva - A - Verano - 30 % VE

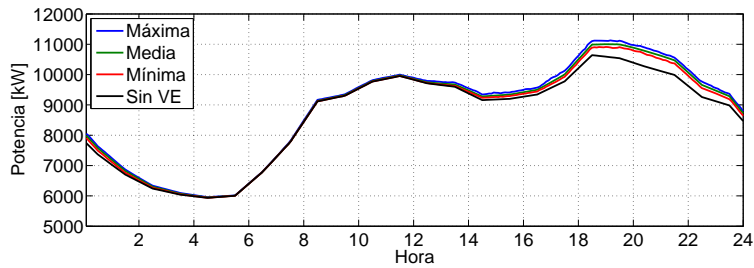
Figura 4.18: Rango de potencia total consumida en la línea

### Carga sin control - B

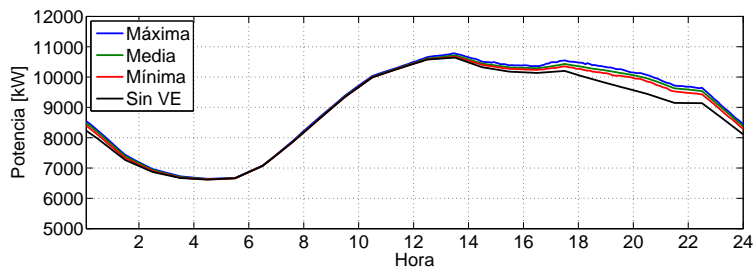
La Figura 4.19(a) se observa la demanda correspondiente a un día de invierno en el escenario base. Destacar que el valor de punta aumenta en un 5,6 %, sobre las 7 de la tarde, coincidiendo con las horas de mayor demanda. En la Figura 4.19(b) se observa la demanda para un día de verano en el que el valor de punta aumenta en un 1,32 % durante el mediodía. En ambos días se observa que el rango de potencia demandada varía poco ya que la movilidad es bastante rutinaria.

En base a la Figura 4.20(a) correspondiente al día de invierno y la Figura 4.20(b) de un día de verano se analiza la influencia de la penetración del VE en la línea de media tensión. Para el peor caso del 50 % de penetración el aumento de potencia punta corresponde al 8 % en invierno y al 2,26 % en verano por lo que el aumento en invierno es cuatro veces mayor que en verano. Además destacar que la demanda en invierno se agudiza más por lo que la diferencia de potencia entre nocturna y diurna tienen una relación del 92 %. Por el contrario en un día de verano la potencia consumida entre las 12 del mediodía y hasta las 10 de la noche es mucho más constante.

En la Figura 4.21(a) se observa que en algunos nodos de la red, como el 4 o el 23 entre otros, se sobrepasa la suma de las potencias nominales de los transformadores por lo que alguno de ellos estará sobrecargado. En los boxplot de la demanda por nodo se observa que en el caso del nodo 31 el 25 % del día se sobrecarga. En la Figura 4.21(b), homóloga a la anterior para un día de verano, el nodo 5 y el 27 se sobrecargan casi el 50 % del día. Comentar que la segregación por nodo solo se realiza para el escenario base de carga sin control - B.

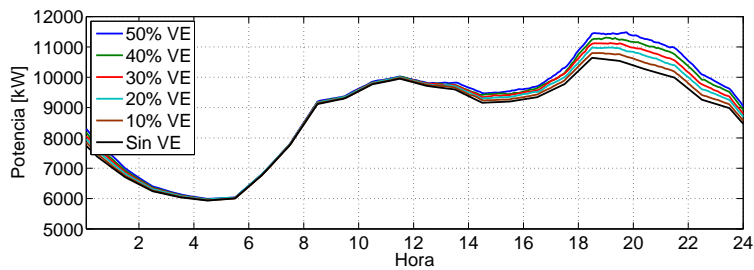


(a) Carga sin control - B - Invierno - 30 % VE

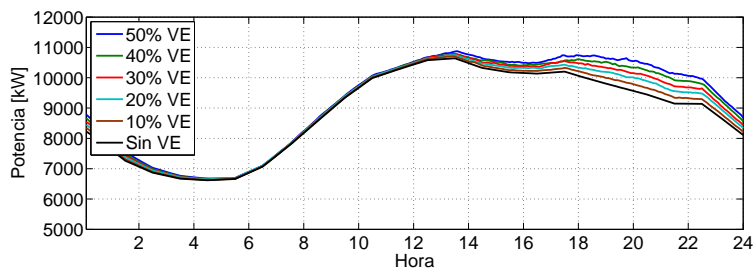


(b) Carga sin control - B - Verano - 30 % VE

Figura 4.19: Rango de potencia total consumida en la línea en el escenario base

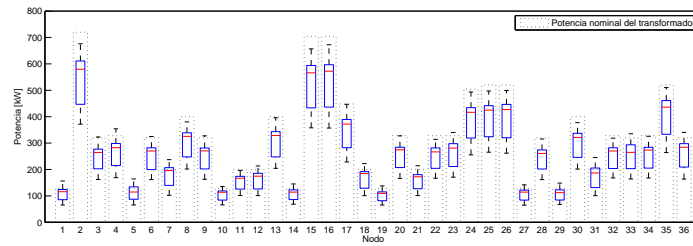


(a) Carga sin control - B - Invierno

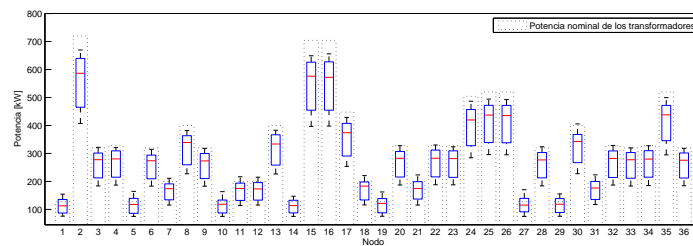


(b) Carga sin control - B - Verano

Figura 4.20: Influencia de la penetración de los VE en la en la curva de demanda en el escenario base



(a) Carga sin control - B - Invierno - 30 % VE



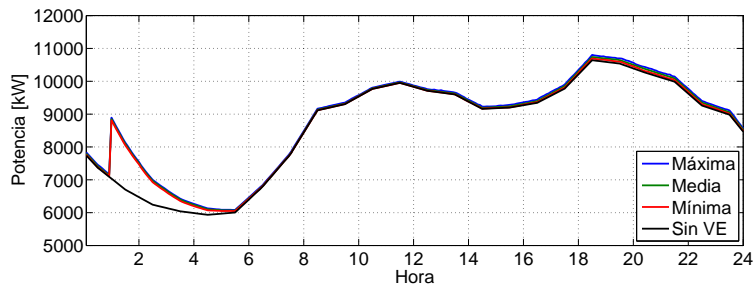
(b) Carga sin control - B - Verano - 30 % VE

Figura 4.21: Distribución del nivel de carga de los transformadores correspondientes a los nodos de la red

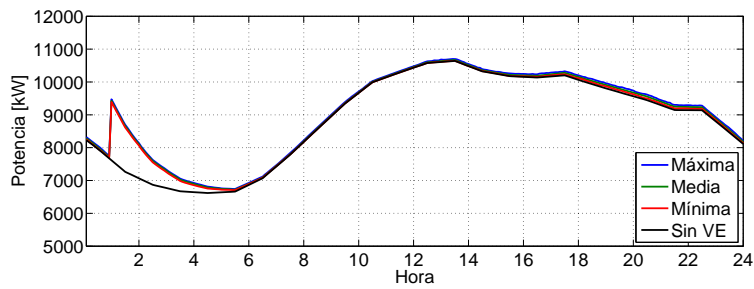
### Carga concentrada - C

En el escenario de carga concentrada en el que se considera que los usuarios al llegar a casa iniciarán la carga a la 1 de la madrugada, al inicio de la hora denominada en España supervalle. Tal y como se ha observado en la Figura 4.10(c) el gradiente de potencia que provoca es elevado. Tanto en la Figura 4.22(a) como en la 4.22(b) se observa que no se sobrepasa la potencia pico de la demanda ordinaria pero, proporcionalmente, la conexión genera un gradiente de potencia elevado que tendría unas repercusiones negativas para el sistema desde el punto de vista de la generación. También se observa que la variabilidad de la demanda entre mínimo y máximo se reduce muy considerablemente al controlar la demanda de los VE.

Finalmente y en referencia al análisis de la influencia de las estrategias de carga en un día de invierno, expuesto en la Figura 4.23(a), y de un día de verano, expuesto en la Figura 4.23(b), se observa la importancia de controlar la carga de VE. En cuanto al escenario A (Carga intensiva), destacar que la provoca una demanda durante el día mucho superior a los otros dos escenarios. Esto tiene especial importancia para el caso de día de verano ya que coincide con la zona horaria de mayor demanda. El escenario B (carga sin control) tiene un consumo superior que los otros escenarios durante la noche y esto tiene especial repercusión para el día de invierno. En cuanto al escenario C (Con tarifa supervalle) el pico de potencia que aparece a la 1 de la madrugada, como consecuencia del tercer período tarifario. Destacar que la potencia total consumida no supera la valor de demanda punta diario pero es de preveer que el gradiente de potencia sea de difícil gestión desde el punto de vista del sistema y del operador del sistema. Comparativamente, el gradiente de la demanda residencial del escenario es de 1.500 MW en una hora y el de los VE es de casi 2.000 MW en cuestión de minutos, por lo que los gradientes difieren en orden de magnitud.

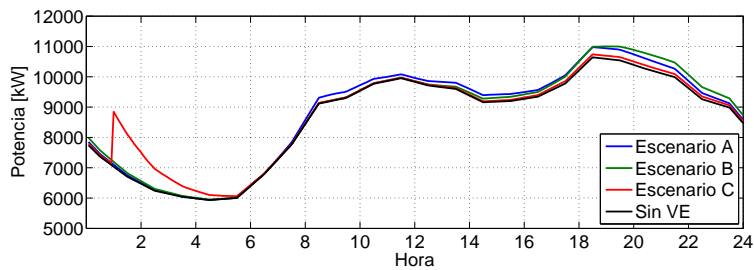


(a) Carga concentrada - C - Invierno - 30 % VE

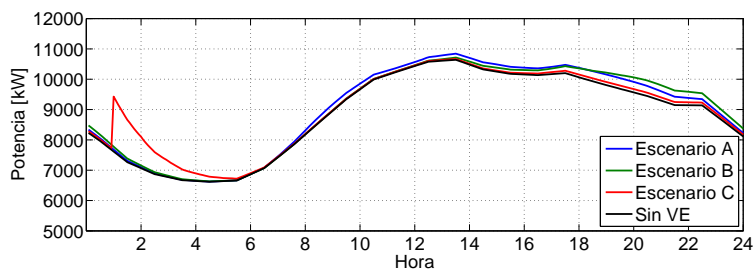


(b) Carga concentrada - C - Verano - 30 % VE

Figura 4.22: Rango de potencia total consumida en la línea en el escanario de carga concentrada con discriminación horaria supervalle (DHS)



(a) Invierno - 30 % VE



(b) Verano - 30 % VE

Figura 4.23: Potencia demandada en la línea según la estrategia de carga

### 4.7.2. Carga rápida

Finalmente se considera conjuntamente la carga rápida entre trayectos, la carga lenta doméstica y se junta con la demanda eléctrica corriente. En este caso y en vista de los resultados obtenidos en el apartado 4.7.1 en el que se consideraba únicamente la carga lenta los escenarios que se implementa la carga rápida son D, E y F.

#### Carga inteligente - D

A continuación se añade la carga rápida en el escenario de la carga inteligente gestionada por el agregador. Primeramente se implementan los resultados considerando los distintos valores de penetración de los vehículos eléctricos. Los resultados obtenidos se observan en la Figura 4.24. Destacar que en ningún caso la potencia no supera el valor de demanda pico de consumo convencional. En segundo lugar se presenta el rango de potencias asociadas al

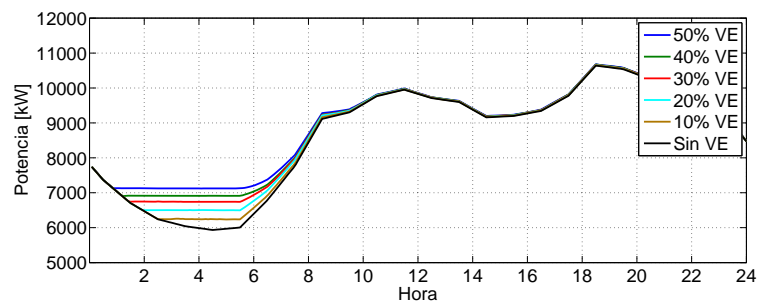


Figura 4.24: Potencia demandada en la línea según el nivel de penetración de los VE - Invierno - Carga inteligente - D

30% de VE. En la Figura 4.25, relativa a este cálculo, se puede apreciar la variabilidad de la demanda y el rango máximo de potencia solicitada a lo largo de las simulaciones. El valor de potencia media y máxima son considerablemente distintos como consecuencia de la variabilidad de la carga rápida que genera las puntas de demanda de la potencia máxima. Finalmente se presenta en la Figura 4.26(a) el valor de potencia media consumida por carga

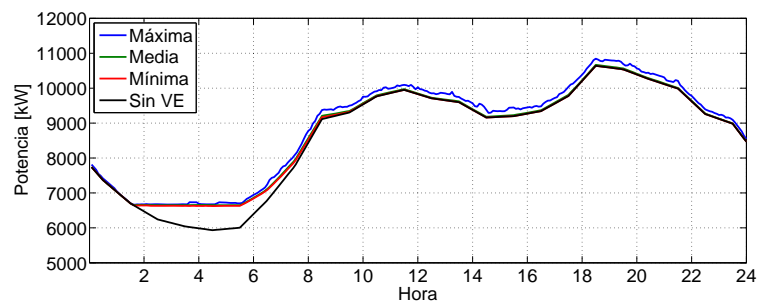
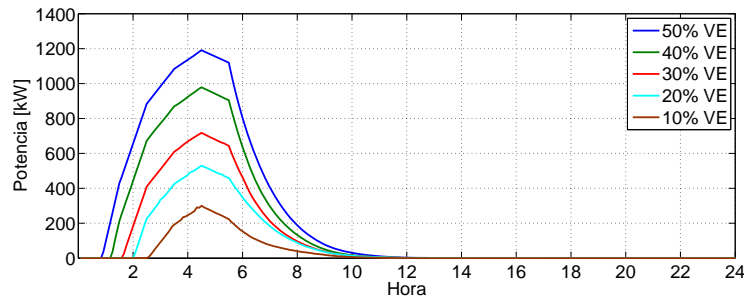


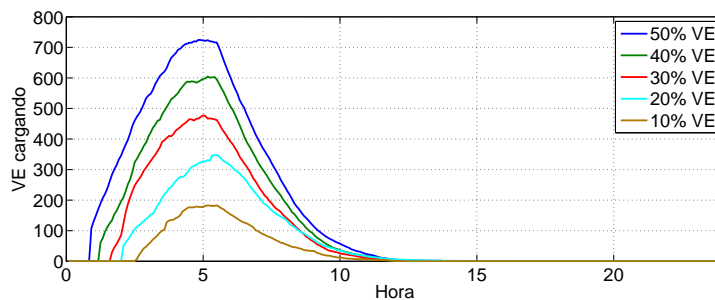
Figura 4.25: Rango de potencia demandada en la línea - Invierno - 30 % VE - Carga inteligente - D

lenta en sus emplazamientos domésticos. Y en la Figura 4.26(b) el número de VE que se están cargando en cada instante. Destacar que la carga se reparte más homogéneamente que en el escenario de carga concentrada - C por lo que se reduce considerablemente el valor de potencia pico por la carga de VE. En el caso del 50 % de VE la reducción es del 62,5 %. En

cuanto al número de VE que se están cargando durante el período nocturno, destacar que el número de VE que se van conectando va creciendo hasta las 5 de la madrugada pero que luego desciende. Esto se debe a la relación entre la energía que se quiere cargar y el instante en el que el agente realizará el primer trayecto.



(a) Potencia demandada media



(b) Número de VE medio

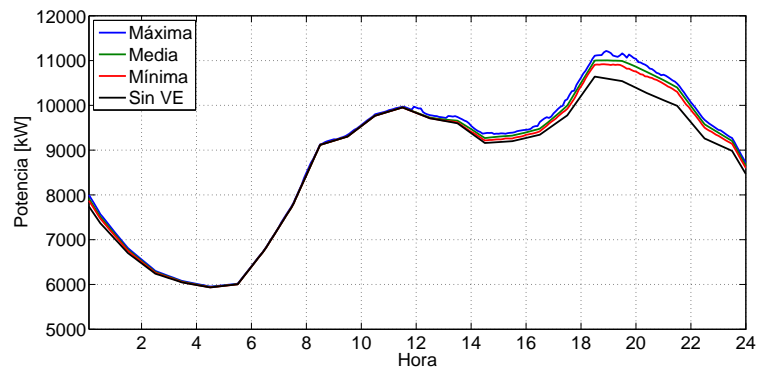
Figura 4.26: 30 VE - Carga inteligente - D

### Carga en electrolinerías - E

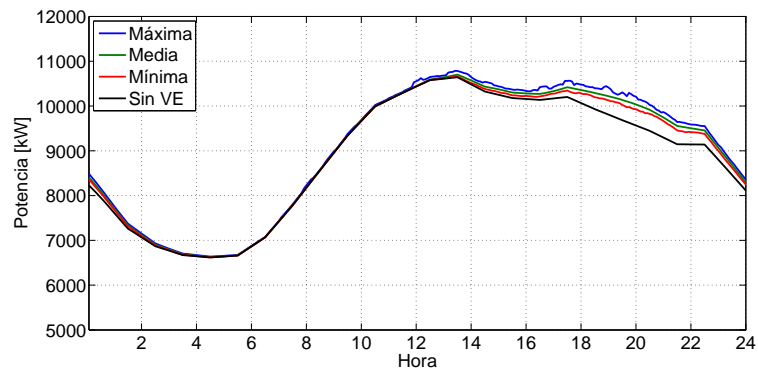
En el escenario de carga en electrolinerías los VE solamente tienen disponibles puntos de carga rápida en la vía pública ni privados no dedicados. En la Figura 4.27(a) y 4.27(b) correspondientes al día de invierno y verano respectivamente se observa un aumento de la demanda máxima considerable. En el caso de un día de invierno existe una diferencia notable entre la curva de potencia media y máxima por la varianza que incorpora la carga rápida. En ambos casos se observa que las cargas rápida empiezan a aparecer a partir de las 12 del mediodía. Antes los usuarios tienen la batería cargada después de la carga nocturna en el punto de carga particular dedicado.

### Carga rápida de todos los VE - F

En las Figuras 4.28(b) y 4.28(a) se puede observar el consumo total en este escenario, en tanto en invierno como en verano, aumenta muy considerablemente. En ambos casos se alcanza la potencia de 12.000 kW en los escenarios de máximo. También se observa como el pico de demanda aumenta considerablemente en los dos casos. Con referencia al escenario sin VE, el valor de potencia punta aumenta en un 17 % en invierno y un 13 % en verano.

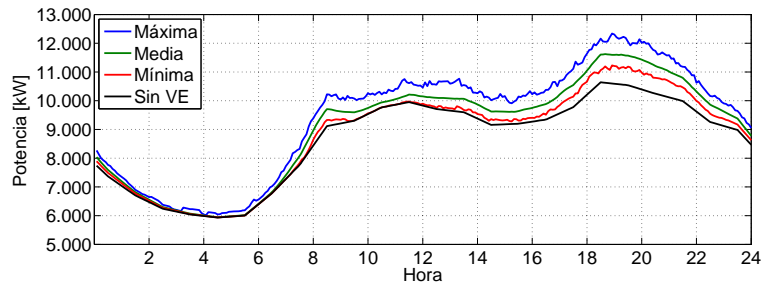


(a) Carga en electrolinerías - E - Invierno

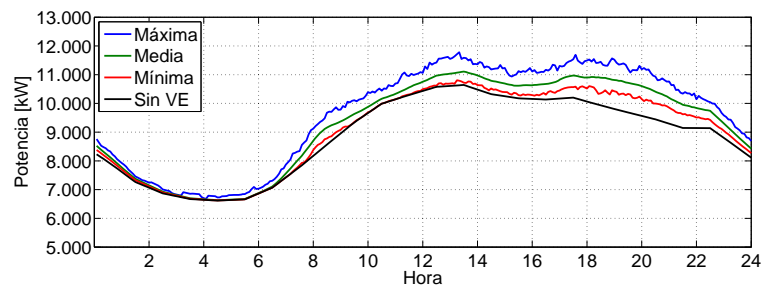


(b) Carga en electrolinerías - E - Verano

Figura 4.27: Influencia de la penetración de los VE en la potencia total consumida en el escenario de carga en electrolinerías



(a) Carga rápida de todos los VE - F - Invierno



(b) Carga rápida de todos los VE - F - Verano

Figura 4.28: Potencia demandada en la línea si todos los VE pueden realizarla

Como la carga rápida no es controlable ya que se produce como emergencia para la circulación de los VE, los escenarios D y E son muy parecidos por lo que no se comparan. En cuanto al escenario F, tampoco es comparable porque incorpora un número muy significativo de usuarios que pueden realizar una carga rápida.

### 4.7.3. Impacto en la red

Realizando un cálculo sobre el efecto de la carga lenta sobre la red de estudio se analiza la caída de tensión en la red realizando el flujo de cargas de cada instante por cada iteración del modelo. En todo el análisis se evalúa una penetración del 30% VE por ser el porcentaje del escenario base.

En la Figura 4.29(a) se observa la tensión mínima de cada escenario en el conjunto de todas las iteraciones por cada nodo. En este análisis solamente se analizan los escenarios de invierno ya que tienen una potencia punta mayor por lo que habrá una mayor caída de tensión. Más en detalle, en la Figura 4.29(b) se realiza una aproximación para observar que el nodo 35 es la que sufre una caída de tensión mayor por lo que será el nodo a analizar en el estudio de impacto en la red. Y también se observa que el escenario que provoca una caída de tensión mayor es el de carga sin control - B. Esto se explica porque la carga al final del día sin inteligencia genera una punta de demanda que coincide con el momento de mayor demanda por consumo corriente. La estrategia que causa menor caída de tensión es la concentrada pero tal y como se observa seguidamente provoca un gradiente de caída de tensión muy grande.

Se avanza que en ningún caso se supera el valor de caída de tensión límite de la normativa que establece que no puede ser superior al 10% (UNE-EN 51160).

En las Figuras 4.30(a) y 4.30(b) se observa que la aparición del consumo por la carga de



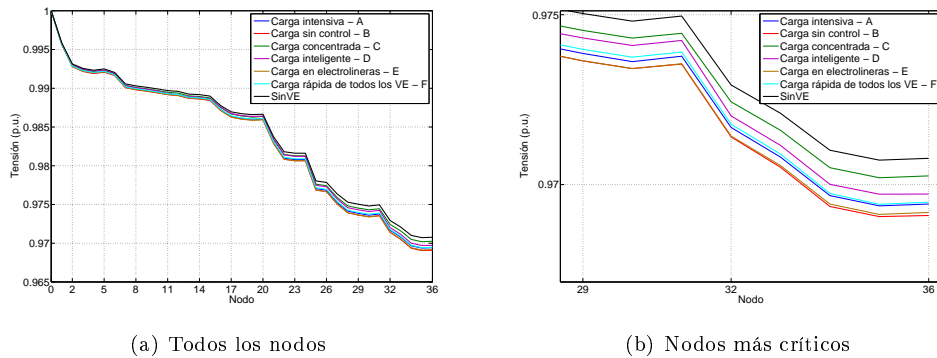


Figura 4.29: Tensión mínima que se produce en los nodos de la red - Invierno - 30 % VE

VE provoca una caída de la tensión con respecto al escenario sin VE. Esta caída de tensión se caracteriza por incrementarse en los momentos de mayor demanda. La máxima caída de tensión se produce en el momento de mayor demanda eléctrica (19h). En la Figuras

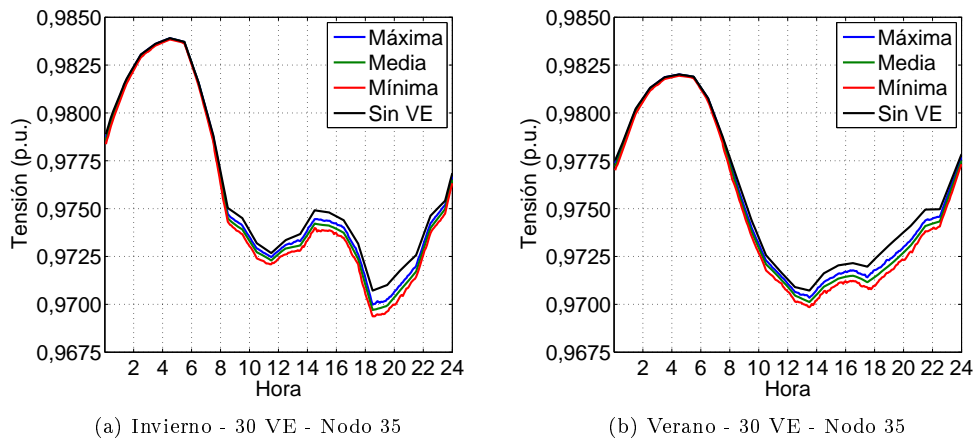


Figura 4.30: Rango de la caída de tensión en la línea en el escenario de carga intensiva - A

4.31(a) y 4.31(b), correspondientes a invierno y verano respectivamente, también se verifica que en estado estacionario no se sobrepasan los límites normativos de caída de tensión. Comparativamente con el escenario A, la caída de tensión aumenta considerablemente. En las Figuras 4.32(a) y 4.32(b) se podría producir una variación importante de tensión dado la conexión de prácticamente toda la demanda agregada de VE en el mismo momento, aunque está dentro de límites. En el escenario D que se analiza el impacto tal y como se muestra en las Figuras 4.33(a) y 4.33(b) aparece una variabilidad en la curva de tensión mínima provocada por la demanda de cargas rápidas. En cambio la media de la demanda se sitúa muy cerca del escenario sin VE dado que la demanda de cargas rápidas es muy esporádica. También se observa que la variabilidad de la tensión durante las horas supervalle es muy reducida ya que la gestión de la carga permite equilibrar la potencia durante toda la noche. El análisis del impacto en la red en el escenario de carga en electrolineras E expuesto en las Figuras 4.34(a) y 4.34(b) se observa que la caída de tensión es ligeramente inferior al escenario B. Esto se debe a que la carga lenta nocturna coincide con las cargas rápidas que se producen en el horario nocturno por lo que la demanda es elevada. La diferencia se

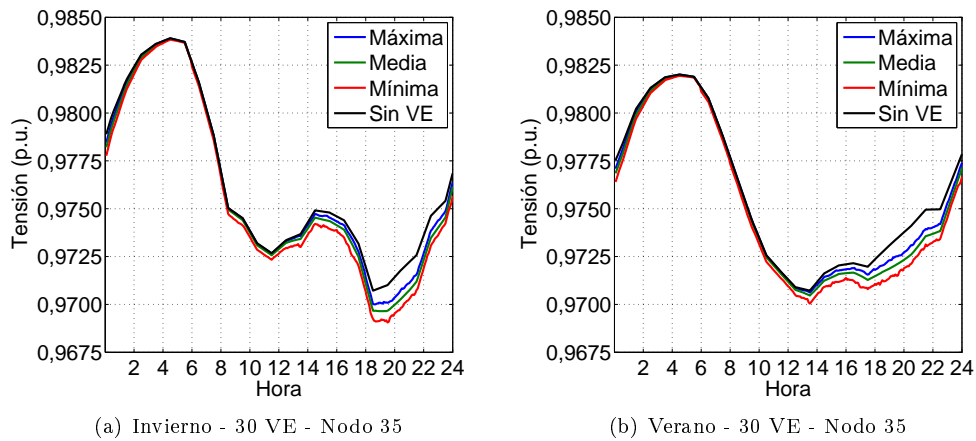


Figura 4.31: Rango de la caída de tensión en la línea en el escenario base de carga sin control - B

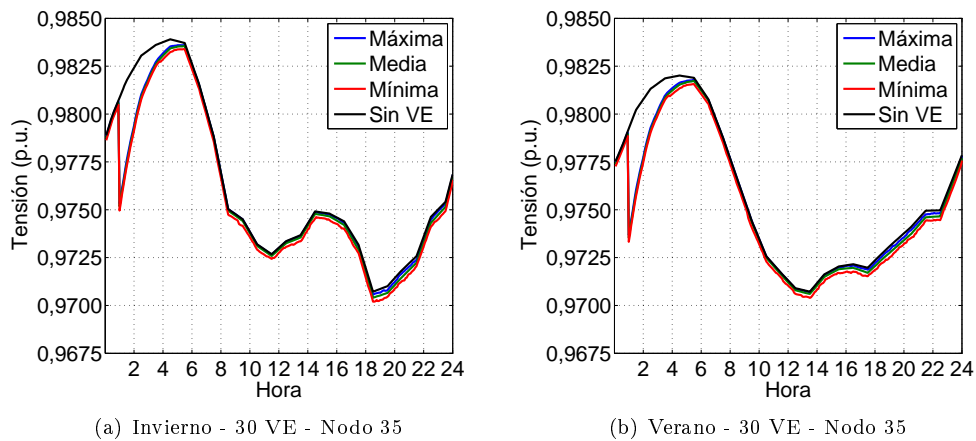


Figura 4.32: Rango de la caída de tensión en la línea en el escenario de carga concentrada - C

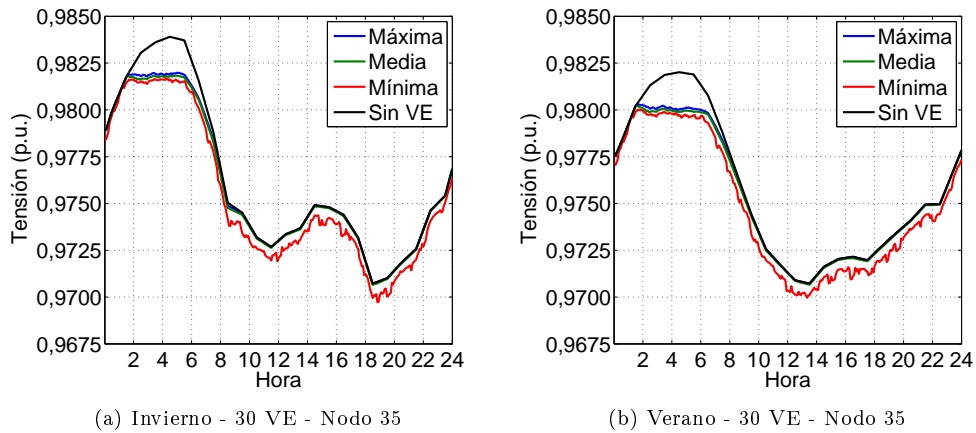


Figura 4.33: Rango de la caída de tensión en la línea en el escenario de carga inteligente - D

debe a que las cargas permiten recuperar la energía en poco tiempo por lo que se reduce la demanda máxima que pueden provocar. En las Figuras 4.35(a) y 4.35(b) se muestra la

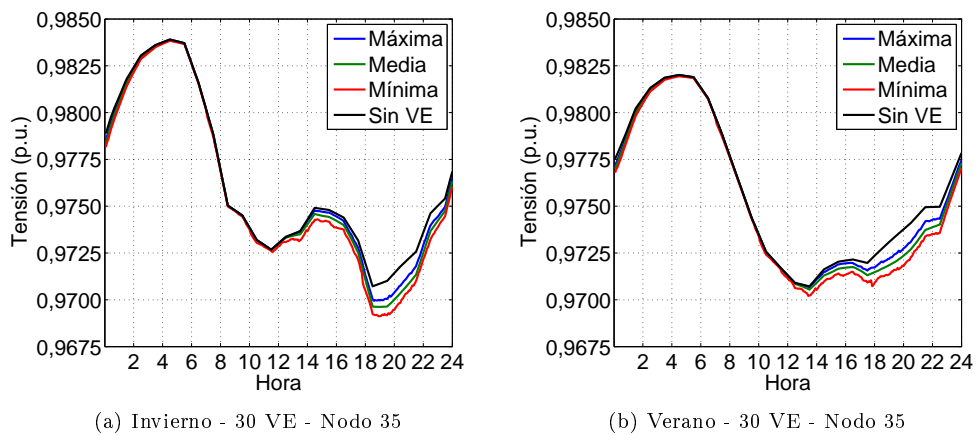


Figura 4.34: Rango de la caída de tensión en la línea en el escenario de carga en electrolineras - E

tensión a lo largo del día en el escenario F. Este escenario no presenta complicaciones de impacto desde el punto de vista de la caída de tensión y es parecido al escenario A por lo que se concluye que a nivel agregado la potencia de carga no es un factor determinante pero si lo es el comportamiento de los usuarios.

## 4.8. Consideraciones en la implantación del modelo

En cuanto a la modelización del conjunto de agentes C3, que realiza los desplazamientos con destino a Barcelona, no se dispone de todos los datos necesarios en la *Enquesta de Mobilitat Quotidiana* [3]. Los datos que no se disponen son los de vuelta a casa ocupacional de los usuarios que no residen en Barcelona. Para ello y sabiendo que el conjunto C3 es en número menos importante que el grupo C1 se ha optado por respetar la proporción de

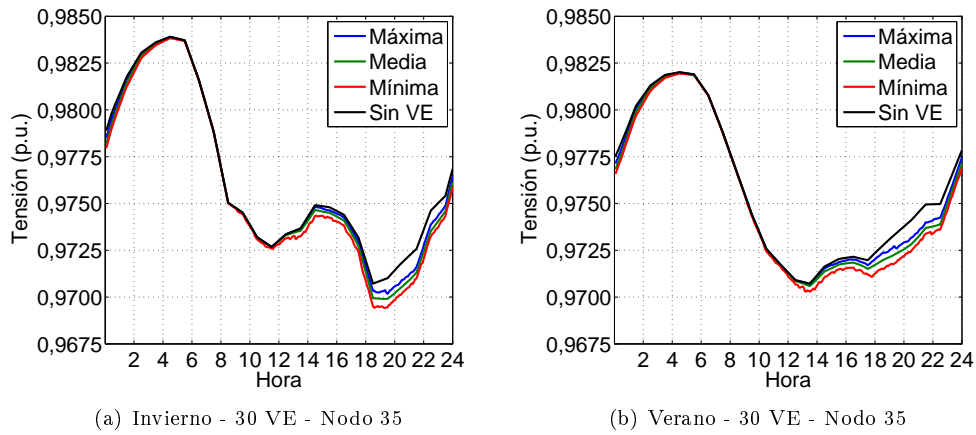


Figura 4.35: Rango de la caída de tensión en la línea en el escenario de carga rápida de todos los VE - F

desplazamientos entre ocupacionales y vuelta a casa ocupacional del conjunto C1. Tal y como se expone en el apartado de trabajos futuros 4.8, se propone implementar un caso de estudio con datos particulares de una zona a partir de datos de campo reales.

## Conclusiones

El objetivo principal del proyecto era la elaboración de una metodología para la previsión de la demanda de la carga de los vehículos eléctricos y este se ha alcanzado satisfactoriamente tanto en el método como en el caso de estudio. Para realizarlo se han desarrollado las siguientes tareas

- Estado del arte de los modelos de demanda de carga de VE
- Elaboración de un modelo de demanda de carga por VE
- Modelización del proceso de carga de baterías por carga lenta y rápida
- Aplicación de la metodología en el caso de estudio para Barcelona
- Implementación de estrategias de carga de VE y propuestas para la reducción de su impacto
- Simulación del escenario
- Análisis de la caída de tensión máxima en los distintos escenarios

Primeramente se exponen las conclusiones generales del proyecto y luego se detallan algunos aspectos relativos a los capítulos de carga lenta y rápida, tanto desde el punto de vista del modelado como del caso de estudio.

Primeramente se concluye que en vista de todo el escenario que involucra la carga de vehículos eléctricos es muy importante la realización de estudios técnicos para evaluar el impacto que tendrán los VE en las redes cuando estos vayan aumentando su penetración en las ciudades. También

### Carga lenta

Seguidamente se exponen las conclusiones obtenidas en el capítulo 2 en el que se considera solamente la carga lenta para cargar los VE.

- Aparece un nuevo fenómeno en la demanda eléctrica que son los picos por conexión de VE. Estas conexiones podrán ser gestionadas pero siempre teniendo en cuenta las necesidades de movilidad de los usuarios. Aquellos usuarios que llegando a su destino necesiten obligatoriamente una carga no podrán esperar a las horas valle para cargarse.

## Carga rápida

Sobre la implementación de la posibilidad de realizar una carga rápida de los estudios realizados se determinan las siguientes conclusiones.

- La carga rápida es imprescindible para que todos los usuarios puedan realizar sus desplazamientos con los actuales BEV.
- El parámetro que más influencia el uso de la carga rápida es  $Dist_{Limite}$  ya que, si  $Dist_{Limite}$  está por encima del recorrido medio del VE, es poco probable que requiera una carga rápida en valor promedio.

## Caso de estudio

- Debido a los comportamientos de los conductores de Barcelona en invierno la demanda eléctrica máxima podría aumentar considerablemente si no se adoptan medidas de control de la carga de VE. Este fenómeno podría ser aplicable a la mayoría de ciudades.
- En verano la carga entre desplazamientos podría causar más problemas si todos los usuarios cargan realizan una carga al llegar a su destino.
- Para reducir el impacto resulta imprescindible introducir los condicionantes necesarios para que la carga de VE no provoque problemas en la red.
- El tiempo entre que los usuarios llegan a su estacionamiento habitual al final del día y el primer desplazamiento del siguiente día es suficiente para cargar los VE con cargadores monofásicos de 230 V y intensidad máxima de 16 A.
- Algunos centros de transformación podrían quedar sobrecargados por la incorporación de la demanda de VE.
- La carga inteligente es el escenario que mejor permite reducir el impacto por la incorporación de la carga de VE.

## Trabajos futuros

A continuación se exponen los trabajos futuros que se pueden desarrollar a raíz de este trabajo.

- Estudiar la estacionalidad de la movilidad en relación con la estacionalidad de la demanda eléctrica.
- Estudiar la influencia de la homogeneidad de la movilidad en las zonas urbanas mediante técnicas de simulación y previsión del transporte en función de la atracción de cada zona. Se puede realizar mediante técnicas UTP (*Urban Transportation Planning*) para tener en cuenta los principios de Wardrop en base a unas preferencias declaradas ya que el objetivo es conocer la localización de los actuales desplazamientos. Y así poder estudiar la localización óptima de los puntos de carga rápida y lenta en base a la movilidad urbana. Además se podrían tener en cuenta las etapas en los desplazamientos de los agentes.

- Implementar el modelo con datos concretos de una zona de movilidad, demanda eléctrica de la zona y características de la red de distribución.
- Implementar el proceso de carga de cada modelo de vehículo eléctrico según las características técnicas de cada uno, utilizando modelos eléctricos de la batería.
- Estudio y análisis de la sensibilidad de la demanda de los VE en función de parámetros como la ansiedad de autonomía (*Range anxiety*).
- Considerar la carga de vehículos eléctricos a largo plazo con un 100% de VE.





## Agradecimientos

Agradecer especialmente a Roberto Villafáfila la dedicación y la entrega en supervisar y orientar este proyecto para que al final sea una realidad. También agradecer a Antoni Sudrià, Andreas Sumper y Agustí Egea la confianza puesta en mi desde el primer día. Y a todos los compañeros del CITCEA - UPC que con sus consejos y comentarios me han ayudado a realizar este proyecto.



## Apéndice A

# Presupuesto

El objetivo de esta sección es presentar el presupuesto real del proyecto. Este proyecto es un proyecto de simulación por lo que los únicos elementos necesarios han sido los propios de una oficina. El presupuesto está dividido en coste del material informático y en el coste de investigación y desarrollo.

### A.1. Presupuesto del material informático

La tabla A.1 muestra el presupuesto destinado a los dispositivos que conforman el hardware. El ordenador presupuestado es un Asus con un procesador Intel Core i3 2,93 GHz con 4 GB de memoria RAM y el monitor es un HP 2211X 21.5"LED DVI.

Tabla A.1: Presupuesto del material informático

Concepto	Precio/unidad	Unidades	Total
Ordenador	441,00 €	0,5	220,50 €
Monitor	111 €	0,5	55,50 €
<i>MATLAB</i> ©	6.000,00 €	0,25	1.500,00 €
<b>TOTAL</b>			<b>1.776,00 €</b>

### A.2. Presupuesto de la investigación y desarrollo

La tabla A.2 muestra el presupuesto destinado a la mano de obra.

Tabla A.2: Presupuesto del I+D

Concepto	Precio por hora	Nº de horas	Total
Investigación	35 €/h	250	8.750,00 €
Programación	35 €/h	300	10.500,00 €
Redacción	35 €/h	200	7.000,00 €
<b>TOTAL</b>		<b>750</b>	<b>26.250,00 €</b>

### A.3. Suma por capítulos

La tabla A.3 muestra el presupuesto total del proyecto.

Tabla A.3: Suma por capítulos

<b>Capítulo</b>	<b>Precio</b>
Presupuesto del material informático	1.776,00 €
Presupuesto del I+D	26.250,00 €
Subtotal	28.026,00 €
Costes operativos (10 % subtotal)	2.802,60 €
TOTAL	30.828,60 €
IVA (21 %)	6.474,01 €
<b>TOTAL</b>	<b>37.302,61 €</b>

**Fecha:** 03 de diciembre de 2012

**Firma:** Pol Olivella i Rosell

## Apéndice B

# Impacto ambiental

A lo largo del proyecto se han expuesto las distintas partes elaboradas. Todas ellas se han realizado únicamente a nivel de estudio, programación y simulación y no se han desarrollado ninguna construcción ni prototipo. El proyecto tampoco tiene un destino constructivo ni de generar un proceso que genere un impacto ambiental. Dado que el núcleo del proyecto es de software, el impacto ambiental que este genera es poco relevante.

Seguidamente se exponen distintos aspectos del impacto ambiental relacionados con el vehículo eléctrico.

### B.1. El impacto ambiental del vehículo eléctrico

Tal y como se ha expuesto en la introducción, el consumo energético mundial se destina mayoritariamente al sector del transporte. Esta energía primaria proviene de combustibles fósiles y la implantación del vehículo eléctrico permitirá que el origen de la energía del sector del transporte se diversifique según la estructura energética de cada región. Pero el vehículo eléctrico tiene otros beneficios e inconvenientes a parte del consumo directo de energía. El vehículo eléctrico generará otros impactos a nivel ambiental y social. Principalmente se reducirá la contaminación atmosférica y acústica, se generarán residuos especiales, se consumirán más baterías que deberán ser recicladas y se pondrán en funcionamiento nuevas plantas de generación eléctrica para cubrir la nueva demanda. A continuación se exponen los distintos puntos con más detalle.

#### B.1.1. Contaminación atmosférica

Dentro de la contaminación atmosférica se debe diferenciar entre los gases contaminantes y los de efecto invernadero. El vehículo eléctrico posibilita que en las zonas de circulación no se genere contaminación atmosférica. Los principales gases contaminantes que generan los coches de combustión son los óxidos de nitrógeno ( $NO_x$ ), el monóxido de carbono ( $CO$ ) y los hidrocarburos ( $H_xC_y$ ). Y el gas de efecto invernadero principal en los vehículos de combustión es el dióxido de carbono ( $CO_2$ ). En Europa, las emisiones de  $CO_2$  provenientes de los vehículos privados representan el 16% [105]. Des del punto de vista de la calidad del aire de las zonas de mayor circulación es un beneficio muy notable. Por otra parte la energía eléctrica consumida tiene una contaminación ambiental asociada.

### **B.1.2. Contaminación acústica**

El cambio de fuente energética en el transporte permite un cambio de motor propulsor del vehículo. Actualmente los motores de combustión tienen un nivel de ruido y vibraciones asociadas considerables. Pero los motores eléctricos son más silenciosos y generan menos vibraciones. Esto se traduce directamente en menos contaminación acústica en las ciudades. La contaminación acústica es un problema notable en las ciudades porque genera estrés y fatiga que impacta en la salud de los ciudadanos.

### **B.1.3. Generación de residuos especiales**

Otro punto a favor del vehículo eléctrico frente al de combustión son la reducción de los residuos especiales asociados a su funcionamiento. Los principales residuos son líquidos refrigerantes, los aceites y demás lubricantes que el VE no necesita. Estos residuos tienen un alto potencial contaminante y se tratan en plantas especiales con su gestión asociada. También se debe destacar que los vehículos de combustión tienen entre 30.000 y 50.000 componentes frente a los 5.000 de los VE, por lo que se generan menos residuos tal y como explica C. C. Chan en una entrevista [106].

### **B.1.4. Las baterías y su reciclaje**

En cuanto a las baterías, que constituyen el elemento central del VE, también resulta un punto de discusión desde el punto de vista ambiental. Las actuales baterías son cada día más sofisticadas para que tengan mejores prestaciones. Estos modelos avanzados utilizan multitud de materiales que son más difíciles de separar y reciclar por lo que el impacto de las baterías es considerable. También se debe destacar lo que se denomina como la segunda vida de las baterías por lo que, a pesar de no tener las prestaciones para los VE tienen aplicación en distintos ámbitos como soporte a la red eléctrica. Uno de los primeros casos que se han hecho públicos ha sido un caso de reutilización de baterías del Chevrolet Volt que han desarrollado conjuntamente General Motors y ABB.

### **B.1.5. El aumento de consumo eléctrico por la carga de vehículos eléctricos**

Tal y como se ha expuesto en el capítulo 1.2.7, el aumento de la demanda eléctrica por VE con la gestión de esta nueva demanda podría favorecer la implantación de más generación renovable al existir capacidad de consumo cuando el sistema tenga un excedente de generación renovable.

## Apéndice C

# Características de la red eléctrica del caso de estudio

Seguidamente se exponen los datos de los elementos utilizados para definir la red del caso de estudio.

Tabla C.1: Características de los elementos empleados en la red del caso de estudio.

CT	Nº trafos	Pnom [kVA]	Línea	L [km]	S [mm2]
T0	1	25.000	-	-	-
T1	1	160	L1	0,3	400
T2	3	250+250+400	L2	0,2	400
T3	1	400	L3	0,4	240
T4	2	160+250	L4	0,4	240
T5	1	160	L5	0,3	240
T6	1	400	L6	0,2	240
T7	1	250	L7	0,3	240
T8	2	250+250	L8	0,2	240
T9	1	400	L9	0,3	240
T10	1	160	L10	0,2	240
T11	2	250	L11	0,3	240
T12	1	250	L12	0,3	240
T13	2	250+250	L13	0,3	240
T14	1	160	L14	0,3	240
T15	2	250+630	L15	0,2	240
T16	2	630+250	L16	0,4	240
T17	2	400+160	L17	0,4	240
T18	1	250	L18	0,2	240

Tabla C.2: Características de los elementos empleados en la red de estudio.

CT	Nº trafos	Pnom [kVA]	Línea	L [km]	S [mm2]
T19	1	160	L19	0,5	240
T20	2	250+160	L20	0,1	240
T21	1	250	L21	0,4	240
T22	2	160+250	L22	0,2	240
T23	2	160+250	L23	0,3	240
T24	1	630	L24	0,2	240
T25	2	250+400	L25	0,5	240
T26	2	400+250	L26	0,2	240
T27	1	160	L27	0,3	240
T28	1	400	L28	0,2	240
T29	1	160	L29	0,2	240
T30	2	250+250	L30	0,3	240
T31	1	250	L31	0,2	240
T32	2	160+250	L32	0,7	240
T33	1	400	L33	0,3	240
T34	2	160+250	L34	0,5	240
T35	2	400+250	L35	0,3	240
T36	1	400	L36	0,4	240



## Apéndice D

### Tablas del caso de estudio

Seguidamente se exponen los datos utilizados para la distribución de las cargas a lo largo de la red eléctrica.

Tabla D.1: Distribución de probabilidades de demanda eléctrica y demanda por VE

<b>Nodo</b>	<b>Probab. VE</b>	<b>Prop. Dem. Eléct</b>	<b>Datos origen</b>	<b>Pnom [kVA]</b>	<b>Nº Domicilios</b>
1	0,0217	0,0108	Eixample	160	42
2	0,0217	0,0609	Eixample	250+250+400	265
3	0,0288	0,0271	Les Corts	400	121
4	0,0288	0,0277	Les Corts	160+250	114
5	0,0288	0,0108	Les Corts	160	42
6	0,0217	0,0271	Eixample	400	121
7	0,0217	0,0169	Eixample	250	72
8	0,0217	0,0338	Eixample	250+250	144
9	0,0217	0,0271	Eixample	400	121
10	0,0217	0,0108	Eixample	160	42
11	0,0217	0,0169	Eixample	250	72
12	0,0217	0,0169	Eixample	250	72
13	0,0217	0,0338	Eixample	250+250	144
14	0,0217	0,0108	Eixample	160	42
15	0,0217	0,0595	Eixample	250+630	268
16	0,0288	0,0595	Les Corts	630+250	268
17	0,0288	0,0379	Les Corts	400+160	163
18	0,0288	0,0169	Les Corts	250	72

Tabla D.2: Distribución de probabilidades de demanda eléctrica y demanda por VE

<b>Nodo</b>	<b>Probab. VE</b>	<b>Prop. Dem. Eléct</b>	<b>Datos origen</b>	<b>Pnom [kVA]</b>	<b>Nº Casas</b>
19	0,0288	0,0108	Les Corts	160	42
20	0,0288	0,0277	Les Corts	250+160	114
21	0,0288	0,0169	Les Corts	250	72
22	0,0320	0,0277	Sarrià	160+250	114
23	0,0320	0,0277	Sarrià	160+250	114
24	0,0320	0,0426	Sarrià	630	196
25	0,0320	0,0440	Sarrià	250+400	193
26	0,0320	0,0440	Sarrià	400+250	193
27	0,0320	0,0108	Sarrià	160	42
28	0,0320	0,0271	Sarrià	400	121
29	0,0320	0,0108	Sarrià	160	42
30	0,0320	0,0338	Sarrià	250+250	144
31	0,0320	0,0169	Sarrià	250	72
32	0,0320	0,0277	Sarrià	160+250	144
33	0,0320	0,0271	Sarrià	400	121
34	0,0320	0,0277	Sarrià	160+250	114
35	0,0320	0,0440	Sarrià	400+250	193
36	0,0320	0,0271	Sarrià	400	121

## Bibliografía

- [1] Ali Emadi Mehrdad Ehsani, Yimin Gao. *Modern Electric, Hybrid Electric, and Fuel Cell Vehicles*. 2010. 7, 20, 21
- [2] Thomas B. Reddy David Linden. *Handbook of batteries*. McGraw-Hill, 2002. 7, 24
- [3] IERMB Institut d'Estudis Regionals i Metropolitans de Barcelona. Enquesta de mobilitat quotidiana. Technical report, ATM - Autoritat del Transport Metropolità. Àrea de Barcelona, 2006. 7, 11, 27, 54, 69, 74, 75, 76, 99
- [4] Sikai Huang and D. Infield. The potential of domestic electric vehicles to contribute to power system operation through vehicle to grid technology. In *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International*, pages 1–5, sept. 2009. 7, 29, 34, 35, 36, 37
- [5] Cetelem Grupo BNP PARIBAS. El coche eléctrico y los europeos, 2012. 7, 51, 52
- [6] DOYMO Desarrollo Organización y Movilidad. Dades bàsiques de mobilitat 2011. Technical report, Ajuntament de Barcelona, 2011. 7, 54, 69, 74, 76, 77
- [7] Proyecto de movilidad eléctrica movele. <http://movele.es>. 11, 20, 22
- [8] International Energy Agency. *World Energy Outlook 2010*. 15
- [9] Sociedad de Técnicos de Automoción STA. *El vehículo eléctrico. Desafíos tecnológicos, infraestructuras y oportunidades de negocio*. Libbooks, 2011. 19, 25
- [10] Plataforma d'impuls al vehicle elèctric a barcelona live. <http://w41.bcn.cat>. 20
- [11] Department of transportation - united states. <http://www.dot.gov>. 21
- [12] Chademo association. <http://www.chademo.com>. 26, 63
- [13] Fundación de la energía de la Comunidad de Madrid. Movilidad urbana sostenible, un reto energético y ambiental, 2010. 26
- [14] Hai xiang Zhao and Frédéric Magoulès. A review on the prediction of building energy consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6):3586 – 3592, 2012. 27, 31, 41
- [15] Luis R. Izquierdo, José M. Galán, José i. Santos, and Ricardo Del Olmo. Modelado de sistemas complejos mediante simulación basada en agentes y mediante dinámica de sistemas. Nov. 2008. 28, 47
- [16] Roberto Villafáfila-Robles. *Probabilistic modeling in normal operation and the control of distribution system with renewable source based DG units*. PhD thesis, Universitat Politècnica de Catalunya UPC, 2009. 28

- [17] Naveen Venkatesan, Jignesh Solanki, and Sarika Khushalani Solanki. Residential demand response model and impact on voltage profile and losses of an electric distribution network. *Applied Energy*, 96(0):84 – 91, 2012. 28, 37
- [18] Juan Pablo Cuartas Vélez. Nuevos modelos de negocio en el sistema eléctrico español por la integración del vehículo eléctrico. Master's thesis, Universitat Politècnica de Catalunya - Departament d'Enginyeria Elèctrica, 2011. 29
- [19] Real decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética. 29, 59
- [20] Mobile energy resources in grids of electricity - merge. <http://www.ev-merge.eu>. 29
- [21] Grids for vehicles - g4v. <http://www.g4v.eu>. 29
- [22] Active distribution network with full integration of demand and distributed energy resources - address. <http://www.addressfp7.org>. 29
- [23] Verde. <http://www.cenitverde.es>. 29
- [24] Antonio Gómez Expósito. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. MacGrawHill, 2002. 30, 69
- [25] M.D. Galus C. Dobler M. Balmer G. Andersson Waraich, R.A. and K.W. Axhausen. Plug-in hybrid electric vehicles and smart grid: Investigations based on a micro-simulation. December 2009. 12th International Conference on Travel Behaviour Research (IATBR). 30, 37
- [26] G.T. Heydt, Purdue Electric Power Center, and Purdue University. School of Electrical Engineering. *The Deployment on Load Management Strategies: Technical Issues*. TR-EE. Purdue Electric Power Center, School of Electrical Engineering, Purdue University, 1981. 31
- [27] G.T. Heydt. The impact of electric vehicle deployment on load management strategies. *Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1983. 31, 36
- [28] M.M. Collins and G.H. Mader. The timing of EV recharging and its effect on utilities. *Vehicular Technology, IEEE Transactions on*, 32(1):90–97, feb 1983. 31, 34, 36
- [29] Richard A. Watts and Steven Letendre. The effects of plug-in hybrid electric vehicles on the vermont electric transmission system. Technical report, University of Vermont Transportation Center. 32
- [30] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen. The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 25(1):371–380, feb. 2010. 32, 34, 35, 36, 38
- [31] Minghong Peng, Lian Liu, and Chuanwen Jiang. A review on the economic dispatch and risk management of the large-scale plug-in electric vehicles phevs-penetrated power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(3):1508 – 1515, 2012. 32
- [32] Shuang Gao, K.T. Chau, Diyun Wu, and C.C. Chan. Modeling and coordinated control for integrating electric vehicles into the power grid. In *Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2011 International Conference on*, pages 1 –6, aug. 2011. 32, 34, 35, 36
- [33] Sikai Huang and D. Infield. The impact of domestic plug-in hybrid electric vehicles on power distribution system loads. In *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on*, pages 1 –7, oct. 2010. 32, 34, 35, 36, 37

- [34] E. Sortomme, M.M. Hindi, S.D.J. MacPherson, and S.S. Venkata. Coordinated charging of plug-in hybrid electric vehicles to minimize distribution system losses. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 2(1):198–205, march 2011. [32](#), [36](#), [38](#), [39](#)
- [35] Jianhui Wang, Cong Liu, Dan Ton, Yan Zhou, Jinho Kim, and Anantray Vyas. Impact of plug-in hybrid electric vehicles on power systems with demand response and wind power. *Energy Policy*, 39(7):4016–4021, 2011. [32](#), [35](#), [36](#), [40](#)
- [36] S. Rahman and G.B. Shrestha. An investigation into the impact of electric vehicle load on the electric utility distribution system. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 8(2):591–597, apr 1993. [32](#), [36](#)
- [37] E. Valsera-Naranjo, D. Martinez-Vicente, A. Sumper, R. Villafafila-Robles, and A. Sudria-Andreu. Deterministic and probabilistic assessment of the impact of the electrical vehicles on the power grid. In *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pages 1–8, july 2011. [32](#), [33](#), [35](#), [36](#), [37](#), [38](#), [41](#), [71](#)
- [38] Angel Rosso Mateo. Evaluación del impacto de los vehículos eléctricos en las redes de distribución. Master’s thesis, Universidad Pontificia de Comillas - Escuela técnica superior de ingeniería ICAI, 2010. [32](#), [35](#)
- [39] Thomas P. Lyon, Mark Michelin, Arie Jongejan, and Thomas Leahy. Is “smart charging” policy for electric vehicles worthwhile? *Energy Policy*, 41(0):259–268, 2012. [32](#), [34](#), [36](#)
- [40] Arindam Maitra, Jason Taylor, Daniel Brooks, Mark Alexander, and Mark Duvall. Integrating plug-in-electric vehicles with the distribution system. In *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on*, pages 1–5, june 2009. [32](#), [33](#), [36](#), [37](#), [38](#)
- [41] J.A.P. Lopes, F.J. Soares, and P.M.R. Almeida. Identifying management procedures to deal with connection of electric vehicles in the grid. In *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pages 1–8, june/july 2009. [32](#), [36](#)
- [42] Joao Soãres, Bruno Canizes, Cristina Lobo, Zita Vale, and Hugo Morais. Electric vehicle scenario simulator tool for smart grid operators. *Energies*, 5(6):1881–1899, 2012. [32](#), [33](#), [34](#), [35](#), [39](#)
- [43] C. Pang, P. Dutta, and M. Kezunovic. BEVs-PHEVs as dispersed energy storage for V2B uses in the smart grid. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 3(1):473–482, march 2012. [32](#), [39](#), [40](#)
- [44] Rodrigo Garcia-Valle and John G. Vlachogiannis. Letter to the editor: Electric vehicle demand model for load flow studies. *Electric Power Components and Systems*, 37(5):577–582, 2009. [33](#)
- [45] E. Valsera-Naranjo, A. Sumper, P. Lloret-Gallego, R. Villafafila-Robles, and A. Sudria-Andreu. Electrical vehicles: State of art and issues for their connection to the network. In *Electrical Power Quality and Utilisation, EPQU 2009. 10th International Conference on*, pages 1–3, sept. 2009. [33](#), [38](#)
- [46] Andreas Schroeder and Thure Traber. The economics of fast charging infrastructure for electric vehicles. *Energy Policy*, 43(0):136–144, 2012. [33](#), [34](#), [35](#), [36](#), [63](#), [66](#)
- [47] Frederik Geth, Sven Debreucker, Kristien Clement, and Johan Driesen. Charging power analysis for a belgian plug-in hybrid electric vehicle fleet. In *5th IEEE Young Researchers Symposium*, Mar. 2010. [33](#)

- [48] Li Zhang, Tim Brown, and G. Scott Samuelson. Fuel reduction and electricity consumption impact of different charging scenarios for plug-in hybrid electric vehicles. *Journal of Power Sources*, 196(15):6559 – 6566, 2011. [34](#)
- [49] Agathe Grenier and Shannon Page. The impact of electrified transport on local grid infrastructure: A comparison between electric cars and light rail. *Energy Policy*, 49(0):355 – 364, 2012. [34](#), [35](#), [36](#)
- [50] Adolfo Perujo and Biagio Ciuffo. The introduction of electric vehicles in the private fleet: Potential impact on the electric supply system and on the environment. a case study for the province of milan, italy. *Energy Policy*, 38(8):4549 – 4561, 2010. [34](#)
- [51] Kristien Clement-Nyns, Edwin Haesen, and Johan Driesen. The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid. *Electric Power Systems Research*, 81(1):185 – 192, 2011. [34](#), [35](#), [39](#)
- [52] Kejun Qian, Chengke Zhou, M. Allan, and Yue Yuan. Modeling of load demand due to EV battery charging in distribution systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26(2):802 –810, may 2011. [34](#), [35](#), [39](#)
- [53] Shuang Gao, K.T. Chau, C.C. Chan, Chunhua Liu, and Diyun Wu. Optimal control framework and scheme for integrating plug-in hybrid electric vehicles into grid. *Journal of Asia Electric Vehicles*, 9(1), June 2011. [34](#), [35](#), [39](#)
- [54] A. Lojowska, D. Kurowicka, G. Papaefthymiou, and L. van der Sluis. From transportation patterns to power demand: Stochastic modeling of uncontrolled domestic charging of electric vehicles. In *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pages 1 –7, july 2011. [34](#), [35](#), [37](#)
- [55] M. Multin, F. Allerding, and H. Schmeck. Integration of electric vehicles in smart homes - an ICT-based solution for V2G scenarios. In *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, pages 1 –8, jan 2012. [34](#), [40](#)
- [56] Jarod C. Kelly, Jason S. MacDonald, and Gregory A. Keoleian. Time-dependent plug-in hybrid electric vehicle charging based on national driving patterns and demographics. *Applied Energy*, 94(0):395 – 405, 2012. [34](#), [35](#), [36](#)
- [57] Thomas Stephens. An agent-based model of energy demand and emissions from plug-in hybrid electric vehicle use. Technical report, Center for Sustainable Systems - University of Michigan, 2010. [34](#), [37](#)
- [58] Qinglai Guo, Yao Wang, Hongbin Sun, Zhengshuo Li, Shujun Xin, and Boming Zhang. Factor analysis of the aggregated electric vehicle load based on data mining. *Energies*, 5(6):2053–2070, 2012. [34](#), [35](#), [37](#)
- [59] Claire Weiller. Plug-in hybrid electric vehicle impacts on hourly electricity demand in the united states. *Energy Policy*, 39(6):3766 – 3778, 2011. [34](#)
- [60] Sikai Huang and D. Infield. Demand side management for domestic plug-in electric vehicles in power distribution system operator. In *21st International Conference on Electricity Distribution*, June 2011. [34](#), [35](#), [37](#)
- [61] Nina Juul and Peter Meibom. Road transport and power system scenarios for northern europe in 2030. *Applied Energy*, 92(0):573 – 582, 2012. [34](#)

- [62] J.A.P. Lopes, F.J. Soãres, P.M.R. Almeida, P.C. Baptista, C.M. Silva, and T.L. Farias. Quantification of technical impacts and environmental benefits of electric vehicles integration on electricity grids. In *Advanced Electromechanical Motion Systems Electric Drives Joint Symposium, 2009. ELECTROMOTION 2009. 8th International Symposium on*, pages 1 –6, july 2009. 35
- [63] Keenan Valentine, William G. Temple, and K. Max Zhang. Intelligent electric vehicle charging: Rethinking the valley-fill. *Journal of Power Sources*, 196(24):10717 – 10726, 2011. 35, 36
- [64] M. Singh, I. Kar, and P. Kumar. Influence of EV on grid power quality and optimizing the charging schedule to mitigate voltage imbalance and reduce power loss. In *Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2010 14th International*, sept. 2010. 35
- [65] N.K. Robert Ball, Marcus Alexander, and Ed Bower. Modelling electric storage devices for ev. Technical report, MERGE Project EU, 2010. 35
- [66] K. Clement, E. Haesen, and J. Driesen. Coordinated charging of multiple plug-in hybrid electric vehicles in residential distribution grids. In *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, pages 1 –7, march 2009. 35, 39
- [67] Salvador Acha, Koen H. van Dam, and Nilay Shah. Modelling spatial and temporal agent travel patterns for optimal charging of electric vehicles in low carbon networks. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting , San Diego, CA, USA.*, 22nd -26th July 2012. 35, 36, 39
- [68] Eduardo Valsera-Naranjo, Andreas Sumper, Roberto Villafafila-Robles, and David Martínez-Vicente. Probabilistic method to assess the impact of charging of electric vehicles on distribution grids. *Energies*, 5(5):1503–1531, 2012. 35, 36, 38, 71
- [69] Lingwen Gan, U. Topcu, and S. Low. Optimal decentralized protocol for electric vehicle charging. In *Decision and Control and European Control Conference (CDC-ECC), 2011 50th IEEE Conference on*, pages 5798 –5804, dec. 2011. 36
- [70] G.A. Putrus, P. Suwanapongkarl, D. Johnston, E.C. Bentley, and M. Narayana. Impact of electric vehicles on power distribution networks. In *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009. VPPC '09. IEEE*, pages 827 –831, sept. 2009. 36
- [71] J. Fluhr, K.-H. Ahlert, and C. Weinhardt. A stochastic model for simulating the availability of electric vehicles for services to the power grid. In *System Sciences (HICSS), 2010 43rd Hawaii International Conference on*, pages 1 –10, jan. 2010. 36
- [72] M.D. Galus and G. Andersson. Demand management of grid connected plug-in hybrid electric vehicles (PHEV). In *Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE*, pages 1 –8, nov. 2008. 37, 39
- [73] Galus M, Waraich R, Balmer M, Andersson G, and Axhausen Kw. A framework for investigating the impact of PHEVS. 37
- [74] M.D. Galus and G. Andersson. Integration of plug-in hybrid electric vehicles into energy networks. In *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pages 1 –8, june/july 2009 2009. 37, 39
- [75] M. Balmer. *Travel demand modeling for multi-agent traffic simulations: Algorithms and systems*. PhD thesis, ETH Zurich, May 2007. 37

- [76] Karsten Hedegaard, Hans Ravn, Nina Juul, and Peter Meibom. Effects of electric vehicles on power systems in northern europe. *Energy*, (0), 2012. 37
- [77] Energy system model balmorel. <http://www.balmorel.com>. 37
- [78] A. Mohsenian-Rad, V.W.S. Wong, J. Jatskevich, R. Schober, and A. Leon-Garcia. Autonomous demand-side management based on game-theoretic energy consumption scheduling for the future smart grid. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 1(3):320–331, dec. 2010. 37, 39
- [79] R. Smith, S. Shahidinejad, D. Blair, and E.L. Bibeau. Characterization of urban commuter driving profiles to optimize battery size in light-duty plug-in electric vehicles. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 16(3):218 – 224, 2011. 38
- [80] Eline Kleiwegt and Zofia Lukszo. Grid impact analysis of electric mobility on a local electricity grid. *IEEE*, 2012. 38
- [81] J.A.P. Lopes, F.J. Soares, and P.M.R. Almeida. Integration of electric vehicles in the electric power system. *Proceedings of the IEEE*, 99(1):168 –183, jan. 2011. 38
- [82] Kristien Clement, Edwin Haesen, and Johan Driesen. Stochastic analysis of the impact of plug-in hybrid electric vehicles on the distribution grid. In *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on*, june 2009. 38, 39
- [83] C. Battistelli, L. Baringo, and A.J. Conejo. Optimal energy management of small electric energy systems including V2G facilities and renewable energy sources. *Electric Power Systems Research*, 92(0):50 – 59, 2012. 39
- [84] Davion M. Hill, Arun S. Agarwal, and Francois Ayello. Fleet operator risks for using fleets for V2G regulation. *Energy Policy*, 41(0):221 – 231, 2012. 39
- [85] Salvador Acha, T.C. Green, and N. Shah. Optimal charging strategies of electric vehicles in the uk power market. In *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011 IEEE PES*, pages 1 –8, jan. 2011. 39
- [86] Salvador Acha, Tim C. Green, and Nilay Shah. Effects of optimised plug-in hybrid vehicle charging strategies on electric distribution network losses. In *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES*, pages 1 –6, april 2010. 39
- [87] Claus Krog Ekman. On the synergy between large electric vehicle fleet and high wind penetration. an analysis of the danish case. *Renewable Energy*, 36(2):546 – 553, 2011. 40
- [88] C. Hutson, G.K. Venayagamoorthy, and K.A. Corzine. Intelligent scheduling of hybrid and electric vehicle storage capacity in a parking lot for profit maximization in grid power transactions. In *Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE*, pages 1 –8, nov. 2008. 40
- [89] Chengzong Pang, M. Kezunovic, and M. Ehsani. Demand side management by using electric vehicles as distributed energy resources. In *Electric Vehicle Conference (IEVC), 2012 IEEE International*, pages 1 –7, march 2012. 40
- [90] Bruno Soares M.C. Borba, Alexandre Szklo, and Roberto Schaeffer. Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil. *Energy*, 37(1):469 – 481, 2012. 40, 41



- [91] J.A. Pecas Lopes, P.M. Rocha Almeida, and F.J. Soares. Using vehicle-to-grid to maximize the integration of intermittent renewable energy resources in islanded electric grids. In *Clean Electrical Power, 2009 International Conference on*, pages 290 – 295, june 2009. 40
- [92] Joint Center for Energy Management (JCEM). Artificial neural networks applied to loanstar data. Technical report, 1992. 41
- [93] SSAK Javeed Nizami and Ahmed Z Al-Garni. Forecasting electric energy consumption using neural networks. *Energy Policy*, 23(12):1097 – 1104, 1995. 41
- [94] S.F. Ghaderi S. Sohrabkhani A. Azadeh. Annual electricity consumption forecasting by neural network in high energy consuming industrial sectors. *Energy Conversion and Management*, 49(8):2272 – 2278, 2008. 41
- [95] Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa CEPE. Reglamento 101. disposiciones uniformes relativas a la homologación, por una parte, de vehículos de pasajeros impulsados únicamente por un motor de combustión interna o por una cadena de tracción eléctrica híbrida, respecto a la medición de la emisión de dióxido de carbono y el consumo de carburante o bien del consumo de energía eléctrica y la autonomía eléctrica y, por otra, de vehículos de las categorías m1 y n1 impulsados únicamente por una cadena de tracción eléctrica, respecto a la medición del consumo de energía eléctrica y la autonomía eléctrica, Julio 2012. 42
- [96] Francesc Pozo Montero, Núria Parés Mariné, Yolanda Vidal Seguí, and Ferran Mazaira Font. *Probabilitat i estadística matemàtica. Teoria i problemes resoltts*. 2010. 50
- [97] V. Marano, S. Onori, Y. Guezennec, G. Rizzoni, and N. Madella. Lithium-ion batteries life estimation for plug-in hybrid electric vehicles. In *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009. VPPC '09. IEEE*, pages 536 –543, sept. 2009. 51
- [98] Marie K.A. Anderson. Characteristics of trips and travellers in private and public transportation in the danish travel survey data, 2010. 51
- [99] Electric Power Research Institute EPRI. The plug-in hybrid vehicle - beyond gasoline. 51
- [100] Real decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo. 66
- [101] W.H. Kersting. Radial distribution test feeders. *Transactions on Power System*, 6(3):975 –985, aug 1991. 71
- [102] Norma técnica particular - generalidades (ntp-gen), 2006. 71
- [103] Deloitte. Unplugged - electric vehicle realities versus consumer expectations. Technical report. 77
- [104] Frost & Sullivan. Executive analysis of global electric vehicle forecast, March 2012. 78
- [105] Consell Assessor per al Desenvolupament Sostenible CADS. Diagnosi i perspectives del vehicle elèctric a catalunya. 109
- [106] Revista entrelíneas. Entrevista a c.c. chan, 2012. 110