

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

***ANÁLISIS DEL POTENCIAL ASOCIADO AL
VEHÍCULO ELÉCTRICO PARA LA OPTIMIZACIÓN
DEL DISEÑO DE INSTALACIONES DE
GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE PARA
VIVIENDAS***

Estudiante	<i>Barragán, Sánchez-Lanuza, Miguel</i>
Director/Directora	<i>Zamora, Bélder, Inmaculada</i>
Departamento	<i>Ingeniería Eléctrica</i>
Curso académico	<i>2019-20</i>

Índice

Índice.....	iii
Índice de figuras.....	v
Índice de tablas.....	viii
1 INTRODUCCIÓN.....	1
2 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO.....	2
3 ESTADO DEL ARTE.....	3
3.1 Contexto energético.....	3
3.2 Tipos de vehículos eléctricos.....	5
3.2.1 Vehículo híbrido enchufable.....	5
3.2.2 Vehículos Puramente Eléctricos (BEV).....	7
3.2.3 Vehículo eléctrico híbrido de pila de combustible (FC-PHEV).....	8
3.3 Componentes principales de los vehículos eléctricos.....	9
3.3.1 Baterías.....	9
3.3.2 Sistema de gestión de la batería (BMS).....	11
3.3.3 Cargador interno.....	12
3.3.4 Motor eléctrico.....	12
4 EFECTO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO EN LA RED.....	14
4.1 Métodos de recarga.....	14
4.1.1 Recarga conectada.....	14
4.1.2 Recarga inductiva.....	18
4.1.3 Intercambio de baterías.....	18
4.2 Impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución.....	19
4.3 Comportamiento en las recargas de los vehículos (Excel).....	20
4.3.1 Número de viajes.....	21
4.3.2 Horas de los viajes.....	22
4.3.3 Longitud de los viajes.....	23
4.3.4 Número de cargas.....	24
4.3.5 Lugar de recarga.....	25
4.3.6 Perfiles de recarga.....	27
5 METODOLOGÍA.....	31
5.1 Modelado de la red de baja tensión.....	31
5.2 Escenarios estudiados.....	34
5.2.1 Escenario base.....	35
5.2.2 Escenarios estudiados.....	36

6	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	40
6.1	Definición de las cargas.....	40
6.2	Resultados de los escenarios	42
6.2.1	Dumb charge – Entre semana	43
6.2.2	Dumb Charge – Fines de semana.....	48
6.2.3	Off-peak charge.....	51
6.2.4	50% Dumb charge – 50% Off-peak charge.....	54
6.2.5	Escenarios anteriores con instalación PV.....	57
7	CONCLUSIONES	63
8	BIBLIOGRAFÍA.....	65

Índice de figuras

Figura 1: Evolución de las emisiones de CO ₂ en España comparado con el objetivo 2020 (Robaina, 2020)	3
Figura 2: Curva de demanda con la recarga en hora valle de VE (Red Eléctrica de España, 2020)	4
Figura 3: Configuración del sistema de tracción en serie (García & Zamora, 2016).....	6
Figura 4: Configuración del sistema de tracción en paralelo (García & Zamora, 2016)	7
Figura 5: Configuración del sistema de tracción en serie-paralelo (García & Zamora, 2016)	7
Figura 6: Configuración básica del vehículo eléctrico (García & Zamora, 2016).....	8
Figura 7: Configuración del vehículo eléctrico híbrido de pila de combustible (García & Zamora, 2016)	9
Figura 8: Envejecimiento en función de la profundidad de descarga en baterías de litio (García & Zamora, 2016).....	10
Figura 9: Esquema de la recarga CC/CV para celdas de ion litio (Cargadores de Baterías de Litio, 2020)	12
Figura 10: Modos de recarga según el IEC 61851 (Asociación argentina de VE y alternativos, 2020)	16
Figura 11: Enchufe conector Schuko (The Wallbox Store, 2020).....	17
Figura 12: Enchufe y conector Yazaki (Efficient Mobility, 2020).....	17
Figura 13: Conector Mennekes (Circuitor, 2020).....	17
Figura 14: Conector único combinado (Efficient Mobility, 2020)	17
Figura 15: Conector Scame (Nogales, 2019)	17
Figura 16 : Conector CHAdeMO (AliExpress, 2020)	18
Figura 17: Distribución de probabilidad del número de viajes en un día entre semana (Lazzeroni, Olivero, Reperro, Stirano, & Vallet, 2019)	21
Figura 18: Distribución de probabilidad del número de viajes en un día de fin de semana (Lazzeroni, Olivero, Reperro, Stirano, & Vallet, 2019)	21
Figura 19: Distribución de probabilidad de las horas de salida a) y de llegada b) entre semana (Lazzeroni, Olivero, Reperro, Stirano, & Vallet, 2019)	22
Figura 20: Distribución de probabilidad de las horas de salida a) y de llegada b) los fines de semana (Lazzeroni, Olivero, Reperro, Stirano, & Vallet, 2019).....	22
Figura 21: Distribución de probabilidad de las distancias recorridas al día (García & Zamora, 2016)	23
Figura 22: Distribución de probabilidad de las distancias recorridas por viaje (García & Zamora, 2016)	23
Figura 23: Distribución de probabilidad de la duración de los viajes (Lazzeroni, Olivero, Reperro, Stirano, & Vallet, 2019)	24
Figura 24: Distribución de probabilidad del número de recargas diarias para BEV (García & Zamora, 2016)	24
Figura 25: Distribución de probabilidad del número de recargas diarias para PHEV (García & Zamora, 2016)	25
Figura 26: Reparto de las recargas entre las distintas opciones para BEV (Hyun, Chakraborty, Hardman, & Tal, 2020)	26
Figura 27: Reparto de las recargas entre las distintas opciones para PHEV (Hyun, Chakraborty, Hardman, & Tal, 2020)	26

Figura 28: Reparto de las recargas entre los posibles lugares (Hyun, Chakraborty, Hardman, & Tal, 2020).....	27
Figura 29: Perfil de demanda debido a la recarga (Dumb charge) del VE en hogares (García & Zamora, 2016)	28
Figura 30: Ejemplo del funcionamiento de la base de datos (Elaboración propia)	28
Figura 31: Perfil de demanda debido a la recarga (Off-peak charge) del VE en hogares (Paevere, y otros, 2014)	29
Figura 32: Perfil de demanda debido a la recarga (Smart charge) del VE (Banez-Chicharro, Latorre, & Ramos, 2014)	29
Figura 33: Zonas de San Sebastián que conforman el modelo (Elaboración Propia)	31
Figura 34: Modelo de Power Factory de la zona 3 (Elaboración propia).....	32
Figura 35: Curva de demanda eléctrica de un edificio de adm. Pública (Elaboración propia) ...	32
Figura 36: Secciones de los conductores según la potencia que transportan (Iberdrola, 2004)	34
Figura 37: Demanda energética de las zonas debido a edificios en invierno (Elaboración propia)	35
Figura 38: Captura de la herramienta PVGIS con las opciones utilizadas para modelar la instalación (Comisión Europea, 2019).....	37
Figura 39: Perfil de generación fotovoltaica en un día tipo de invierno (Elaboración propia)...	37
Figura 40: Curvas de demanda debidas a los VE de cada zona con un 20% de penetración (Dumb charge) (Elaboración propia).....	38
Figura 41: Ordenación de las cargas debidas a los edificios en Excel (Elaboración propia)	40
Figura 42: Administrador del Modelo en Power Factory (Elaboración propia)	41
Figura 43: Elección del tipo de cálculo de flujo de cargas en Power Factory (Elaboración propia)	42
Figura 44: Estado de la red en Power Factory tras haber sido simulada con un 100% de VE (Elaboración Propia).....	42
Figura 45: Curvas de demanda debidas a edificios y vehículos apiladas – 10% VE Dumb charge (Elaboración propia).....	43
Figura 46: Curvas de demanda debidas a los VE de cada zona - 10% de VE Dumb charge (Elaboración propia).....	44
Figura 47: Nivel de carga de las líneas – 10% de VE Dumb charge (Elaboración propia)	44
Figura 48: Evolución de las pérdidas debidas a las líneas respecto al % de VE (Elaboración propia).....	45
Figura 49: Curvas de demanda debidas a edificios y vehículos apiladas – 100% VE Dumb charge (Elaboración propia).....	46
Figura 50: Nivel de carga de las líneas – 100% de VE Dumb charge (Elaboración propia)	46
Figura 51: Curvas de demanda debidas a los VE de cada zona - 10% de VE DC Fines de semana (Elaboración propia).....	48
Figura 52: Curvas de demanda debidas a edificios y vehículos apiladas – 100% VE DC Fines de semana (Elaboración propia)	49
Figura 53: Nivel de carga de las líneas – 100% de VE DC Fines de semana (Elaboración propia)	49
Figura 54: Curvas de demanda debidas a los VE de cada zona - 10% de VE Off-peak charge (Elaboración propia).....	51
Figura 55: Curvas de demanda debidas a edificios y vehículos apiladas – 100% Off-peak charge (Elaboración propia).....	52
Figura 56: Nivel de carga de las líneas – 100% de VE Off-peak charge (Elaboración propia).....	52

Figura 57: Curvas de demanda debidas a los VE de cada zona - 10% de VE 50% Off-peak charge (Elaboración propia).....	54
Figura 58: Curvas de demanda debidas a edificios y vehículos apiladas – 100% VE Off-peak charge (Elaboración propia)	55
Figura 59: Nivel de carga de las líneas – 100% de VE 50% Off-peak charge (Elaboración propia)	56
Figura 60: Porcentaje de los flujos de potencia en líneas – Dumb charge (Elaboración propia) 58	
Figura 61: Nivel de carga de las líneas – Dumb charge con PV (Elaboración propia)	58
Figura 62: Porcentaje de los flujos de potencia en líneas – Off-peak charge (Elaboración propia)	59
Figura 63: Nivel de carga de las líneas – Off-peak charge con PV (Elaboración propia)	60
Figura 64: Porcentaje de los flujos de potencia en líneas – 50% Off-peak charge (Elaboración propia)	60
Figura 65: Nivel de carga de las líneas – 50% Off-peak charge con PV (Elaboración propia)	61

Índice de tablas

Tabla 1: Potencias máximas consumidas por zona y estación (Elaboración propia).....	33
Tabla 2: Potencias máximas por zona y su transformador correspondiente (Elaboración propia)	33
Tabla 3: Valores principales de la simulación del primer escenario – Dumb charge (Elaboración propia).....	47
Tabla 4: Valores principales de la simulación del primer escenario – DC Fines de semana (Elaboración propia).....	50
Tabla 5: Valores principales de la simulación del primer escenario – Off-peak charge (Elaboración propia).....	53
Tabla 6: Valores principales de la simulación del primer escenario – 50% Off-peak charge (Elaboración propia).....	56
Tabla 7: Resumen de resultados de los escenarios con instalación PV (elaboración propia)	61

1 INTRODUCCIÓN

El ser humano se enfrenta a grandes desafíos, planteados principalmente por él mismo, debidos al ritmo de consumo asfixiante al que somete a los recursos naturales del planeta. Para los próximos años se pretende continuar con la misma calidad de vida de los países occidentales y extenderla a los países menos desarrollados, lo que llevaría a un colapso de la Tierra tal y como se le conoce. Esto obliga a que todas las sociedades, comandadas por sus respectivos gobiernos, cambien el rumbo, dejando en un segundo plano el afán de enriquecerse a cualquier precio y buscando nuevos estilos de vida y producción, mejorando la eficiencia en ciudades e industrias y reduciendo la contaminación a la que se ven sometidos todos los recursos naturales que quedan.

La transición no va a ocurrir instantáneamente, como su nombre indica, los cambios van a llegar paulatinamente, encontrando un camino sostenible por el que no está permitido pararse. Gran parte de los elementos de las ciudades sufrirán cambios, como será el caso de la edificación, la automatización de procesos, la movilidad, etc. Pero dichos cambios, sean notorios o pasen desapercibidos, deberán ser entendidos como necesarios por los ciudadanos, ya que como dijo Gaylor Nelson “La prueba definitiva de la conciencia de los seres humanos hoy puede ser su voluntad de sacrificar algo hoy para las generaciones futuras...”.

El uso de energías limpias para la producción de electricidad y la reducción de emisiones debidas al sector del transporte son dos puntos clave que se pueden encontrar en todos los planes energéticos de cualquier país, como ocurre en España, aquí se espera que en 2040 los nuevos vehículos comerciales ligeros tengan unas emisiones de 0 g/km de CO₂. Este objetivo pone el foco en los vehículos eléctricos y de pilas de combustible como soluciones al problema. (La Vanguardia, 2020)

Por este hecho, se están generando una gran cantidad de estudios acerca del vehículo eléctrico, relativos a la mejora de éstos, estrategias de recarga o a la minimización de los impactos que puedan generar. Este trabajo se ha centrado en el último de los puntos, el impacto de los vehículos eléctricos con el fin de arrojar más luz en un ámbito que resulta preocupante viendo que la penetración de esta tecnología va a resultar casi exponencial.

2 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL PROYECTO

En este trabajo de fin de máster se pretende aumentar los conocimientos acerca del comportamiento de los usuarios de vehículos eléctricos y los impactos que tengan estos en las redes de distribución, a las que se conectarán para llevar a cabo sus recargas.

Se inicia con una revisión bibliográfica en la que se presentan las distintas tipologías de VE que hay, teniendo en cuenta también a los vehículos híbridos enchufables, y los diferentes componentes que se encuentran en dichos vehículos, exponiendo las ventajas de las distintas opciones que se dan, como es el caso de las baterías o los motores eléctricos.

Posteriormente, se analiza el comportamiento de los usuarios. Para ello, se ha creado una base de datos en la que se han recopilado una serie de perfiles de demanda eléctrica debida a las recargas de los vehículos eléctricos dependiendo de la localización (hogar, aparcamiento público, trabajo, etc), día de la semana y estrategia seguida (dumb charge, off-peak charge y Smart charge). Con todos estos perfiles se facilita el posterior análisis que se desee realizar en el que investigan los vehículos eléctricos, como ha ocurrido en el caso práctico.

Para entender los cambios que puede sufrir una red eléctrica de distribución. conforme aumenta la penetración del vehículo eléctrico en una ciudad, se ha creado un modelo de dicha red, se han introducido las cargas debidas a los edificios, (provieniendo estos datos de la herramienta Enerkad, desarrollada por el grupo de planificación energética de Tecnalia), se han introducido la cargas debidas a los vehículos eléctricos y, en el último de los escenarios analizados, los datos de generación distribuida de que se dispondría al introducir paneles fotovoltaicos en los edificios que se han simulado.

A partir de las simulaciones del caso práctico se han podido obtener una serie de conclusiones acerca de las estrategias que se deben seguir para minimizar los impactos en los distintos elementos de la red, ya que se ha estudiado el nivel de carga de las líneas y transformadores en todos los escenarios planteados.

Finalmente, la propia creación de la base de datos con los perfiles de recarga de los vehículos eléctricos facilitará el análisis rápido de escenarios muy diversos, pudiendo llevarse a cabo dichas simulaciones en el modelo de la red de baja tensión creado para Power Factory, para el cual están ya preparados los valores de las cargas debidas a los VE.

3 ESTADO DEL ARTE

3.1 Contexto energético

La transición energética que se está dando en la mayoría de los países conlleva cambios significativos en todos los ámbitos de la sociedad, ya que la mejoría en los hogares, las industrias o el transporte significará un avance de suma importancia hacia la reducción del impacto que tiene el ser humano sobre el medioambiente.

La Unión Europea continúa poniéndose objetivos, los cuales no siempre han sido cumplidos, siendo uno de estos los marcados para el 2030. Dichos objetivos son bastante generales, pero conllevan cambios muy ambiciosos: una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40%, una cuota renovable sobre el total de energía primaria del 32% y una mejora de la eficiencia energética de hasta el 32.5%. (Comisión Europea, 2018)

En el caso de España, integrante de la UE, en el Plan Integrado de Energía y Clima se exponen sus objetivos para 2030, los cuales varían en cierta medida con respecto a los de la Comisión Europea, siendo la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de un 23%, algo que queda lejos todavía, ya que como se muestra en la Figura 1, no se ha llegado a reducir ni un solo punto las emisiones desde 1990, el cual es el año base. (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020)

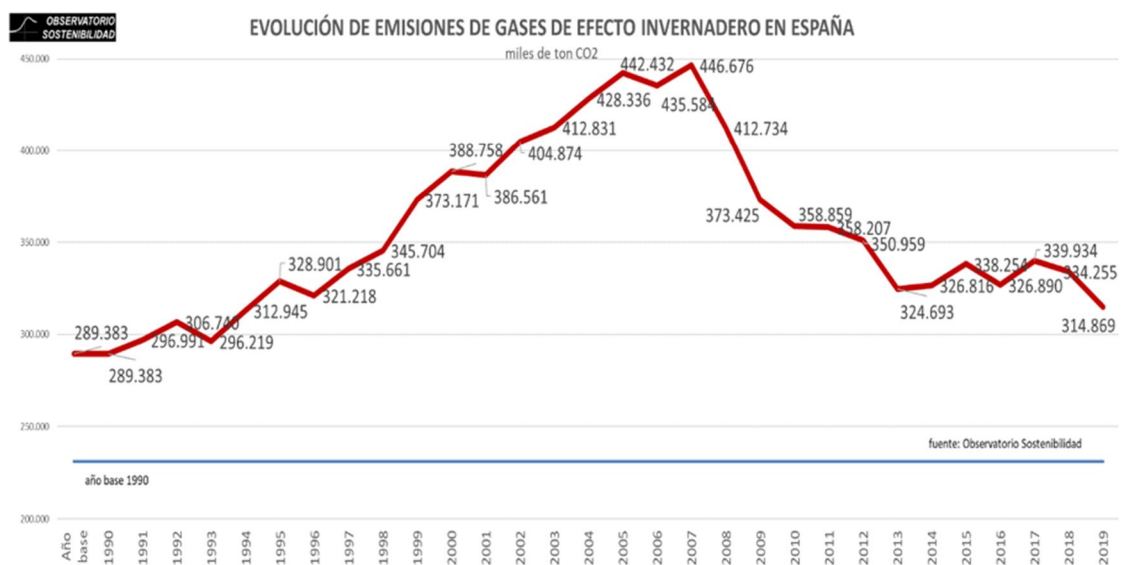


Figura 1: Evolución de las emisiones de CO₂ en España comparado con el objetivo 2020 (Robaina, 2020)

En cuanto a la cuota renovable sobre el total de energía primaria consumida en España, se espera que alcance como mínimo un valor del 42%, a la par que la eficiencia energética, la cual se espere que presente una mejoría del 39.5%. En el caso del mix eléctrico, se espera que un 75% de este sea de origen renovable, el cual sumado a la generación nuclear conllevaría una electricidad casi libre de emisiones.

Puesto que el sector eléctrico va a ser clave para llevar a cabo estos cambios, Red Eléctrica propone ahondar en ciertos ámbitos que cree que son necesarios para llevar a cabo dicha transición.

El primero de ellos es el almacenamiento energético, con el cual se podría mejorar la eficiencia del sistema eléctrico aplanando la curva de demanda e integrando las energías renovables más intermitentes. Por ello, el operador del sistema propone aumentar la capacidad de almacenamiento energético como herramienta para la correcta operación de la red, siendo dicho almacenamiento principalmente de bombeo, con el cual se puede llegar a almacenar una gran cantidad de energía. También propone el almacenamiento térmico a gran escala, similar al utilizado en las plantas termosolares, o sistemas como baterías, condensadores o volantes de inercia para la utilización en redes. (Red Eléctrica de España, 2020)

Otro punto clave para Red Eléctrica es el refuerzo de las interconexiones, proponiendo construir un mayor número de líneas y subestaciones que permitan el intercambio de energía entre los países vecinos de España, en concreto Marruecos, Portugal, Francia y Andorra. El aumento de interconexiones también ayudará en la integración de energías renovables y el abaratamiento de la electricidad generada, lo que hace que este punto se haya convertido en una prioridad para el operador del sistema. (Red Eléctrica de España, 2020)

El último de los cambios que proponen, al igual que en el PNIEC en la sección de propuestas para mejorar la eficiencia energética, es la introducción del vehículo eléctrico. Este hecho supondrá una gran oportunidad para la mejora de la eficiencia global del sistema eléctrico, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la disminución de la dependencia energética del exterior, al dejar de utilizar combustibles fósiles provenientes de países inestables. (Red Eléctrica de España, 2020)

Como expone Red Eléctrica, el VE supone una oportunidad para la flexibilización del sistema eléctrico gracias a la capacidad de los usuarios de gestionar la demanda de sus vehículos variando los patrones de recarga. De ese modo se puede conseguir cargar los vehículos en horas con precios de electricidad menores o ante alguna señal que le mande el sistema para que comience la recarga.

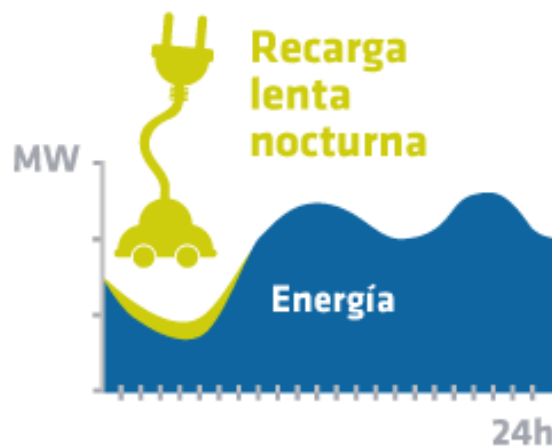


Figura 2: Curva de demanda con la recarga en hora valle de VE (Red Eléctrica de España, 2020)

Según Red Eléctrica, el sistema ya está preparado para una introducción masiva del vehículo eléctrico. Este debe ser capaz de hacer posible la recarga de los vehículos durante la noche, como se muestra en la Figura 2, aprovechando las infraestructuras del sector eléctrico y la disminución de los precios. También deberá permitir la llamada recarga de oportunidad, la cual se realiza puntualmente en espacios públicos o corredores eléctricos. Y, por último, la recarga en los centros de trabajo, la cual será de día y en los centros de trabajo.

En cuando a las ventajas que otorga la recarga inteligente del vehículo eléctrico, se encuentra la del aplanamiento de la curva de demanda, la optimización del uso de infraestructuras de generación y redes eléctricas existentes y la ayuda a la integración de las energías renovables. También, siempre que la electricidad sea en gran parte renovable, contribuirá a la reducción de emisiones de CO₂, a una menor dependencia energética del exterior y a la mejora la calidad del aire y ruido en las ciudades, factores clave para el bienestar de los ciudadanos.

3.2 Tipos de vehículos eléctricos

Entrando en detalle respecto al vehículo eléctrico, cabe destacar que dentro de dicha categoría se puede diferenciar entre distintos tipos de VE, siendo los principales los vehículos híbridos enchufables (PHEV), los vehículos puramente eléctricos (BEV) y los vehículos con pilas de combustible híbridos enchufables (FC-PHEV), dejando fuera de dicha clasificación a los vehículos híbridos (HEV), ya que en estos, la electricidad se genera mediante el motor de combustión interna, no siendo posible su recarga conectándose a la red. (Cabezuelo, Andreu, Kortabarria, de Alegría, & Robles, 2017)

3.2.1 Vehículo híbrido enchufable

Los vehículos híbridos enchufables se propulsan por medio de un motor eléctrico y uno de combustión interna, con la posibilidad de recargar su batería al conectarse a la red. Dicho motor de combustión interna y la batería son los encargados de proveer de energía al vehículo, siendo el primero de los motores el que proporciona una mayor autonomía y tiempos de recarga menores, mientras que el motor eléctrico reduce las emisiones de agentes contaminantes y aumenta la eficiencia global. Además, las baterías se recargan parcialmente por medio del frenado regenerativo, lo que ayuda a aumentar en mayor medida la eficiencia del vehículo frente a los convencionales.

En el caso de los motores de combustión interna, estos tienen una eficiencia baja a cargas parciales, lo que conlleva que la conducción en las ciudades sea la que más energía demande. Gracias al motor eléctrico, la eficiencia a cargas parciales es mejorada, entre otras razones porque mientras el motor eléctrico no es utilizado, véase cuando el coche debe pararse por un semáforo, su consumo es casi nulo, hecho que todavía no ocurre para todos los MCI, aunque se ha desarrollado para modelos actuales.

Este tipo de vehículos tienen por lo general dos modos de operación: un modo exclusivamente eléctrico y otro en el que se mantiene el estado de carga de la batería dentro de un rango. En el primer modo, el vehículo solo se impulsa mediante la batería hasta alcanzar un valor del estado de carga predeterminado, siendo dicho modo generalmente utilizado a bajas velocidades, como puede ser el caso de las ciudades. Por el contrario, en el otro modo de operación, el vehículo se ayuda de las dos fuentes de energía buscando trabajar de la manera más eficiente posible,

pudiéndose utilizar también cuando la batería se ha descargado por completo tras haber sido utilizada en el modo exclusivamente eléctrico.

El uso de dos motores convierte a los híbridos enchufables en vehículos más complejos que los convencionales o los vehículos exclusivamente eléctricos. Por lo tanto, se abre la posibilidad de integrar ambos motores por medio de tres arquitecturas diferentes: en serie, en paralelo o en serie-paralelo.

3.2.1.1 Sistema híbrido de tracción en serie

En la tipología híbrida en serie (S-PHEV), la tracción es solo eléctrica, pudiendo provenir dicha electricidad de la batería o del motor de combustión interna por medio de un generador, como se muestra en la Figura 3. Al ser toda la tracción eléctrica, se evita el uso de la caja de cambios, lo que permite disminuir el peso del vehículo y mejorar su simplicidad.

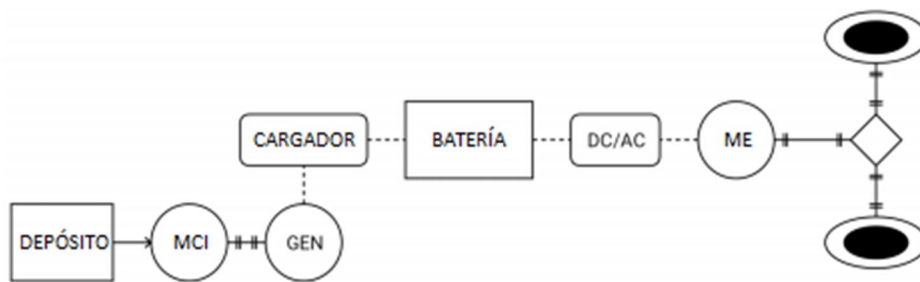


Figura 3: Configuración del sistema de tracción en serie (García & Zamora, 2016)

Gracias a que la generación del MCI está desacoplada de la potencia demandada por el conductor, se obtienen dos ventajas. La primera de ellas es que el motor puede trabajar en todo momento en su punto de máxima eficiencia, independientemente de que el motor cambie su velocidad, mientras que la batería proporciona el resto de la potencia demandada. Por otro lado, el diseño del propio vehículo se simplifica, al encontrarse desacoplado el MCI de las ruedas.

Por el contrario, esta topología tiene una gran desventaja en lo relativo a las conversiones de energía necesarias, ya que, la potencia mecánica que genera el MCI debe ser convertida a potencia eléctrica para luego volver a ser transformada en potencia mecánica. Este hecho conlleva pérdidas importantes, especialmente a grandes velocidades, lo que limita esta tipología a aplicaciones con bajas velocidades. Sumado a esto, el sistema de tracción debe ser diseñado de tal forma que pueda generar la potencia máxima demandada durante un tiempo, lo que conlleva que tanto el motor eléctrico como la batería son relativamente grandes, aumentando el precio de dicha configuración.

3.2.1.2 Sistema híbrido en paralelo de tracción

La topología híbrida en paralelo (P-PHEV) es la arquitectura más común y barata entre los híbridos enchufables, mostrada en la Figura 4, permitiéndose en esta que la tracción del vehículo provenga de ambos motores, por lo que la transmisión es más compleja que en sistema en serie, aunque, por otro lado, el generador conectado al MCI ya no es necesario.

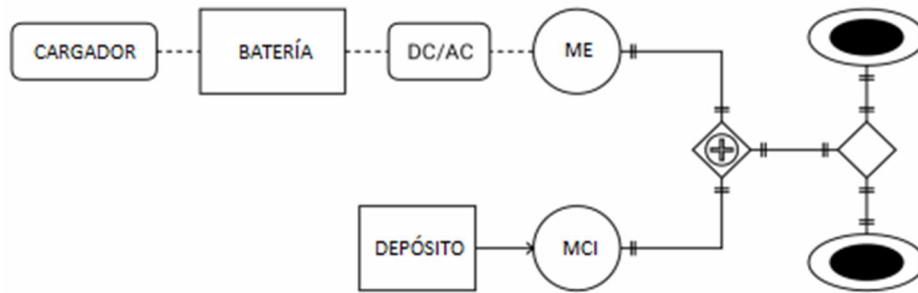


Figura 4: Configuración del sistema de tracción en paralelo (García & Zamora, 2016)

En este caso, el motor de combustión interna deberá ser diseñado para proporcionar la potencia máxima demanda por el vehículo, ya que el motor eléctrico solo podrá funcionar en caso de que la batería no se haya descargado. Por lo tanto, el MCI en esta tipología será mayor que en el S-PHEV, aunque gracias a esto, tanto el motor eléctrico como la batería serán menores, lo que convierte a esta tipología en una opción adecuada para altas velocidades. Como consecuencia de esto, en aplicaciones a bajas velocidades, la eficiencia del vehículo empeora debido a la capacidad reducida de la batería y el motor eléctrico.

3.2.1.3 Sistema híbrido en serie-paralelo

En la configuración serie-paralelo (SP-PHEV), el MCI puede entregar par mecánico directamente al igual que potencia eléctrica a través de un generador, como se observa en la Figura 5. Para que esto sea posible, se utiliza un dispositivo encargado de transmitir el par al generador o a las ruedas. El control en esta topología es clave a la hora de determinar el mejor balance entre las dos tracciones con el fin de conseguir mejores valores de eficiencia.

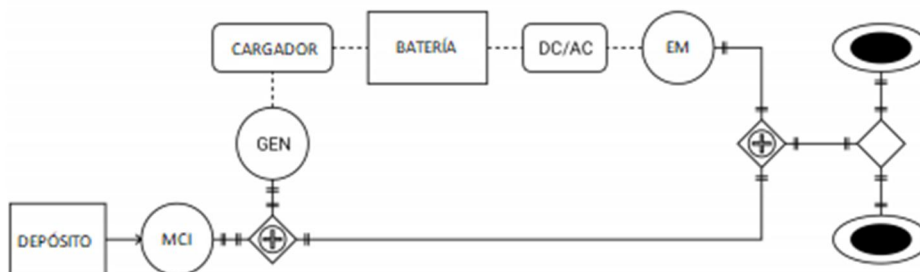


Figura 5: Configuración del sistema de tracción en serie-paralelo (García & Zamora, 2016)

Una desventaja del sistema es que mecánicamente se vuelve más complejo que los anteriores y vuelve a necesitar un generador, como en el caso de la topología en serie, lo que conlleva que el coste sea algo más alto que el de las dos configuraciones anteriores.

3.2.2 Vehículos Puramente Eléctricos (BEV)

Los vehículos eléctricos se propulsan únicamente por medio de la electricidad otorgada por una batería, pudiendo usarse también un ultracondensador. La batería de los vehículos se carga conectándose a la red y por medio del frenado regenerativo, en los momentos en los que el vehículo se decelere. Su arquitectura es más simple que en el caso de los vehículos híbridos enchufables, como se muestra en la Figura 6.

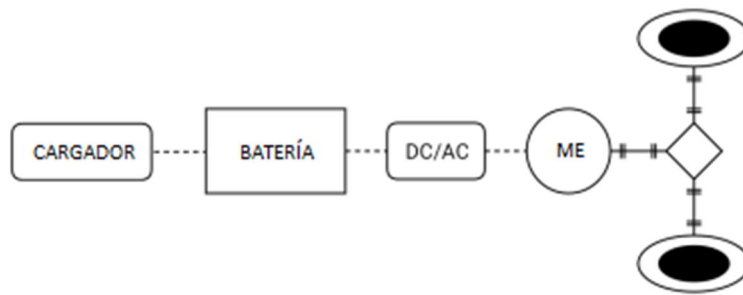


Figura 6: Configuración básica del vehículo eléctrico (García & Zamora, 2016)

Entre los principales componentes del vehículo se encuentra la batería, la cual proporciona toda la potencia demandada por el vehículo, el sistema de gestión de la batería (BMS), el cual monitoriza y administra el funcionamiento de la batería con el fin de evitar degradaciones prematuras, el cargador, el cual extrae energía de la red para cargar la batería, un inversor, encargado de transformar corriente continua en alterna para alimentar el motor y, por último, el ya mencionado motor eléctrico, que transmite por mecánico a las ruedas.

Este tipo de vehículo eléctrico enchufable requiere grandes baterías con el fin de conseguir suficiente autonomía para su uso diario. Como consecuencia, su coste inicial es más alto que el de las demás tipologías, aunque se espera que el precio por kWh de la batería continúe bajando, convirtiendo al BEV en una opción competitiva frente a las convencionales. También cabe destacar que el precio por kilómetro del vehículo eléctrico es 3 0 4 veces inferior a los de combustión interna. Por el uso de la batería, estos vehículos presentan ciertas desventajas como grandes tiempos de recarga o una autonomía limitada.

3.2.3 Vehículo eléctrico híbrido de pila de combustible (FC-PHEV)

La pila de combustible utilizada en estos vehículos es capaz de convertir hidrógeno y oxígeno en electricidad, agua y calor sin emitir ningún contaminante. Los FC-PHEV pueden ser clasificados como híbridos en serie, aunque en este caso, el MCI es sustituido por la pila de combustible, como se observa en la Figura 7. Por esta razón, la eficiencia global del vehículo asciende, al alcanzar las pilas rendimientos cercanos al 50%, superiores al 35% de los MCI. En relación con esto, otra ventaja de las pilas de combustible es que su eficiencia se mantiene alta, aunque trabaje a cargas parciales, a diferencia de lo que ocurría con los motores. Respecto a la operación del sistema, es bastante similar a la de los S-PHEV, ya que la pila estará trabajando en su punto de máxima eficiencia mientras que la batería proporciona o absorbe la energía que falta o sobra. Gracias a este hecho, la configuración permite utilizar una pila de combustible de menor tamaño y coste en comparación con los vehículos eléctricos de pila de combustible.

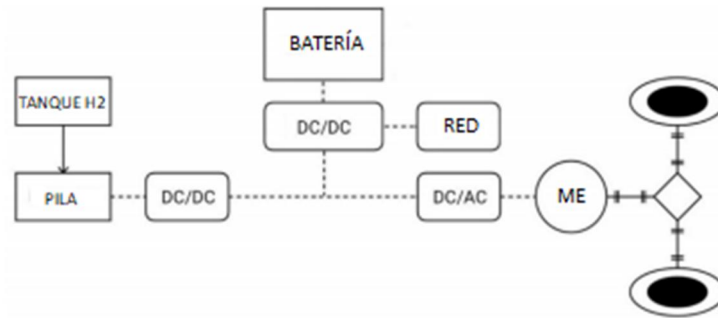


Figura 7: Configuración del vehículo eléctrico híbrido de pila de combustible (García & Zamora, 2016)

A pesar de que el hidrógeno se pueda generar a partir de procesos limpios como la electrolisis, actualmente su generación proviene principalmente del reformado de metano o gas natural con vapor. Tras esto, el hidrógeno se puede almacenar en tanques a presión dentro del vehículo, con tiempos de recarga cercanos a los 5 minutos, aunque los altos precios actuales de las hidrogeneras limitan su expansión.

3.3 Componentes principales de los vehículos eléctricos

En esta sección se entra a explicar en detalle los principales componentes del vehículo eléctrico, ya mencionados anteriormente. Entre estos se encuentran la batería, el sistema de gestión de la batería y el motor eléctrico.

3.3.1 Baterías

Las baterías son usadas para almacenar energía cuando el vehículo se encuentra conectado a la red o bien, cuando hay un exceso de energía en el sistema, como por ejemplo durante un frenado regenerativo. Esa energía se inyecta al sistema de tracción cuando es requerido por la unidad de control del vehículo, además de alimentar también elementos auxiliares como son el sistema de refrigeración o las luces.

El coste de la batería es responsable del 20-40% del precio total del vehículo, aunque la tendencia en los últimos años ha sido la de aumentar la densidad energética de las baterías, desde 60 Wh/L hasta los 150 Wh/L, mientras que su precio por kWh ha caído desde los 800€ hasta los 200€, esperándose que siga esa tendencia en los próximos años gracias a mejoras tecnológicas y la economía de escala.

En cuanto a la vida útil de la batería, esta es limitada, alcanzando su final cuando su capacidad es igual o menor que el 80% de la que era su capacidad inicial. Debido a esto, es importante conocer el estado de salud de la batería, es decir, el nivel de degradación que ha sufrido el elemento, con el fin de conocer con exactitud el rango que puede alcanzar el vehículo.

Dicha degradación no solo se debe tener en cuenta en lo relativo a los recorridos, sino también a la hora de proporcionar energía a otros servicios. Las baterías sufren dos procesos de envejecimiento fundamentales, durante los ciclos de carga y descarga y por el propio paso del tiempo. Hay una relación directa entre ambos procesos, el segundo de estos es debido puramente al aumento de la antigüedad del elemento, aunque no sea usado, estando influenciado por la temperatura y el estado de la carga (SOC). Por otro lado, el otro proceso de envejecimiento se debe a la repetición de ciclos de carga y descarga, siendo clave el número de

ciclos, la profundidad de la descarga, la temperatura y el ritmo de descarga. Tal y como se observa en la Figura 8, la profundidad de la descarga tiene una gran influencia en la degradación de la batería, por lo que en aplicaciones donde el vehículo eléctrico sea el encargado de inyectar energía a una red, su profundidad de descarga deberá estar limitada a pequeños valores.

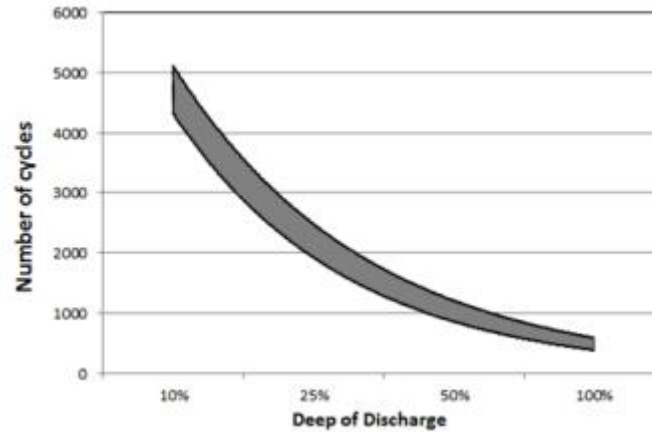


Figura 8: Envejecimiento en función de la profundidad de descarga en baterías de litio (García & Zamora, 2016)

Entre las principales baterías utilizadas para abastecer vehículos eléctricos se encuentran las baterías de plomo ácido, las baterías ZEBRA, las baterías de níquel-metal hidruro y las baterías de litio. (Andwari, Pesiridis, Rajoo, Martinez-Botas, & Esfahanian, 2017)

3.3.1.1 Batería de plomo ácido

Las baterías de plomo ácido, inventadas a mediados del siglo XIX, se han utilizado en multitud de aplicaciones, entre ellas los vehículos eléctricos. Es la tecnología más madura y barata con respecto a las demás baterías, habiendo ocupado el sector del vehículo eléctrico hasta el desarrollo de las baterías NiMH y de ion litio. Estas presentan algunas desventajas para aplicaciones de movilidad, como son una baja densidad energética, una limitada profundidad de descarga, una corta vida útil y valores de autodescarga elevados.

En la actualidad, las baterías de plomo ácido se utilizan en vehículos convencionales para el encendido de los motores de combustión, en pequeños vehículos eléctricos y en aplicaciones estáticas de almacenamiento de energía, como puede ser en el caso de plantas fotovoltaicas.

3.3.1.2 Batería ZEBRA

Las baterías ZEBRA, desarrolladas en 1985, es usada en diferentes aplicaciones, estando entre ellas la de los vehículos eléctricos. Esta batería trabaja a gran temperatura, entre 270°C y 350°C, y presenta una buena densidad energética, bastante superior a las de plomo ácido. Entre otras ventajas, la batería no conlleva mantenimiento, no se autodescarga, no se ve afectada por la temperatura exterior y es fácil estimar su estado de carga. Respecto a su vida útil, esta alcanza los 12 años y más de 1000 ciclos de carga y descarga. Sin embargo, su gran desventaja es que usa un 14% de su energía almacenada cada día con el fin de mantener su temperatura cuando esta no es usada. De otro modo, si no se realizase dicha inversión de energía, antes de usar la batería, debería precalentarse mediante un proceso que puede alcanzar las 12 horas de duración.

3.3.1.3 Batería de níquel-metal hidruro

Las baterías de níquel-metal hidruro se utilizan en algunos vehículos híbridos debido a su fiabilidad, ya que estas pueden durar hasta 3000 ciclos y su rango operacional de temperatura es amplio. En comparación con las baterías de litio, las de NiMH tienen un coste por kWh similar, aunque el peso de estas duplica a las de ion litio. Además, estas presentan problemas relacionados con la autodescarga, con el efecto memoria y se pueden llegar a deteriorar tras largos periodos de almacenamiento. Por lo tanto, con la tendencia actual de precios de las baterías de ion litio, se espera que en unos años las baterías de NiMH se queden sin cuota de mercado si no se producen grandes mejoras en la tecnología.

3.3.1.4 Batería de ion litio

Por último, la ya mencionada batería de ion litio es la tecnología con mejores prestaciones para el vehículo eléctrico debido a su capacidad de alcanzar grandes densidades de energía y potencia. Se han desarrollado diferentes tipos de baterías de ion litio, siendo su ánodo por lo general de grafito, aunque también cabe la posibilidad de utilizar titanato de litio. Esta última opción proporciona mejoras en la vida útil y en algunas propiedades de operación, como su rango de temperatura o su velocidad de carga y descarga, aunque conlleva una disminución en su densidad energética. Respecto a su cátodo, existen varias alternativas (LCO, NCA, etc.) y, por último, el electrolito se compone de una sal de litio en una solución orgánica.

Las celdas de la batería se agrupan formando módulos y varios de estos módulos componen un pack de batería. Dependiendo del fabricante de coches, la forma de agrupar dichas celdas y módulos será diferente, lo que llevará a características diferentes, como una mejor o peor refrigeración de las celdas y, por tanto, una mayor o menor vida útil. Este último parámetro y la propia seguridad de la batería son características que aún no se han llegado a entender en su totalidad.

3.3.2 Sistema de gestión de la batería (BMS)

En cuanto a la operación de las baterías de ion litio, estas se diseñan para que sean fiables y seguras, pero a pesar de ello, estas presentan ciertos problemas de seguridad, sobre al cargarlas en exceso o al operarlas a temperaturas por encima o por debajo de lo recomendado. Por otro lado, una descarga excesiva de la batería conlleva una reducción en la vida útil de esta.

Por estas razones, los vehículos eléctricos necesitan de un elemento capaz de monitorizar y operar sus baterías con el fin de mejorar su vida útil, reducir sus riesgos potenciales y proporcionar lecturas fiables de su estado de carga. Dicho sistema de gestión deberá estar comunicado con otras partes del vehículo, como son el cargador interno, el cargador externo, el sistema de refrigeración, el sistema de control y el propio conductor del vehículo. El sistema también deberá ser capaz de detectar faltas a tierra o fugas de corriente, aislar la batería en caso de emergencia y almacenar datos históricos, los cuales podrían ser útiles tras algún fallo.

Todas las celdas de la batería deben ser monitorizadas y controladas por el sistema de gestión, pudiendo utilizarse tres topologías distintas en función de la implementación de dicho sistema. En la topología centralizada, solo hay un sistema de gestión, lo cual conlleva que cada celda se encuentre conectada al sistema a través de cables, lo que vuelve esta opción la más barata pero la más compleja. Otra tipología es la distribuida, en ella, cada unidad de control se encuentra unida a cada celda, lo que permite que solo haya un cable para transmitir la información desde

las celdas al controlador central, siendo esta opción más cara. Por último, el sistema de gestión modular controla un grupo de celdas, consiguiendo un compromiso entre complejidad y costes.

A la hora de cargar la batería, se pueden dar sobrecargas en algunas celdas, al producirse algunas de sus cargas más rápido que otras. Para afrontar ese problema, el sistema de gestión lleva a cabo un balance entre las celdas, pudiendo ser este activo o pasivo. En este último tipo de balance, la energía sobrante de las celdas se disipa mediante resistencias, lo que disminuye la eficiencia de la recarga. En cuanto al balance activo, las celdas más cargadas transfieren energía a las menos cargadas, mejorando la eficiencia global del proceso y disminuyendo el tiempo de recarga. A pesar de ello, esta última opción es más cara y compleja que la pasiva.

3.3.3 Cargador interno

El cargador interno convierte la energía proveniente de la red, del generador interno del vehículo (en caso del vehículo híbrido en serie) o del frenado regenerativo en corriente continua para poder cargar la batería. El cargador deberá encontrarse comunicado con el sistema de gestión con el fin de evitar daños en la batería debidos a la sobrecarga. El uso de sensores de temperatura también puede ayudar a la protección de la batería, ya que, en caso de altas temperaturas, este podrá accionar un relé.

Las baterías de ion litio se suelen cargar usando el proceso de corriente constante y voltaje constante (CC/CV), mostrado en la Figura 9.

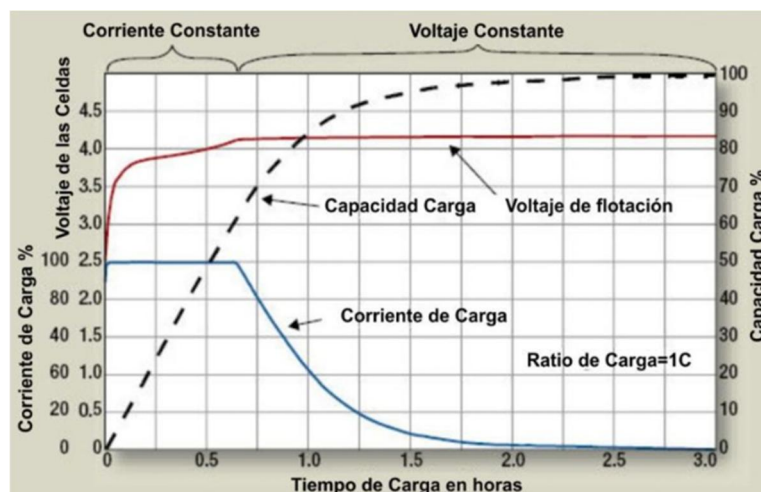


Figura 9: Esquema de la recarga CC/CV para celdas de ion litio (Cargadores de Baterías de Litio, 2020)

Las celdas pueden dañarse si se supera el voltaje límite, por lo que, con dicha metodología, e comienza cargando a una corriente constante, limitada por la celda, hasta alcanzar la tensión máxima, ocurriendo este hecho en estados de carga cercanos al 70%. Tras haber alcanzado dicha tensión, la celda se continúa cargando, esta vez a tensión constante, mientras que la corriente de carga disminuye paulatinamente hasta terminar el proceso de carga.

3.3.4 Motor eléctrico

El sistema de tracción de un vehículo eléctrico está compuesto por uno o más motores eléctricos, dependiendo de la configuración utilizada. Entre los principales motores, se

encuentran los motores de inducción, de imanes permanentes (PM) y los de reluctancia conmutados (SRM).

3.3.4.1 Motor de inducción

El motor de inducción es una tecnología ya madura, la cual presenta ciertas ventajas como su reducido peso, robustez, bajo mantenimiento, alta densidad de potencia y eficiencia y su bajo coste. En las aplicaciones de automoción, la versión de jaula de ardilla es la preferida.

Estos motores suelen operar siguiendo el control de velocidad mediante la relación de voltaje y frecuencia constante, lo que conlleva una pobre respuesta ante rápidos cambios en la velocidad. Por lo tanto, para superar dicho problema, el control utilizado es el de campo orientado.

A pesar de las características positivas que presenta el motor de inducción, en comparación con los de imanes permanentes posee una eficiencia menor debido a las pérdidas en el rotor.

3.3.4.2 Motor de imanes permanentes

El motor PM es considerado una de las soluciones más atractivas para la automoción, ya que, al contrario que en el motor de inducción, no hay corriente circulando por el rotor, lo que mejora su eficiencia. Además, posee más ventajas como un gran par mecánico, compacidad, bajo mantenimiento, larga vida útil, fácil control y una operación silenciosa.

Por otro lado, el precio del motor de imanes permanente es alto, al usar materiales raros, y su rango de potencia es limitado, lo que condiciona la velocidad máxima que puede alcanzar, ya que puede llegar a ser desmagnetizado si alcanza altas temperaturas, lo que obliga a un correcto diseño del sistema de refrigeración.

3.3.4.3 Motor de reluctancia conmutado

El motor de reluctancia conmutado ha mostrado ser una opción fiable, barata y simple para aplicaciones de tracción. El SRM no utiliza bobinados o materiales caros en el rotor, ya que este es de polos salientes, compuesto por un material magnético blando. Su control de potencia es simple debido a que los polos del rotor tienen que alinearse con los del estator, por lo que, para mantener la rotación de dicho rotor, basta con ir conmutando los sucesivos polos del estator.

Debido a su robusta construcción, el SRM puede alcanzar grandes velocidades al soportar mayores fuerzas centrífugas que los motores de imanes permanentes o de inducción. Aunque, por otro lado, este presenta ciertas desventajas, como la presencia de un gran rizado debido a la naturaleza discreta de su operación y el alto nivel de ruido que produce.

4 EFECTO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO EN LA RED

Con la llegada del vehículo eléctrico, las redes de distribución se enfrentan a un nuevo reto, satisfacer la nueva demanda que representa la carga de un número importante de vehículos. Por ello, es necesario desarrollar nuevos métodos de recarga, infraestructuras y estrategias para poder integrar correctamente los VE en las redes de distribución.

En relación a esto, se presentan a continuación tres métodos diferentes de recarga. El primero de ellos es el método más sencillo, al transmitir la energía de la red al vehículo a través de un conductor. Otra opción es la recarga inductiva, en la que no se necesitan cables y la energía se transmite a través de campos magnéticos. En ambos casos, los tiempos de recarga dependerán de la potencia suministrada, pudiendo considerarse el proceso lento o rápido. Las recargas lentas son más apropiadas a la hora de recargar el vehículo en casa o en el trabajo mientras que las rápidas, se utilizan en las cercanías a carreteras, pensadas para minimizar los tiempos en viajes largos. El último método de recarga se basa en sustituir la batería descargada por una totalmente cargada.

Se barajan ciertas estrategias para minimizar los posibles impactos que puede acarrear una gran penetración del vehículo eléctrico en el sistema. Entre ellas está la opción de retrasar la recarga de los VE desde las horas pico en la demanda hasta las horas valle. También se plantea la posibilidad de otorgar incentivos económicos a los usuarios que carguen sus vehículos en períodos de baja demanda. También, puede resultar interesante la implementación de un control coordinado capaz de gestionar la recarga de un número importante de vehículos, con el fin de minimizar impactos y obtener ciertos beneficios en lo relativo a la correcta operación del sistema eléctrico.

4.1 Métodos de recarga

Los métodos de recarga continúan en desarrollo para poder mejorar la autonomía y los tiempos de recarga de los vehículos eléctricos enchufables. Dentro de las opciones ya mencionadas, la recarga a través de un conductor es la más común de todas, aunque la recarga inductiva resulta otro método con potencial debido a su facilidad y seguridad. Por último, la sustitución de una batería por otra es el método más rápido de los tres, aunque su implementación a gran escala puede llegar a ser complejo.

4.1.1 Recarga conectada

En este método se produce un contacto directo entre el vehículo eléctrico enchufable y el equipo de suministro del vehículo eléctrico (EVSE) o el punto de recarga (CP) a través de un cable. En este caso, el usuario debe conectar el enchufe al VE para poder cargar la batería. Este método es eficiente y está suficientemente desarrollado y testado, aunque para los usuarios puede resultar peligrosa la maniobra de enchufar y desenchufar su vehículo, sobre todo en ambientes húmedos.

Entre el equipamiento de recarga estandarizado, los dos más importantes son el SAE J1772 y el IEC 61851.

4.1.1.1 SAE J1772

La Sociedad de Ingenieros de Automoción (SAE) desarrolló el documento J1772, el cual trata sobre la recarga conectada de los vehículos eléctricos enchufables. En ella se establecen los requerimientos para los equipos de suministro del vehículo eléctrico y define cuatro niveles de recarga:

- Nivel 1 AC: en este modo, la carga se lleva a cabo a través de un enchufe de corriente alterna a 120V. La mayoría de los PEVs vienen con un EVSE de serie para este nivel, por lo que no se necesita equipamiento adicional para este modo. En uno de los extremos del cable hay un conector NEMA 5-15 y en el extremo que se enchufa al vehículo un conector J1772. Este método de recarga se utiliza cuando el usuario no dispone del equipamiento necesario para el nivel 2, como, por ejemplo, cuando el vehículo se estaciona en una casa donde no disponen de ningún VE. El nivel 1 es el modo más lento, pero con un periodo de recarga de 8 horas, puede abastecer energía para una autonomía de 40 km, valor superior a las distancias que generalmente se recorren.
- Nivel 2 AC: es el modo más utilizado, ofreciendo una carga a 208V, en aplicaciones comerciales, o a 240V, en aplicaciones residenciales. Este nivel requiere la instalación de equipamiento de recarga especiales, además de un circuito dedicado y equipos de medida. Respecto a la potencia que se transmite, esta es bastante superior al nivel 1, pudiendo inyectar al vehículo hasta 19.2kW.
- Nivel 1 y 2 DC: proporciona una potencia de recarga bastante alta a través de un cargador externo de corriente continua. Este tipo de EVSE se suele localizar en rutas de mucho tráfico o estaciones de recarga públicas, permitiendo a los usuarios cargar su vehículo eléctrico en poco tiempo durante un largo viaje. Los niveles 3 tanto en corriente alterna como continua se están desarrollando por el SAE, pudiendo alcanzar con dicho nivel en corriente continua los 400A.

4.1.1.2 IEC 61851

En este caso, es la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) la que ha desarrollado la norma acerca de los conectores y los modos de recarga para los vehículos eléctricos. Dicho documento está basado parcialmente en el SAE J1772, por lo que, al igual que en el anterior, en este también hay cuatro operaciones distintas de recarga, como se observa en la Figura 10.

- Modo 1: el VE se conecta a una red de alterna sin exceder 16A y 250V monofásicos o 480V trifásicos, para el cual se utilizan enchufes estandarizados y conductores para la potencia y para la conexión a tierra.
- Modo 2: el VE vuelve a estar conectado a una red en alterna, pero esta vez los límites son de 32A y 250V monofásicos o 480V trifásicos, necesitándose enchufes estandarizados y conductores para la transmisión de potencia y puesta a tierra, estando estos controlados por un dispositivo electrónico. Las protecciones suelen estar integradas en el cable, siendo este proporcionado por el fabricante.

- Modo 3: el VE se conecta a una red en alterna utilizando un equipamiento de suministro especial, teniendo integradas las protecciones y un dispositivo de comunicación en el EVSE.
- Modo 4: el VE se conecta a una red de alterna a través de un cargador externo fijo que transforma la potencia proveniente de la red a corriente continua. Este inversor es parte de un EVSE que se encuentra comunicado con el vehículo.

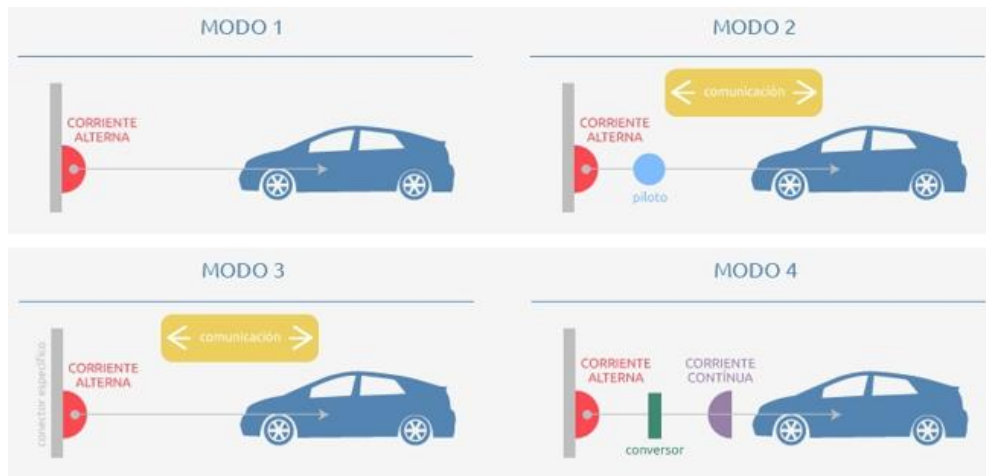


Figura 10: Modos de recarga según el IEC 61851 (Asociación argentina de VE y alternativos, 2020)

La seguridad en el primer modo depende de la instalación de un dispositivo de corriente residual (RCD) y del conductor a tierra ya que, sin estos, podría resultar un peligro en caso de falta. Dependiendo del país, cabe la posibilidad de utilizar el Modo 1, dejando la responsabilidad de instalar los elementos de seguridad a los usuarios, mientras que, en otros países, como en Estados Unidos, dicho modo no está permitido.

Por ello, la utilización de un conductor con un dispositivo electrónico capaz de controlar la recarga mejora en gran medida la seguridad del sistema. Estos conductores deben ser capaces de proporcionar las siguientes funciones:

- El sistema deberá ser capaz de determinar que el conductor está correctamente conectado al vehículo y a la estación de recarga.
- El movimiento del vehículo debido a su propio sistema de tracción debe estar inhabilitado mientras se encuentre conectado físicamente.
- Se debe realizar continuamente una comprobación del estado del conductor conectado a tierra entre el vehículo y la estación de recarga.
- La energización del sistema no se puede llevar a cabo hasta que el dispositivo controlador no esté funcionando correctamente.
- Si la señal piloto se interrumpe, la inyección de potencia también se debe interrumpir, aunque parte del circuito pueda continuar energizado.

También, el control de los conductores debe proporcionar otras funciones:

- Tendrá que asegurar que no se supera la potencia de recarga máxima de la red de alterna a la que se conecta, del vehículo o de su batería.

- El control debe determinar los requerimientos de ventilación del área de recarga, ya que, en caso de necesitar ventilación adicional, la recarga solo se permite si se dispone de ella.
- La detección y el ajuste en tiempo real a la corriente disponible de la estación de recarga para asegurar que no sea sobrepasada.
- Un automatismo mecánico debe ser capaz de fijar o soltar al conector.
- Controlar el flujo de potencia bidireccional en caso de que esté disponible.

4.1.1.3 Tipos de conectores

Al no estar normalizados los conectores de los vehículos eléctricos, hay una gran variedad en lo relativo al tamaño y propiedad de estos, siendo los principales los que se presentan a continuación:

- El conector doméstico Schuko, mostrado en la Figura 11, es compatible con las tomas de corriente europeas. Este tiene dos bornes y una toma de corriente, llegando a soportar corrientes de hasta 16 A. Es utilizado solo para recargas lentas y carece de comunicación integrada.
- El conector Yazaki, correspondiente al SAE J1772, mide 43 mm de diámetro y posee cinco bornes, como se observa en la Figura 12, siendo dos de ellos de corriente, otros dos complementarios para la detección de proximidad y el último utilizado para las comunicaciones. Los de nivel 1 conducen hasta 16 A y los de nivel 2 hasta 80 A.
- El conector Mennekes es de origen alemán, habiendo sido concebido para la industria, también es utilizado para los vehículos eléctricos. Mide 55 mm de diámetro y tiene siete bornes, observables en la Figura 13, los cuatro para corriente, el de tierra y dos para las comunicaciones. Se puede utilizar en la recarga monofásica, alcanzando los 16 A, y para una recarga trifásica, soportando hasta 63 A.
- El conector único combinado, presentado en la Figura 14, propuesto por alemanes y norteamericanos como solución estándar, tiene cinco bornes, de los cuales tres son para corriente, uno para protección a tierra y el último para la comunicación. Este conector admite recarga lenta y rápida.
- El conector Scame, también conocido como EV Plug-in Alliance, es impulsado principalmente por fabricantes franceses. Este posee cinco o siete bornes, mostrados en la Figura 15, dependiendo de si es para corriente monofásica o trifásica, siendo los otros dos para conexión a tierra y comunicación. Este admite hasta 32 A para recarga semi-rápida.
- Por último, el conector CHAdeMO es el estándar de los fabricantes japoneses. Este está pensado específicamente para recargas rápidas en corriente continua, llegando a admitir hasta 125 A de corriente. Posee diez bornes, observables en la Figura 16, para la transmisión de corriente al vehículo, conexión a tierra y comunicaciones.



Figura 11: Enchufe conector Schuko (The Wallbox Store, 2020)



Figura 12: Enchufe y conector Yazaki (Efficient Mobility, 2020)



Figura 13: Conector Mennekes (Circuitor, 2020)



Figura 14: Conector único combinado (Efficient Mobility, 2020)



Figura 15: Conector Scame (Nogales, 2019)

Hay más conectores estandarizados, como es el caso del GB en china o los creados por Tesla. Esta última marca está desarrollando su propio sistema de recarga junto con sus propios enchufes, además de una red de super cargadores que se encuentra en construcción. Solo los vehículos Tesla se pueden cargar en dicha red mientras que, en las demás redes, sus vehículos sí se pueden recargar utilizando adaptadores.



Figura 16 : Conector CHAdeMO (AliExpress, 2020)

4.1.2 Recarga inductiva

En la recarga inductiva se elimina la necesidad de enchufes o cables conectados al vehículo. De esta manera, la seguridad en el proceso de recarga se ve considerablemente mejorada al no haber partes activas del sistema accesibles. En este proceso, la energía se transmite electromagnéticamente al acoplar dos bobinas, una situada en el suelo, la cual es la inductora, y otra situada en el vehículo, la inducida.

La recarga inductiva presenta algunas desventajas relacionadas con su baja eficiencia, su limitada transmisión de potencia, su mayor complejidad y su coste. El acople magnético se realiza a través de un espacio de aire importante, dificultando dicho proceso, ya que este no comienza hasta que su alineamiento no presenta errores menores a 100 o 250mm.

Actualmente, la Asociación de Ingenieros de Automoción (SAE) está desarrollando una norma acerca de la recarga inductiva (SAE J2954). A pesar de que dicha norma no ha sido

La Asociación de Ingenieros de Automoción (SAE) ha desarrollado la norma SAE J2954, relativa a la recarga inductiva, junto a fabricantes, expertos del sector industrial y representantes de los gobiernos. Ya en el mercado hay productos capaces de realizar dicha recarga, llegando a proporcionar 3.3 kW de potencia de recarga. El sistema puede alcanzar el 90% de eficiencia, siendo las pérdidas debidas al aire que separa ambas bobinas, el alineamiento de estas y la potencia a la que se produzca la recarga. Otro problema relativo a este método es que los coches no vienen con los elementos necesarios preinstalados para llevar a cabo la recarga inductiva.

En un desarrollo que está llevando a cabo el Instituto Avanzado de Ciencia y Tecnología de Corea (KAIST) se pretende que los vehículos eléctricos sean capaces de cargarse mientras circulan por la carretera. La potencia se transmitiría electromagnéticamente desde unos cables enterrados en la propia carretera hasta el elemento receptor situado en el vehículo. Para llevar a cabo la instalación solo sería necesario modificar entre un 5 y un 15% de la longitud de la carretera y con ella, se permitiría reducir la capacidad de la batería a un tercio o a un quinto de la actual, reduciendo el coste inicial del vehículo eléctrico. Este tipo de tecnología es muy interesante para autobuses eléctricos, ya que siguen rutas fijadas.

4.1.3 Intercambio de baterías

El método de intercambio de surge como una alternativa en la que es posible reponer las baterías de los vehículos eléctricos en muy poco tiempo. Básicamente, consiste en la sustitución de una batería descargada por otra totalmente cargada, tardándose en el proceso menos de cinco minutos. Dicho método está muy extendido para carretillas elevadoras eléctricas.

La recarga se lleva a cabo en las estaciones de intercambio de baterías (BSS) donde, además de llevarse a cabo la sustitución de las baterías, las que se extraen de los vehículos sin energía se cargan allí mismo. Por otro lado, este proceso es relativamente complejo por el peso de las

baterías de los vehículos eléctricos, pudiendo superar los 200 kg. También, estas suelen estar protegidas por carcasas metálicas con el fin de mejorar su seguridad y evitar impactos que pudiesen dañarlas, dificultando el proceso de sustitución aún más.

Para que esta tecnología pueda desarrollarse a gran escala, las baterías utilizadas por los vehículos deberían estandarizarse para dicha aplicación. Por otro lado, tendrán que utilizarse hasta tres baterías, la primera será la que utiliza el vehículo, la segunda será la batería lista para sustituir a la descargada y la última será la que se encuentre en proceso de recarga.

4.2 Impacto del vehículo eléctrico en la red de distribución

Con una introducción masiva del vehículo eléctrico en la sociedad se van a producir una serie de impactos positivos y negativos, habiendo sido explicados algunos de ellos ya. Dicha penetración del VE va a significar una importante demanda energética adicional a la ya existente, lo que puede generar impactos indeseados en el sistema eléctrico. Este hecho conlleva a que la red se enfrentaría a un aumento de la curva de demanda durante las horas pico, sobrecargando los elementos del sistema, produciendo pérdidas adicionales, desviaciones del voltaje, desbalances de las fases, creación de armónicos, conllevando problemas de estabilidad y poniendo en riesgo la calidad y fiabilidad del sistema.

La severidad de los impactos mencionados va a depender de una serie de condiciones, tales como los niveles de penetración del vehículo eléctrico, las estrategias de recarga, las características específicas de las baterías de los VE, la localización de las recargas, los patrones de dichas recargas, el tiempo que se tarda en recargar la batería, el estado de carga de dicha batería, los perfiles de recarga que crearán un conjunto de vehículos, los patrones de conducción de los VE, las distancias que se recorren, las tarifas horarias y las técnicas relativas a la respuesta de la demanda. (Leou, Su, & Lu, 2013), (Rajakaruna, Shahnia, & Ghosh, 2016)

En un estudio, el cual ha desarrollado en Simulink una red de distribución con cargas constantes y negativas exponenciales, llevando a cabo en ella un análisis de la estabilidad de la tensión, basándose para ello en parámetros como el factor de potencia, la localización y el número de estaciones de recarga. Sobre los resultados, se concluyó que las recargas rápidas de los VE conllevan una disminución importante de la estabilidad de voltaje en una red de distribución. (Dharmakeerthi, Mithulananthan, & Saha, 2014)

En otro artículo, trabajando esta vez con la red IEEE de 39 barras para llevar a cabo las simulaciones, se utilizaron los patrones de los viajes realizados por los usuarios de los vehículos eléctricos. En sus resultados vuelven a hallar que los problemas de estabilidad de tensión que se dan en la red son debidos a los niveles altos de recarga para una penetración importante del VE, aunque señalan que optimizando las técnicas de recarga se puede mejorar considerablemente la fiabilidad del sistema. (Xiong, Zhang, Liu, & Su, 2014)

El impacto de las estrategias de recarga en los perfiles de demanda y sus picos de consumo se ha analizado en numerosos estudios. El primero de ellos se llevó a cabo considerando un aumento importante de los picos de consumo por la introducción masiva del VE. El autor determinó que con un 100% de penetración se excedía la capacidad de generación eléctrica en un día normal. Lo que significaba que, si no se aumentaba dicha capacidad, se debería desplazar el 93% de las recargas a las horas valle. Otro estudio similar concluye que con un nivel de penetración del VE del 30% y una recarga descoordinada se puede llegar a aumentar el pico de

demanda hasta un 53%. También en un estudio diferente se demostró que con un nivel de penetración de tan solo el 10% de VE se aumentaba de manera considerable el pico de demanda debido a la recarga descontrolada de las zonas residenciales. Por último, también relacionado con los picos de demanda, en otro estudio se determina que, bajo condiciones normales de recarga del VE, se continúa aumentando dicho pico de demanda, lo que obliga a coordinar las recargas para minimizar los impactos. (McCarthy & Wolfs, 2010), (Wang & Paranjape, 2014), (Putrus, Suwanapingkarl, Johnston, Bentley, & Narayana, 2009), (Hadley, 2006)

Otro tema estudiado relacionado con los vehículos eléctricos es el de las condiciones de los cables durante las horas de máxima demanda. En los resultados, habiendo analizado las cargas lentas y rápidas, se observa que los conductores pueden soportar un nivel de penetración del 25% si la recarga es lenta, o un 15% si la recarga de los VE es rápida. Concluyendo el estudio que las redes de distribución difícilmente podrían soportar una entrada masiva del VE. (Akhavan-Rezai, Shaaban, El-Saadany, & Zidan, 2012)

El envejecimiento de los transformadores también se estudia como consecuencia de las recargas de los VE, tanto en el nivel 1 como en el 2. El factor de envejecimiento es dependiente del material de aislamiento y de sus características térmicas. Dicho factor aumenta, es decir, el transformador envejece a mayor velocidad, para recargas descoordinadas de nivel 2. La diferencia entre los dos niveles es significativa para la vida útil del transformador, observándose que, al no seguir ninguna estrategia de recarga, con el nivel 2 se pueden llegar a dañar componentes del sistema, tales como conductores y los propios transformadores. (Hilshey, Rezaei, Hines, & Frolik, 2012)

Al comportarse los VE como cargas adicionales en el sistema eléctrico, se deben tener en cuenta también las pérdidas que conllevarán en la red. Este hecho es investigado y se observa que, en la red de distribución danesa, para un nivel del 50% de VE y una recarga descontrolada, el sistema tendrá un 40% más de pérdidas, mientras que con una recarga inteligente se consiguen disminuir las pérdidas respecto al escenario base. Otro estudio, basado en el tiempo, ratio y duración de la descarga, analiza las pérdidas que se dan en la red de distribución con una entrada masiva del vehículo eléctrico, viéndose en los resultados el gran aumento de las pérdidas que conllevaría la integración de los VE. (Pillai & Bak-Jensen, 2010), (Papadopoulos, y otros, 2010)

Se puede concluir de este apartado que los vehículos eléctricos van a tener un impacto muy positivo en la sociedad y el medioambiente, pero que, si no se controlan ciertos factores relacionados con ellos, pueden resultar bastante perjudiciales para el sistema eléctrico.

4.3 Comportamiento en las recargas de los vehículos (Excel)

Para entender el impacto que puede llegar a tener el vehículo eléctrico en la red de distribución y su normal funcionamiento, un factor que debe estudiarse obligatoriamente es el comportamiento de los conductores a la hora de utilizar el VE y recargarlo. Por ello, en el trabajo se ha realizado una revisión bibliográfica considerable relativa a este aspecto, con la cual ha sido posible crear una pequeña base de datos en la que se agrupan distintos perfiles de carga, dependiendo estos del lugar de recarga, la estrategia seguida en dicha recarga y el día de la semana en el que se realiza.

4.3.1 Número de viajes

Lo primero que se analiza en la bibliografía respecto al comportamiento de los usuarios de vehículos eléctricos es el número de viajes que realizan estos. En la Figura 17 se muestra la distribución de probabilidad de los distintos números de viajes que realiza un conductor al día entre semana, proviniendo estos datos de encuestas realizadas a los conductores de los seis países con más habitantes de Europa (Italia, Francia, Alemania, Reino Unido, España y Polonia).

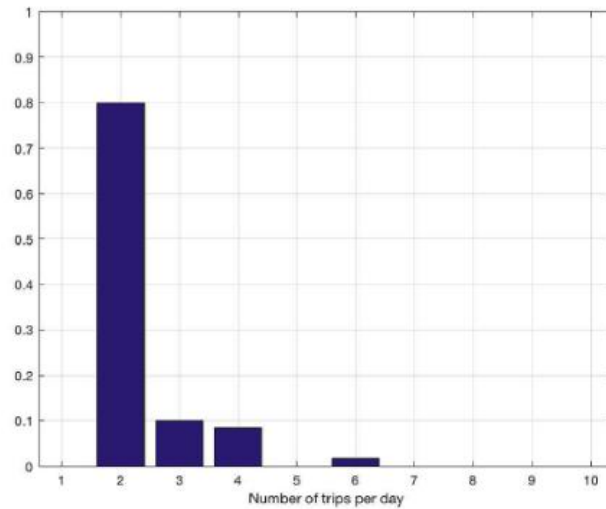


Figura 17: Distribución de probabilidad del número de viajes en un día entre semana (Lazzeroni, Olivero, Reperro, Stirano, & Vallet, 2019)

Como se observa, el 80% de los conductores realiza un viaje de ida y otro de vuelta entre semana, pudiendo ser este caso el de alguien que va y vuelve del trabajo.

En el caso de los fines de semana, como se muestra en la Figura 18, también se muestra una alta probabilidad de que solo se realicen dos viajes, de un 70% para ser exactos, aunque la variedad en el número de viajes es superior al caso entre semana, al darse más de dos desplazamientos en un 30% de los casos.

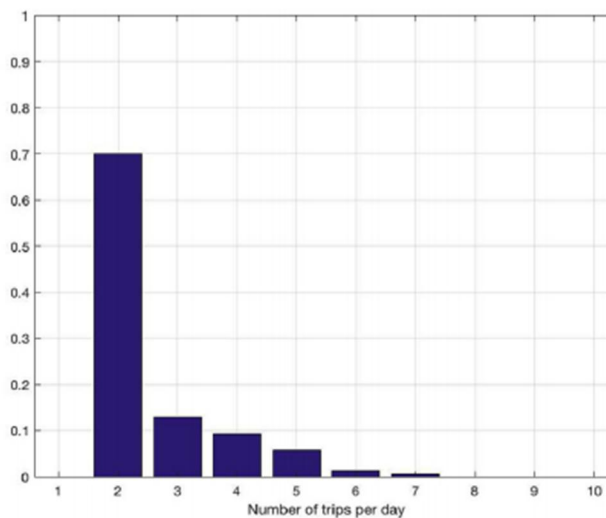


Figura 18: Distribución de probabilidad del número de viajes en un día de fin de semana (Lazzeroni, Olivero, Reperro, Stirano, & Vallet, 2019)

4.3.2 Horas de los viajes

Otro dato necesario para comprender a qué horas se va a recargar el vehículo eléctrico y, por tanto, va a conllevar un mayor impacto en la red, es la hora a la que el conductor sale y vuelve a casa, obteniéndose dicha información también para los días de diario y los fines de semana.

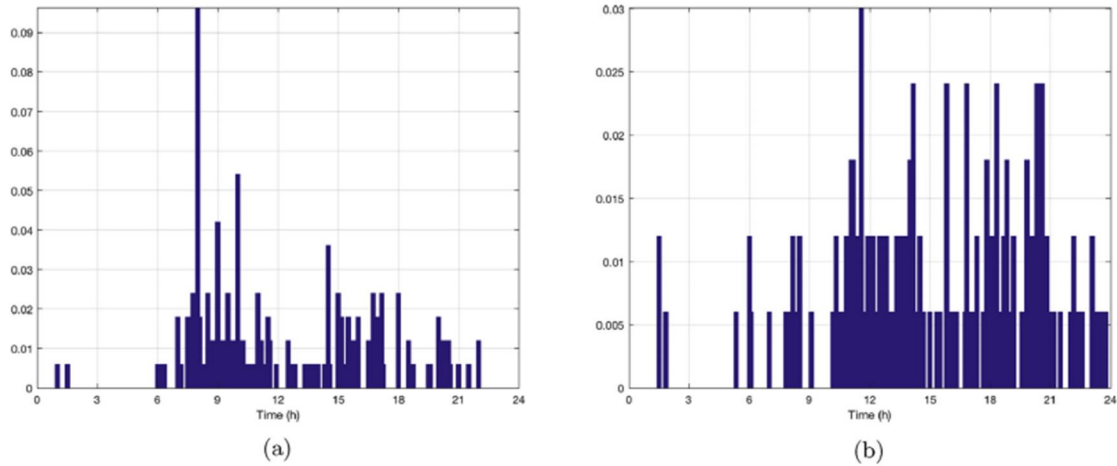


Figura 19: Distribución de probabilidad de las horas de salida a) y de llegada b) entre semana (Lazzeroni, Olivero, Reperro, Stirano, & Vallet, 2019)

Entre semana, como cabría esperar, se ve reflejado en la Figura 19 que la hora a la que más usuarios abandonan su hogar es la cercana a las ocho de la mañana, ya que en su mayoría estos irán a trabajar. Por el contrario, la vuelta a casa es más irregular, dándose el máximo cerca de las doce del mediodía y luego una serie de máximos relativos a lo largo de la tarde, desde las tres hasta las nueve de la noche, teniendo esta última hora una concentración mayor de llegadas que las del resto de la tarde. De lo observado en dicha distribución, se podrá esperar que la gran mayoría de recargas de los vehículos eléctricos comenzarán por la tarde y en las primeras horas de la noche.

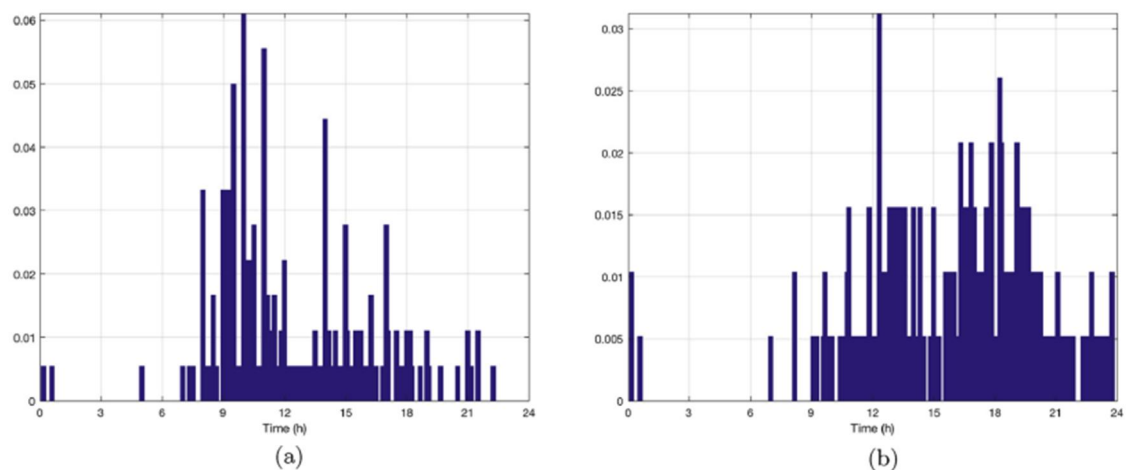


Figura 20: Distribución de probabilidad de las horas de salida a) y de llegada b) los fines de semana (Lazzeroni, Olivero, Reperro, Stirano, & Vallet, 2019)

Como se muestra en la Figura 20, el tramo horario en el que más usuarios abandonan la casa los fines de semana con su vehículo es entre las ocho y las once de la mañana, dándose también

algunos máximos relativos entre las dos y las cinco de la tarde. Mientras tanto, la hora de vuelta al hogar se da en su mayoría en dos intervalos de tiempo bastante marcados, siendo estos entre las doce y las dos de la tarde y, el más común, entre las cuatro y la siete de la tarde, por lo tanto, entre semana se podrá esperar que a lo largo de la tarde y principio de la noche se den los máximos en los perfiles de recarga de los vehículos eléctricos.

4.3.3 Longitud de los viajes

También, un dato que irá de la mano de la energía que consuman los vehículos eléctricos en su recarga es la que consuman en sus trayectos, es decir, cuánto duren estos, aunque cabe destacar que el tipo conducción en dichos viajes será importante, ya que no será lo mismo el consumo del vehículo si recorre 10 km por ciudad que si lo hace por carretera.

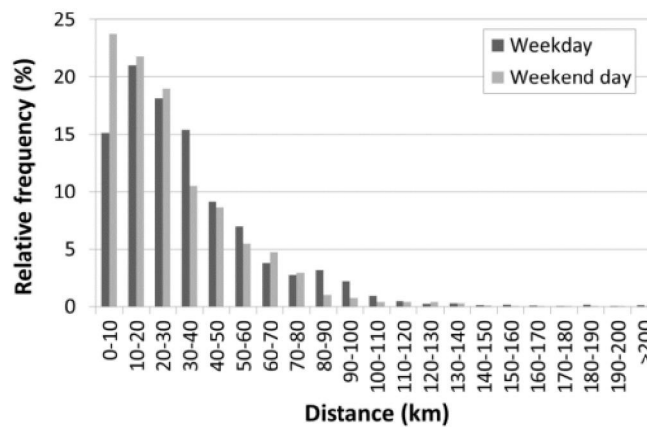


Figura 21: Distribución de probabilidad de las distancias recorridas al día (García & Zamora, 2016)

En la Figura 21 se muestra la distancia recorrida por los conductores consultados en el proyecto Green eMotion, llevado a cabo en Irlanda. En ella se observa que más del 95% de los usuarios no recorren más de 100 km diarios, siendo dicha distancia perfectamente abarcable por un vehículo totalmente eléctrico. En la distribución de la longitud de los viajes se observan algunas diferencias entre los días de diario y los fines de semana, siendo para este último caso las distancias menores de 10 km las más comunes, mientras que, para los días de diario, las distancias que más se repiten se encuentran en el intervalo entre 10 y 20 km.

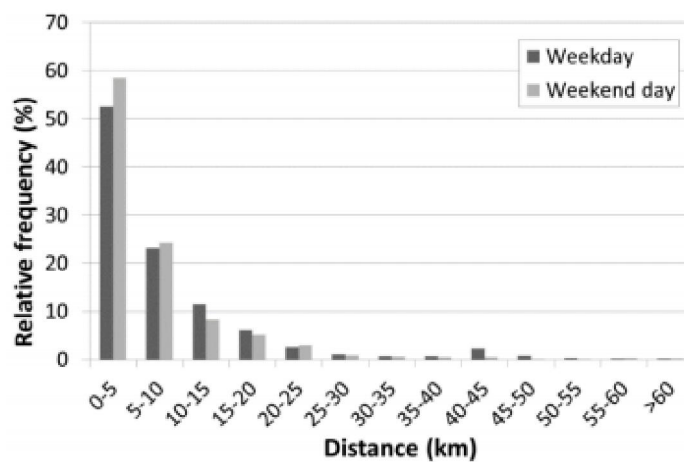


Figura 22: Distribución de probabilidad de las distancias recorridas por viaje (García & Zamora, 2016)

En concreto, en la Figura 22 se presentan las distancias recorridas en cada viaje realizado por los conductores, tanto los fines de semana como en los días de diario, como viene siendo la norma en los gráficos presentados. Los viajes más comunes, con una frecuencia relativa de más del 50%, son los menores de 5 km, siendo aún más frecuente los fines de semana. En los días de diario, aunque la diferencia no es muy grande, la distancia recorrida en cada viaje es probable que sea algo superior a la de los fines de semana.

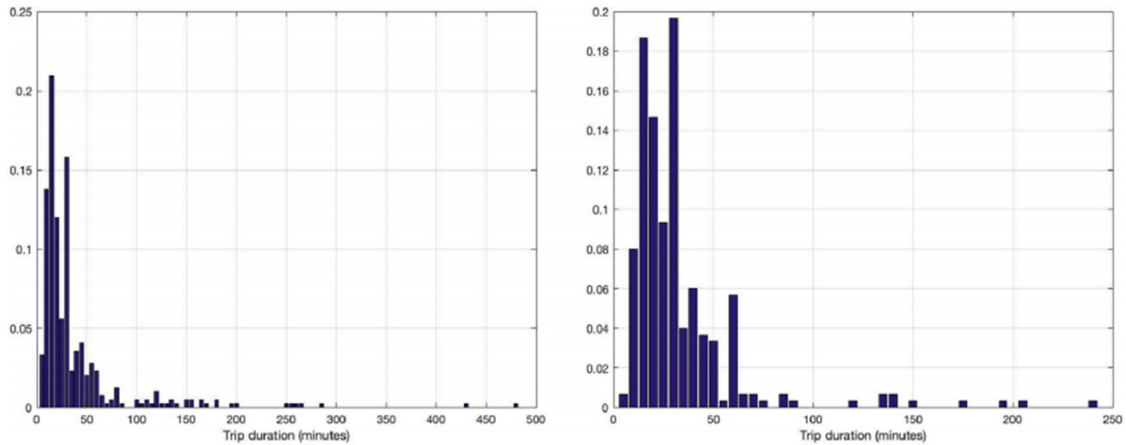


Figura 23: Distribución de probabilidad de la duración de los viajes (Lazzeroni, Olivero, Reperro, Stirano, & Vallet, 2019)

Por otro lado, en la Figura 23 se muestra la duración de los viajes en término de tiempo y no longitud, como se exponía en la Figura 22. En el caso de los días de diario, se observa que dicha duración está algo más repartida, ya que se dan algunos tiempos que superan las cuatro horas, pero la gran mayoría se concentra en duraciones menores a una hora. En los fines de semana, los trayectos tienen duraciones menos repartidas, tendiendo estas a acercarse a la hora de trayecto. Con estas figuras y las anteriores, se puede empezar a estimar la energía que consumirán los vehículos eléctricos al saber tanto las distancias como el tiempo que se invierte en recorrerlas, es decir, la velocidad.

4.3.4 Número de cargas

Con el fin de conocer la energía que consumirá un vehículo eléctrico diariamente de manera aproximada, queda por conocer el número de recargas que se llevan a cabo diariamente, pudiendo esperar que dicho número sea similar a la mitad de los viajes que se realicen al día, puesto que, por norma general, los vehículos se recargarán en los hogares de los usuarios.

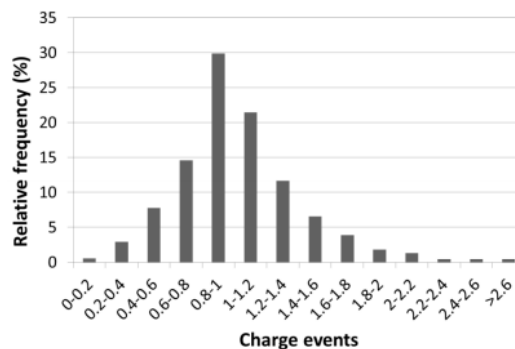


Figura 24: Distribución de probabilidad del número de recargas diarias para BEV (García & Zamora, 2016)

En la Figura 24 se indica la frecuencia relativa de los distintos números de recargas diarias que se realizarán para vehículos totalmente eléctricos (BEV). En ella se muestra como el número de recargas que se realizan al día se sitúa cercano a uno, siendo algo más probable que se llegue a recargar más de una vez al día dicho vehículo. El máximo, entre 0.8 y 1 carga al día, tiene una frecuencia relativa del 30%, siendo algo superior a un número de cargas entre 1 y 1.2, del 21% aproximadamente.

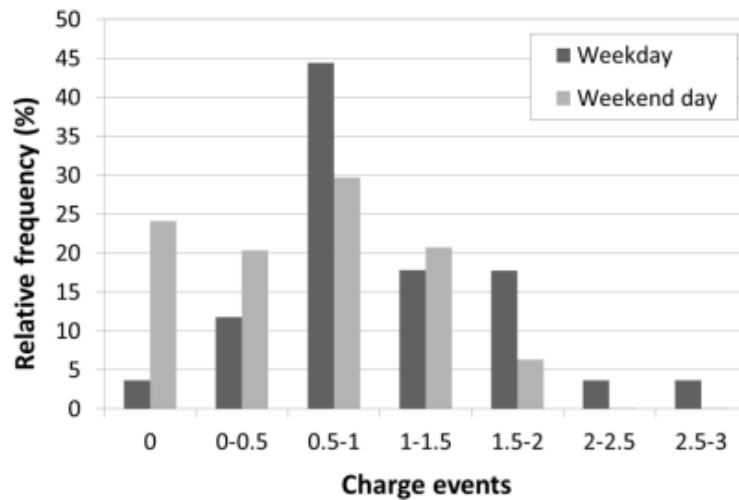


Figura 25: Distribución de probabilidad del número de recargas diarias para PHEV (García & Zamora, 2016)

Algo similar ocurre para los vehículos híbridos enchufables (PHEV), los cuales se analizan en la Figura 25. Para estos se estudian las recargas los días de diario y los fines de semana. En el caso de estos vehículos varía algo el comportamiento de los conductores ya que, tanto en los fines de semana como en los días de diario, el número de recargas al día es menor a uno por lo general, ocurriendo esto en un 60% de las veces para los días laborables y en un 75% para los fines de semana.

4.3.5 Lugar de recarga

En este apartado se estudian los distintos lugares en los que se llevan a cabo las recargas de los vehículos, lo que determinará tanto las horas como los niveles de recarga, es decir que, el perfil de recarga será altamente dependiente de este factor, como se muestra posteriormente. Respecto a las distintas opciones analizadas, no solo se diferencia entre el lugar sino también entre los niveles de carga. Dichas opciones son:

- Nivel 1 en el hogar
- Nivel 2 en el hogar
- Nivel 1 en el trabajo
- Nivel 2 en el trabajo
- Carga rápida en CC en el trabajo
- Nivel 1 en estaciones públicas (el resto)
- Nivel 2 en estaciones públicas
- Carga rápida en CC pública

Se vuelve a diferenciar entre el comportamiento de los usuarios de vehículos totalmente eléctricos (BEV) y de los vehículos híbridos enchufables (PHEV).

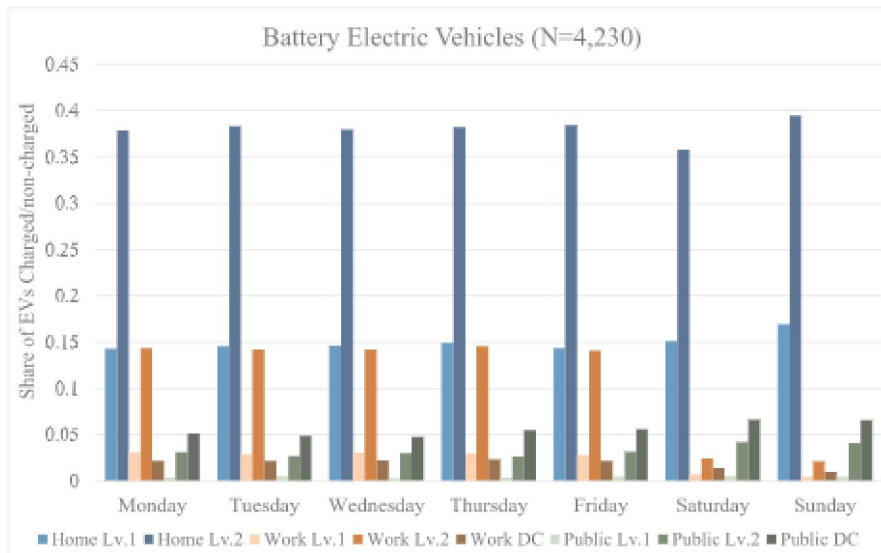


Figura 26: Reparto de las recargas entre las distintas opciones para BEV (Hyun, Chakraborty, Hardman, & Tal, 2020)

El primer caso estudiado es el de los vehículos totalmente eléctricos, con 4230 usuarios consultados. Con dicha información se ha llevado a cabo la gráfica de la Figura 26, en la cual se indican las probabilidades de que se realice una recarga para uno de los casos listados y para todos los días de la semana. Como cabía esperar, en los hogares se dan más de la mitad de las recargas, siendo en su mayoría de nivel 2. Por otro lado, en los trabajos se llevan a cabo los días de diario casi el 20% de dichas recargas, siendo en su mayoría también de nivel 2, mientras que, en las recargas públicas, las cuales son las minoritarias, la recarga más utilizada es la rápida en corriente continua, con el fin de minimizar los tiempos de conexión.

En el caso de los vehículos híbridos enchufables, como se puede observar en la Figura 27, se producen ciertos cambios respecto a las formas de recarga ya que, aunque se siga llevando a cabo en los hogares mayoritariamente, en un 75% de los casos, el nivel más utilizado es el 1, quizás al no ser prioritario que el vehículo se encuentre cargado debido a la seguridad que otorga el motor de combustión interna. También desaparecen las cargas rápidas en corriente continua y se prioriza el nivel 2 de recarga tanto en los trabajos como en las estaciones públicas.

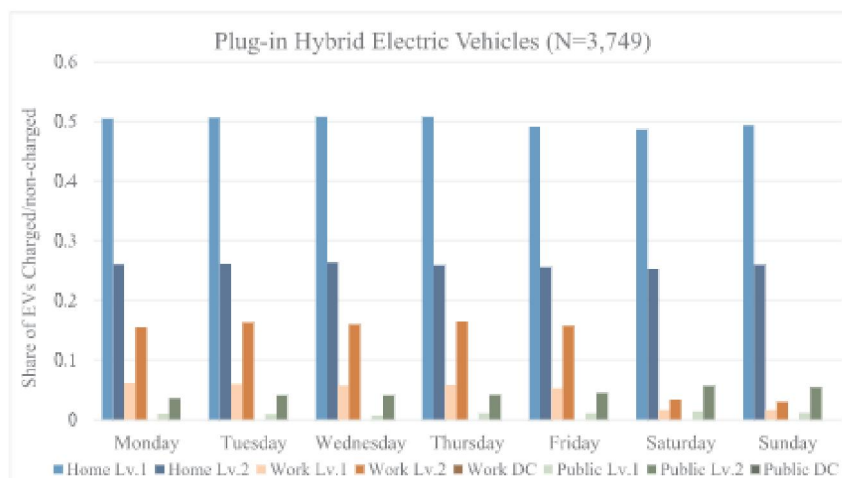


Figura 27: Reparto de las recargas entre las distintas opciones para PHEV (Hyun, Chakraborty, Hardman, & Tal, 2020)

Por último, se analiza la proporción de los distintos lugares de recarga escogidos por los usuarios, ya que habrá algunos que solo carguen su vehículo en su hogar mientras que otros se ayuden también de su lugar de trabajo o en estaciones públicas.

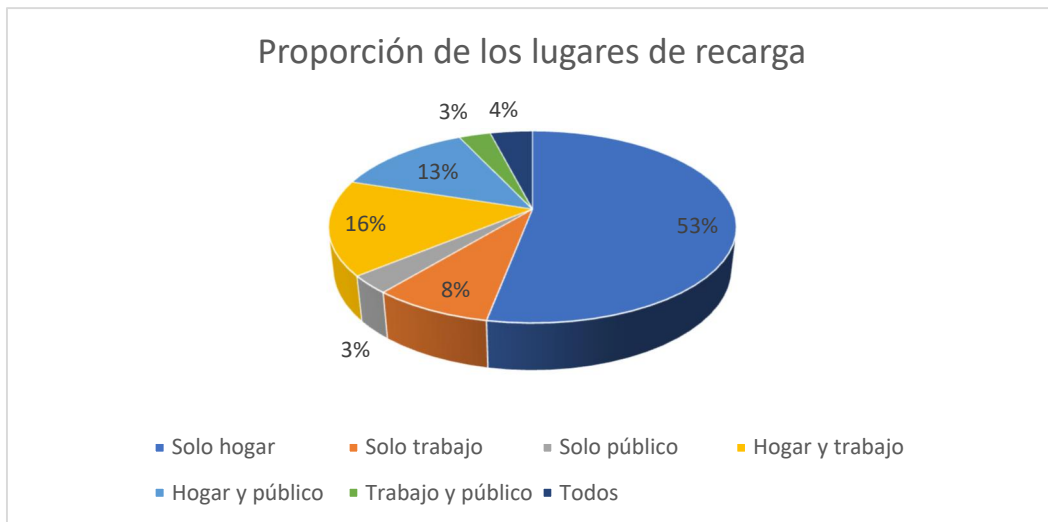


Figura 28: Reparto de las recargas entre los posibles lugares (Hyun, Chakraborty, Hardman, & Tal, 2020)

En la Figura 28 se presenta la proporción de las distintas opciones elegidas por los usuarios para la recarga de sus vehículos. El 53% de estos recargan su vehículo eléctrico en sus hogares únicamente, siendo las opciones de recargarlo combinando su hogar con el trabajo o su hogar con una estación pública bastante menos utilizadas, estando ambas cerca el 15%. Las situaciones en las que el hogar no entra en las opciones son muy raras, tan solo el 6% de los casos.

4.3.6 Perfiles de recarga

Tras haber recopilado la información presentada relativa al número de viajes que realizan los conductores, la distancia que recorren y las horas a las que se realizan dichos viajes, es fácil comprender a qué horas se darán los mayores picos de demanda de energía debido a la recarga de los vehículos eléctricos.

Con el fin de facilitar el trabajo con los distintos perfiles de recarga, en este trabajo se han recopilado una serie de curvas de demanda debidas a los VE para distintos escenarios, los cuales son:

- Dumb charge (recarga sin seguir ninguna estrategia)
- Off-Peak charge (recarga en horas valle)
- Smart charge (recarga inteligente) (Banez-Chicharro, Latorre, & Ramos, 2014)

Para cada una de estas estrategias, se han recogido perfiles de recarga en hogares, diferenciándose dichos perfiles entre los días entre semana y los fines de semana, en oficinas, en aparcamientos públicos y en la propia calle (García & Zamora, 2016). Entre todas estas opciones, se dan ciertos cambios debido a las horas en las que se inician las recargas y los niveles de carga de cada estación.

En el Excel, con la recopilación de los perfiles de recarga encontrados en la bibliografía, se han reunido un total de 23 curvas. Sobre dicho total, 11 de ellas son las relativas a una recarga sin estrategia, dumb charge, ocurriendo que 5 de estas curvas sean las pertenecientes a los hogares, ya que entre la bibliografía encontrada se producen ciertas variaciones, aunque se representen

casos similares. Esto se debe a que muchos de los datos provienen de encuestas a conductores realizadas en zonas concretas, por lo tanto, en otra parte del mundo, el estilo de vida y sus respectivos patrones de recarga serán diferentes.

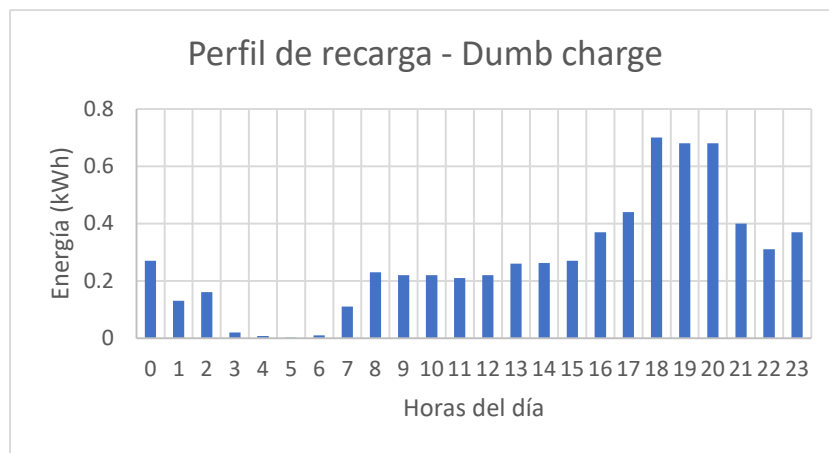


Figura 29: Perfil de demanda debido a la recarga (Dumb charge) del VE en hogares (García & Zamora, 2016)

Como ejemplo de las curvas recogidas en el Excel, se presenta la Figura 29, en la cual se muestra el perfil de recarga de un vehículo eléctrico en un hogar, siendo una de las cinco opciones que se dan en la base de datos. Entre esta y las cuatro opciones restantes no hay grandes diferencias, en todas se establece que en las últimas horas de la tarde se produce el máximo consumo debido a las recargas de los VE. Simplemente, se dan ciertos cambios en las horas de menos demanda, pudiendo tener más o menos importancia dependiendo de la fuente consultada.

En la propia Figura 30 se muestra lo mencionado anteriormente, ya que cabe la posibilidad de elegir la fuente en la que basarse a la hora de establecer las curvas de demanda y, por tanto, tener información más amplia de la que ayudarse a la hora de construir escenarios en los que entra el vehículo eléctrico, como se ha llevado a cabo en el caso práctico que se explica más adelante.

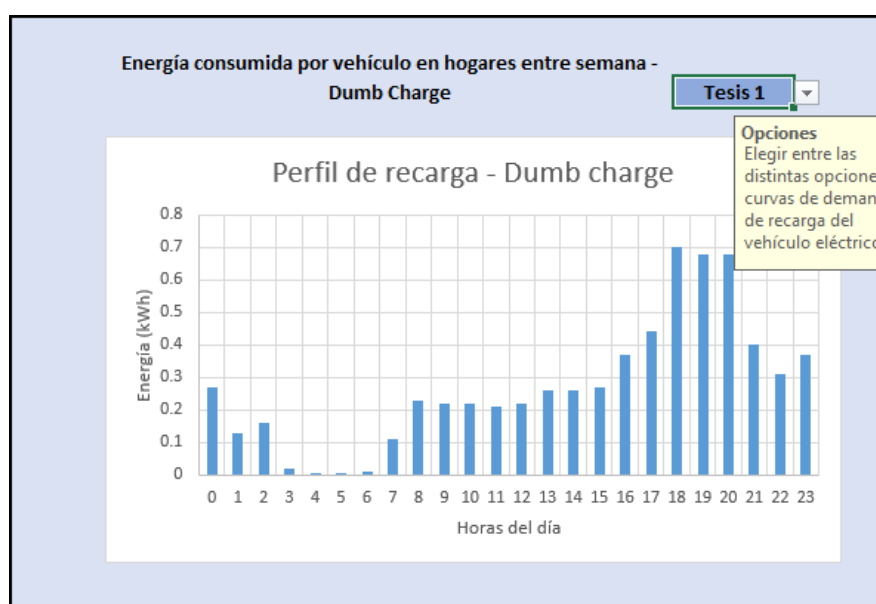


Figura 30: Ejemplo del funcionamiento de la base de datos (Elaboración propia)

De igual manera se hace con las otras estrategias de recarga. Para el caso de Off-peak charge también se obtuvieron distintos perfiles, volviendo a ser similares entre sí, pero mostrando pequeñas diferencias entre una fuente y otra.

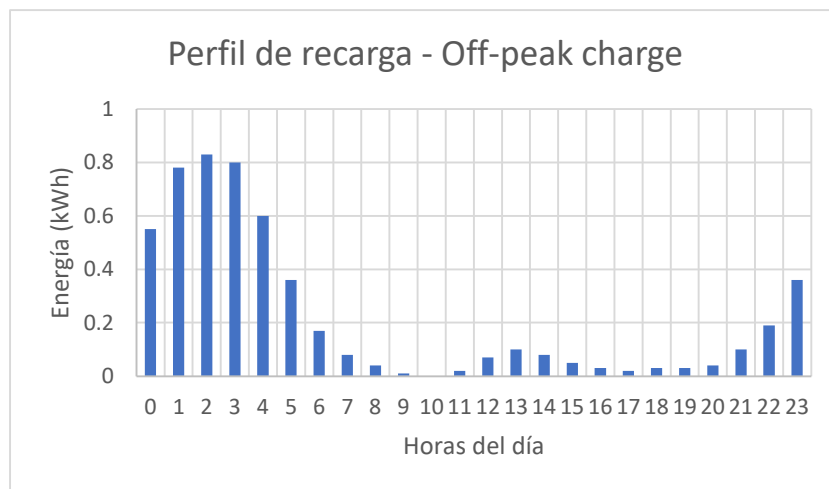


Figura 31: Perfil de demanda debido a la recarga (Off-peak charge) del VE en hogares (Paevere, y otros, 2014)

Como se puede comprobar en la Figura 31, entre no seguir ninguna estrategia y la de seguir la recarga en horas valle lleva a cambios importantes en las curvas. En este caso, casi todo el consumo energético se da pasadas las doce de la madrugada, buscando un consumo en horas de mínima demanda y, por tanto, de bajos precios. Con esta estrategia se consigue no aumentar aún más los picos que se dan al mediodía y al final de la tarde en la red, pero crea otro pico de demanda de gran importancia de madrugada, siempre y cuando la penetración del vehículo eléctrico tenga peso en comparación a la actualidad.

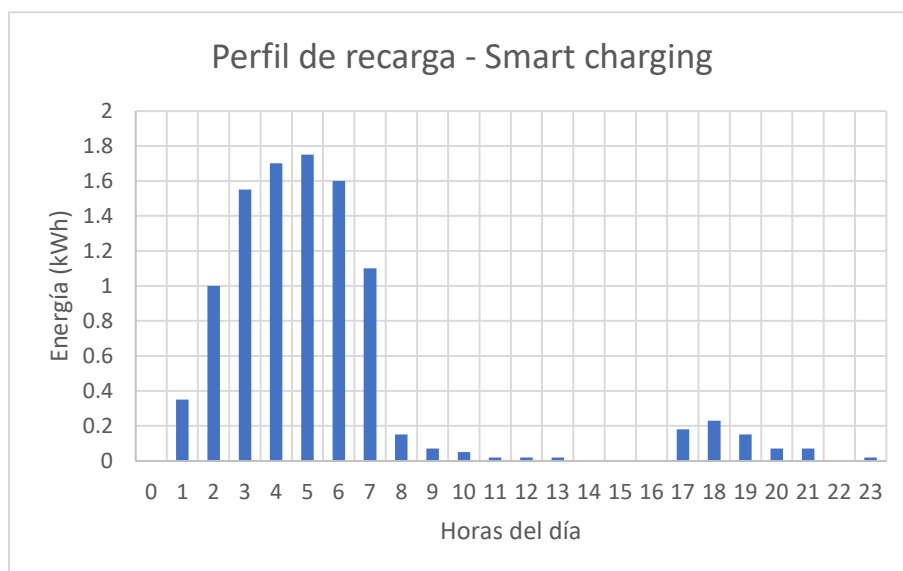


Figura 32: Perfil de demanda debido a la recarga (Smart charge) del VE (Banez-Chicharro, Latorre, & Ramos, 2014)

Por último, uno de los ejemplos que se han recogido en el Excel relativos a la recarga inteligente aparece en la Figura 32. En ella viene representada la estrategia de minimizar los costes de la recarga y se pueden encontrar similitudes importantes respecto a la carga en horas valle. Como diferencia a destacar, en este caso el consumo se reparte de manera casi simétrica durante la

madrugada, estando su pico más alto en la mitad de esta. Tras esto, hay una serie de horas en las que no se produce recarga alguna hasta llegar a las seis de la tarde, hora a la que se produce un pequeño repunte comparado con lo observado durante la noche.

Con la ayuda de esta base datos, ha sido posible construir en el caso práctico una serie de escenarios en los que se han tenido en cuenta las estrategias a seguir por los usuarios, los lugares en los que se ha recargado el vehículo eléctrico e incluso la variación que se da entre los fines de semana y los días entre semana.

5 METODOLOGÍA

Con el fin de llegar a comprender el efecto que pueden tener los vehículos eléctricos en las redes de distribución al extenderse su uso, se ha llevado a cabo una simulación de una red de baja tensión perteneciente a un barrio de San Sebastián. Dicha zona viene representada en la Figura 33 y en ella hay un total de 38 edificios. De todos esos edificios, 34 son de uso residencial, 2 son comerciales, uno es educativo y el último un hotel.

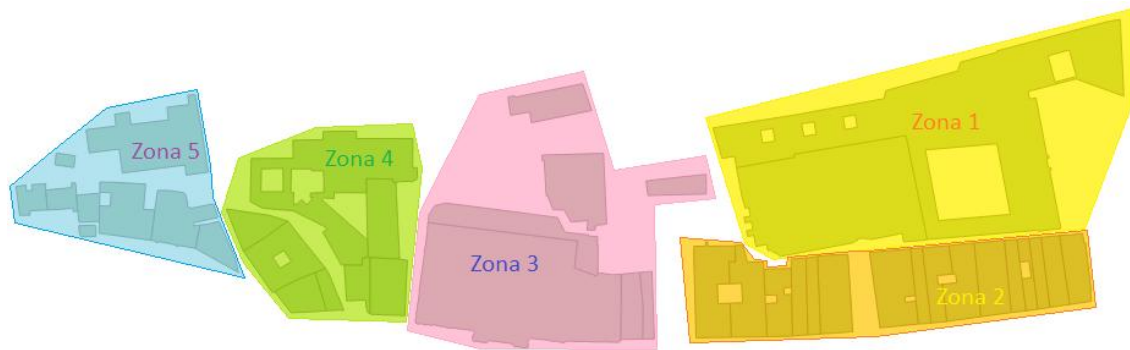


Figura 33: Zonas de San Sebastián que conforman el modelo (Elaboración Propia)

Toda el área estudiada se ha dividido en 5 zonas, de tal forma que cada una de ellas sea alimentada por un transformador, desde el cual saldrán las líneas a cada edificio de dicha zona. Tanto la Figura 33 como algunos de los valores utilizados para el modelo como, por ejemplo, la longitud de los conductores, se han obtenido utilizando la herramienta QGIS, la cual permitía medir las distancias que habría entre los transformadores y los edificios que alimentaba, además de mostrar datos energéticos y constructivos de cada uno.

Para poder llevar a cabo las simulaciones, las cuales se han realizado con la herramienta Power Factory, antes se ha modelado la red de baja tensión ya mencionada, basada en la bibliografía que ha trabajado con este tipo de redes. (Huar, Lim, Morris, & Wong, 2012)

5.1 Modelado de la red de baja tensión

Como se ha adelantado, el área en la que se va a trabajar se encuentra dividida virtualmente en cinco zonas, lo que significa que habrá cinco transformadores, uno para cada zona. De dicha estación de transformación saldrá una línea para cada edificio de su zona y le llegará una línea del transformador principal, el cual alimenta a los cinco transformadores. Este transformador tiene una tensión en el lado de alta de 33 kV y en el lado de baja de 11 kV. Por otro lado, los que conectan a cada zona tienen en el lado de alta una tensión de 11 kV y en el lado de baja 400 V.

A la hora de representar esto en Power Factory, como se muestra en la Figura 34, se ha utilizado una barra de 400 V para cada edificio y sus respectivos vehículos eléctricos, representados como una carga y un generador fotovoltaico, el cual será utilizado en uno de los escenarios que se explicarán a continuación.

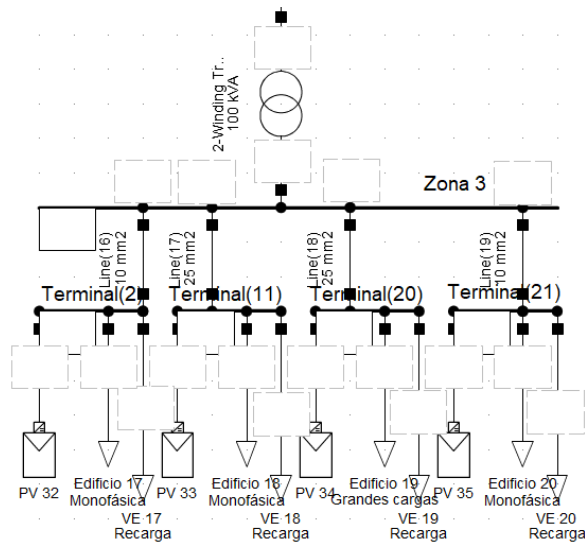


Figura 34: Modelo de Power Factory de la zona 3 (Elaboración propia)

Antes de comenzar dichas simulaciones, se debían dimensionar las líneas y los transformadores que se utilizarían en dicho modelo, siendo necesario conocer las cargas que representan únicamente los edificios, ya que ese es el escenario de partida.

Toda la información utilizada en el caso práctico relativa a los edificios ha sido generada por la herramienta desarrollada por el grupo de planificación energética de Tecnalía. Simplemente introduciendo el catastro de San Sebastián devuelve valores energéticos de cada edificio de la ciudad, como pueden ser la demanda térmica, el tipo de sistema de calefacción que utiliza, el consumo eléctrico anual, etc. Con estos valores y una base de datos, también desarrollada por Tecnalía, ha sido posible calcular los consumos eléctricos que van a tener los edificios de las zonas estudiadas durante todo el año, trabajando en valores horarios.

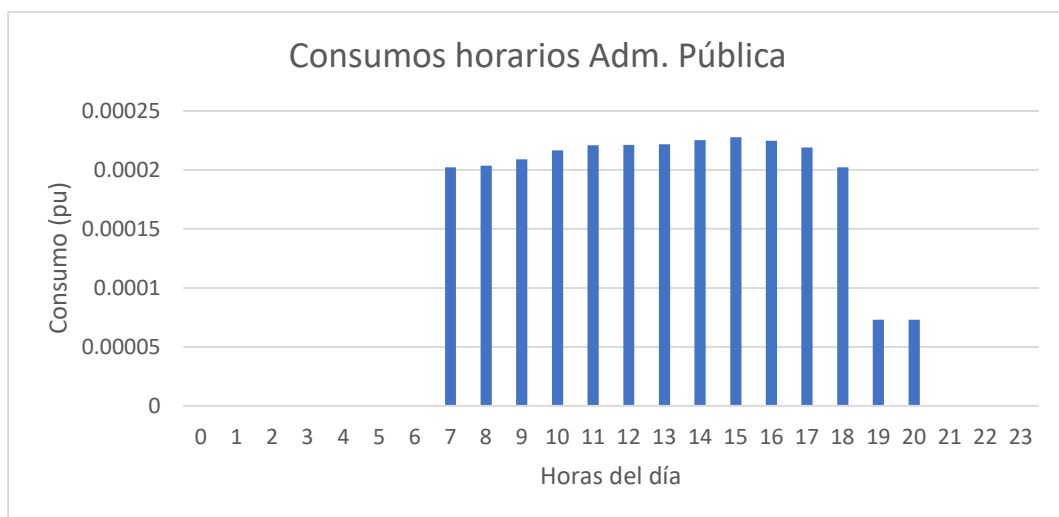


Figura 35: Curva de demanda eléctrica de un edificio de adm. Pública (Elaboración propia)

Como ejemplo de los datos con los que se ha trabajado, la Figura 35 enseña el consumo eléctrico esperado para un edificio destinado a la administración pública. Este consumo, como se puede observar, viene en por unidad, por lo que, para hallar el valor real para uno de los edificios de la zona, habría que multiplicar esos consumos horarios en por unidad por la energía consumida

todo el año por dicho edificio. La distribución horaria que se muestra es una media anual del edificio, pero como es de esperar, a lo largo del año el consumo variará, por lo que también se ha obtenido para cada una de las estaciones del año. Lo mismo se ha hecho para los siguientes tipos de edificios.

- Oficinas
- Comercios
- Hoteles
- Centros educativos
- Centros médicos
- Residenciales
- Residenciales con calefacción y ACS eléctricos

Una vez determinados los perfiles de demanda de cada tipo de edificio, se determina el consumo horario estimado para los 38 edificios de las zonas a estudiar. Esto se realiza con las medias diarias de cada estación y el consumo energético anual. Con dicha información, se llega a conocer los consumos horarios que van a tener todos los edificios y, por lo tanto, la máxima corriente que va a circular por los elementos de la red en cada una de las estaciones. En concreto, en la Tabla 1 se muestran los máximos de potencia que se van a dar para cada estación del año y que va a tener que soportar cada uno de los transformadores que conectan la zona con el transformador principal.

Tabla 1: Potencias máximas consumidas por zona y estación (Elaboración propia)

MÁXIMOS (KW)	INVIERNO	PRIMAVERA	VERANO	OTOÑO
ZONA 1	463.48	471.79	498.38	467.46
ZONA 2	188.5	113.76	113.76	171.64
ZONA 3	35.68	21.22	21.55	32.4
ZONA 4	52.91	52.91	52.91	52.91
ZONA 5	23.44	23.44	22.17	23.42

A la hora de analizar los máximos obtenidos en las curvas diarias medias de cada estación, se ha observado que hay horas en las que se llega a superar dicho máximo calculado. Por lo que, aunque en las curvas que se van a utilizar en las simulaciones se den unos máximos algo menores de los que se alcanzarán realmente, los valores máximos que se utilizan para el diseño de conductores y transformadores serán los que se muestran a continuación, junto con el tipo de transformador que conectará cada zona.

Tabla 2: Potencias máximas por zona y su transformador correspondiente (Elaboración propia)

	MÁXIMO (KW)	TRANSFORMADOR
ZONA 1	525.16	TC-630/24/20-11 B2-O-PE
ZONA 2	356.43	TC-400/24/20-11 B2-O-PE

ZONA 3	71.69	TC-100/24/20-11 B2-O-PE
ZONA 4	52.91	TC-100/24/20-11 B2-O-PE
ZONA 5	24.19	TC-50/24/20-11 B2-O-PE

Estos transformadores se han elegido siguiendo la Norma Iberdrola 72.30.00 en la que se presentan los transformadores trifásicos sumergidos en aceite que utilizan para la distribución en baja tensión. De esta forma, también se podrán conocer valores como las pérdidas en el hierro o la tensión de cortocircuito, los cuales se han introducido en el modelo de Power Factory con el que se realizan las simulaciones. (Iberdrola, 2014)

Respecto a los conductores, su elección se ha realizado siguiendo una tabla, también otorgada por Iberdrola en las Especificaciones particulares para instalaciones de enlace y mostrada en la Figura 36, en la cual se da la sección del conductor según sus características constructivas, la tensión y la potencia que circula por este.

Sección Conductor mm ²	Potencia máxima admisible (kW)							
	Monofásica cos φ = 1 230 V		Monofásica Cos φ = 0,9 230 V		Trifásica cos φ = 0,8 230/400 V		Trifásica cos φ = 0,9 230/400 V	
	EPR/XLP E	Z1	EPR/XLP E	Z1	EPR/XLP E	Z1	EPR/XLP E	Z1
10	15	11	13	10	33	24	37	27
16	21	15	19	13	44	32	49	36
25	26	19	23	17	58	42	66	48
50	-	-	-	-	-	-	99	72
95	-	-	-	-	-	-	152	112
150	-	-	-	-	-	-	210	147
240	-	-	-	-	-	-	233	196

Figura 36: Secciones de los conductores según la potencia que transportan (Iberdrola, 2004)

Por lo general, los edificios residenciales no resultaban ser unos grandes consumidores, por lo que se utilizaban conductores monofásicos para cada uno de estos de 10 mm², considerando un factor de potencia de 1 y un aislamiento XLPE. En el caso de edificios de mayores potencias estimadas, es necesario utilizar conductores de hasta 150 mm², como ha ocurrido en el caso de los comercios.

A la hora de introducir las especificaciones técnicas de dichos conductores en Power Factory, se ha tenido que obtener la información adicional que no otorgaba Iberdrola de un catálogo acerca de los valores de resistencia y reactancia que poseen los distintos conductores utilizados en el modelo. (Universal Cable Berhad, 2019)

5.2 Escenarios estudiados

Una vez dimensionada la red de distribución y sus respectivos componentes es posible comenzar las simulaciones. Para los primeros escenarios planteados, se ha llegado a estudiar el comportamiento de la red en las cuatro estaciones del año, pero al ver que las diferencias no eran muy grandes, se decidió proseguir el estudio de dichos escenarios en solo una de las estaciones para reducir el tiempo en los cálculos, ya que se ha manejado un gran número de datos.

5.2.1 Escenario base

El primer escenario analizado es el correspondiente al de la actualidad, en el que no hay vehículos eléctricos, o al menos un número para tener en cuenta. En este, tan solo se analiza el efecto que van a tener las cargas correspondientes a los edificios sobre la red y sus componentes. En dicho análisis, el estudio se realizó para las cuatro estaciones del año, como ya se ha adelantado, y los datos que se han analizado para comprobar los impactos han sido los factores de carga de las líneas y de los transformadores, es decir, el porcentaje de potencia que transmiten esos componentes respecto a la potencia máxima que podrían soportar, y las variaciones de tensión y pérdidas que se dan en dichos componentes.

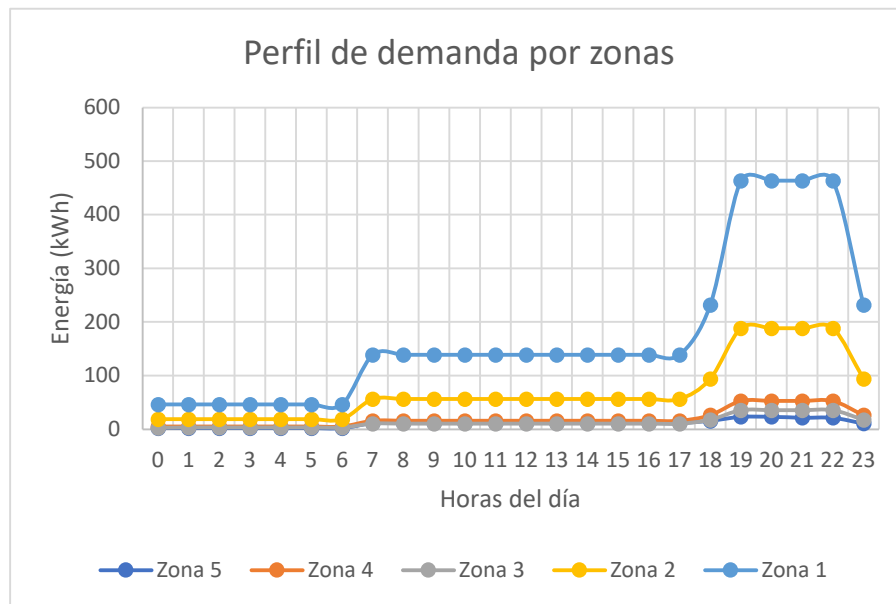


Figura 37: Demanda energética de las zonas debido a edificios en invierno (Elaboración propia)

En la Figura 37 se muestra la energía que consumen por horas las distintas zonas a estudiar, considerándose que la potencia que van a transmitir los equipos en cada una de dichas horas es constante, es decir, que si la energía consumida desde las 19:00 a las 20:00 en la zona 2 es de 200 kWh, significa que, durante esa hora, la potencia que circulará por sus equipos será de 200 kW más las pérdidas que ocurran en ellos.

Como se puede observar, los perfiles de demanda son casi constantes en ciertos tramos horarios, ya que son estimaciones y no datos reales, pero siguen siendo útiles para el análisis de los impactos en la red junto a los perfiles de recarga de los vehículos eléctricos que se introducirán en los siguientes escenarios.

En todas las zonas, los mayores consumos se dan entre las 19:00 y las 22:00, por lo que en casi todos los escenarios que se van a presentar, la red va a sufrir los mayores impactos negativos en ese tramo horario, exceptuando algunos casos puntuales, los cuales se explicarán más adelante.

La zona que demanda más energía es la número 1. En ella solo hay dos edificios, pero ambos son grandes comercios con una extensión importante, uno de ellos tiene una superficie superior a los 17000 m² y el otro de 7800 m². El edificio mayor va a tener consumos puntuales muy altos,

lo que llevó a la hora de modelar la red a utilizar dos conductores en paralelo de 150 mm² para cumplir con los requisitos que imponía Iberdrola.

5.2.2 Escenarios estudiados

Ya con el escenario base presentado, lo que se ha realizado es una introducción paulatina de vehículos eléctricos en el barrio, basando el número de estos en el número de viviendas que había en cada edificio. Esto significa que si en un bloque de pisos hay 20 viviendas, en dicho edificio habrá como máximo 20 vehículos eléctricos, valor que podría llegar a ser conservador, ya que hay hogares en los que se utiliza más de un vehículo a la vez pero, al igual que en el dimensionamiento de los componentes, a la hora de plantear estos escenarios se ha trabajado con grandes márgenes de seguridad, lo que significa que en la vida real, los impactos que se puedan dar podrían ser incluso mayores que los que se observan en las simulaciones realizadas.

Los porcentajes de vehículos eléctricos con los que se va a trabajar son: 0% (escenario base), 10%, 20%, 50%, 70% y el 100%. En cuanto a su método de recarga, se ha trabajado con valores extremos, es decir, que todos los vehículos se recarguen siguiendo la misma estrategia, para poder situar sus respectivos impactos en los límites, aunque luego en la realidad se puedan combinar estas estrategias, como se ha hecho en uno de los escenarios, los cuales son:

- Los VE se recargan sin seguir ninguna estrategia (Dumb charge), analizando su impacto desde el 0% hasta el 100% de penetración en los barrios en los días de diario.
- Los VE se recargan sin seguir ninguna estrategia (Dumb charge), analizando esta vez el impacto que tendrán, también desde el 0% hasta el 100%, durante los fines de semana.
- Los VE se recargan durante las horas valle (Off-peak charge), estudiando el impacto que tendrán sobre la red desde el 0% de penetración hasta el 100%.
- La mitad de los VE se recargan durante las horas valle (Off-peak charge) y la otra mitad no sigue ninguna estrategia, realizándose el análisis para todos los porcentajes mencionados anteriormente.
- Se repiten todos los escenarios anteriores, aunque esta vez solo se trabaja con una penetración del 100% de vehículos eléctricos, y se introducen en cada edificio paneles solares fotovoltaicos que contrarrestarán las cargas debidas a los edificios y los vehículos. En este caso, el análisis se realiza en las estaciones de verano y de invierno para acotar los posibles impactos positivos y negativos que se den.

5.2.2.1 Modelado de generación fotovoltaica en edificios

Para el último escenario presentado, se han tomado los datos de generación fotovoltaica de una herramienta desarrollada por el Servicio de ciencia y conocimiento de la Comisión Europea, la cual se muestra en la Figura 38, llamada *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS). Esta otorga datos como la inclinación óptima de los paneles, datos de radiación horarios desde 2006 hasta el 2016, la potencia generada por los paneles en unas condiciones a elegir e incluso los componentes de la radiación, por si resultase interesante utilizar los paneles fotovoltaicos bifaciales. (Comisión Europea, 2019)

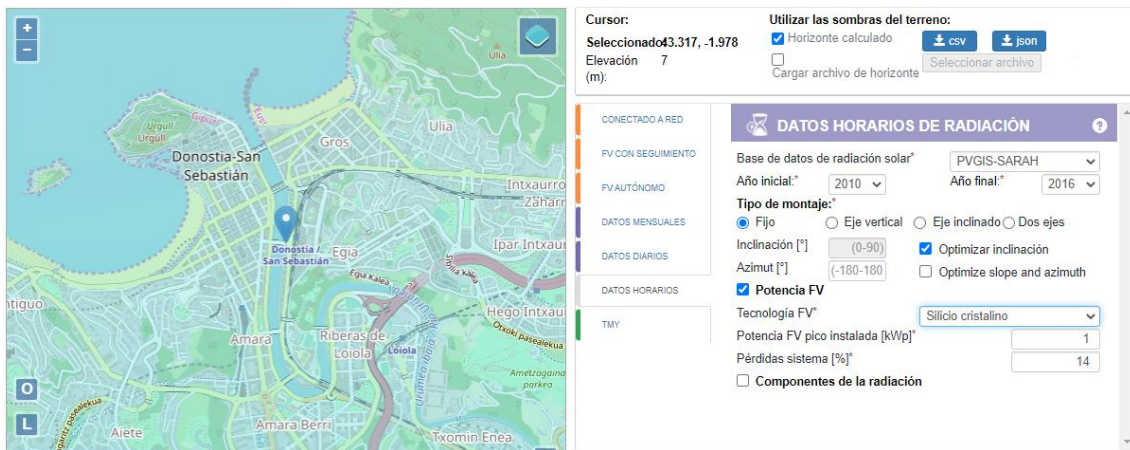


Figura 38: Captura de la herramienta PVGIS con las opciones utilizadas para modelar la instalación (Comisión Europea, 2019)

A la hora de estimar la potencia instalada y, por consiguiente, la que se va a generar en cada edificio, se ha seguido la siguiente metodología:

1. Se decidió que los paneles fotovoltaicos fuesen de silicio cristalino, fijos y con una inclinación óptima calculada por el PVGIS. También se eligió que la orientación fuese sur y se mantuvieron los valores de pérdidas que propone la herramienta, de un 14%. Dichas pérdidas son las debidas a los componentes que acompañan a los paneles (inversores, cableado, etc).
2. Con las características de las instalaciones decididas, se descargan los valores de potencia que generan para cada hora del año, utilizando los datos de radiación desde el 2010 hasta el 2016. Para ello, se impone en la herramienta que la instalación base es de un 1 kWp de potencia.
3. Una vez se tienen los valores horarios para los 7 años mencionados, se crean cuatro días tipo con los que se va a trabajar en el último escenario. Estos serán los pertenecientes a las cuatro estaciones, creando así un perfil horario de generación fotovoltaica para invierno, primavera, verano e invierno. Dicho perfil, como el mostrado en la Figura 39, será el correspondiente a una instalación de 1 kWp de potencia.

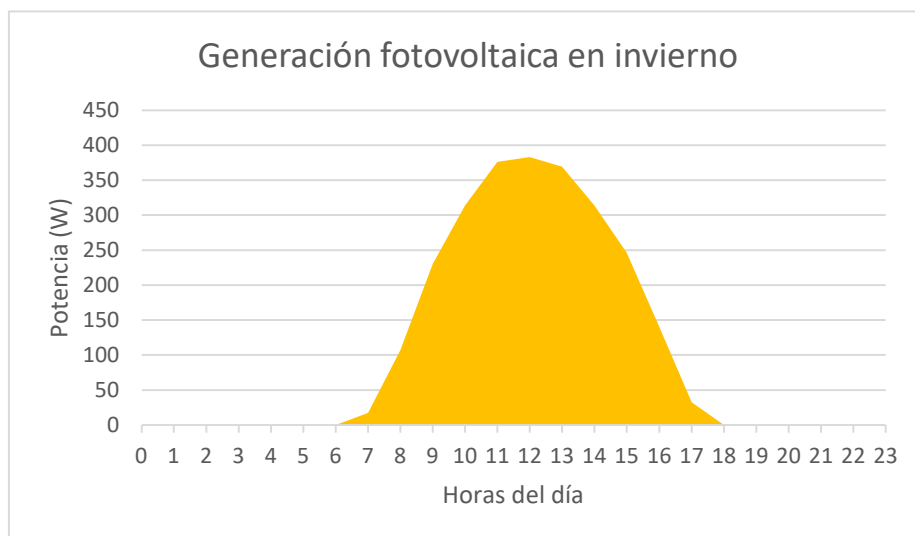


Figura 39: Perfil de generación fotovoltaica en un día tipo de invierno (Elaboración propia)

4. Para conocer la potencia instalada correspondiente a cada edificio, se estima que la cubierta de cada edificio tendrá una superficie igual a la de las plantas inferiores, y que el 50% de dicha superficie será utilizada por los paneles fotovoltaicos. Conociendo la superficie que ocupa un panel monocristalino de 200 Wp inclinado 36 grados, siendo esa la inclinación óptima calculada por la herramienta, se puede estimar cuanta superficie se necesitará para tener una instalación de 1 kWp. (Solutechnia S.A.S.)
5. Finalmente, conociendo la superficie que tiene disponible cada edificio y el espacio que ocupan los paneles, se puede conocer cómo de grande será la instalación, por lo que solo bastará multiplicar la potencia pico de dichos paneles por los perfiles de generación creados para saber cuánta energía van a generar los paneles de cada edificio.

5.2.2.2 Dimensionamiento de las cargas debidas a VE

En cuanto a las cargas debidas a los vehículos eléctricos, se ha trabajado con la base de datos creada en Excel en la que se recogen los perfiles de demanda debido a los VE según las estrategias seguidas. Al haber distintas opciones para mismas estrategias, como se mencionó en el apartado correspondiente a las curvas de demanda, se ha decidido asignar a cada edificio aleatoriamente una de las distintas curvas que le correspondería por tipología y estrategia. Es decir, si es un edificio residencial y no se sigue ninguna estrategia a la hora de cargar el VE, hay 5 curvas distintas en la base de datos para esta opción, por lo tanto, lo que se hace es asignarle una de esas 5 curvas aleatoriamente al edificio, para no trabajar solo con un tipo de bibliografía y reducir los posibles errores que pudiesen tener las curvas.

Esto ha llevado a la curva representada en la Figura 40, en la cual se observa que es diferente para cada zona, ya que hay distintos tipos de edificios en dichas zonas, y también distintas curvas utilizadas para un mismo tipo de edificio. Esto se observa en la zona 1, la cual tiene dos grandes edificios comerciales y se le asigna un perfil de recarga correspondiente a un aparcamiento público. En cambio, en el caso de los edificios residenciales, los cuales son mayoritarios en casi todas las zonas, se comportan según lo explicado anteriormente. En la zona 2, donde hay 16 edificios, 4 de ellos siguen el patrón de recarga primero de la base de datos, otros 4 el segundo patrón de recarga, 3 de ellos el tercero, otros 3 el cuarto y, por último, 2 de ellos el quinto patrón. Por lo que todos los perfiles se van a ver involucrados en las distintas zonas.

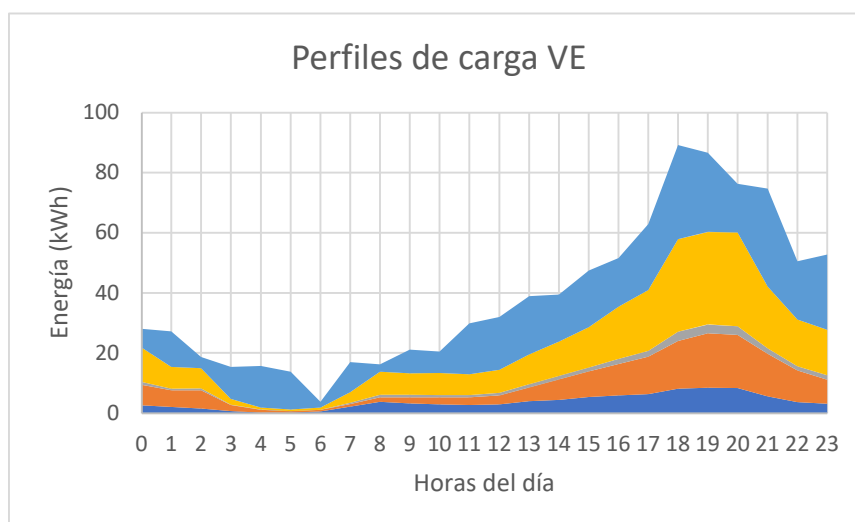


Figura 40: Curvas de demanda debidas a los VE de cada zona con un 20% de penetración (Dumb charge)
(Elaboración propia)

Como se observa en la Figura 40, la cual representa los perfiles de carga que se darían si hubiese una penetración del 20% de vehículos eléctricos en el barrio y estos se cargasen sin seguir ninguna estrategia, se da el mayor consumo energético en las últimas horas de la tarde, las cuales podrían corresponderse con la vuelta del trabajo. Esto, como era de esperar al no seguir estrategias, coincide con los momentos de mayores consumos en los hogares, como se observó anteriormente, lo que significará que aumentará aún más los picos ya pronunciados que se daban antes solamente debidos a los edificios.

6 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Con los escenarios a simular ya presentados, en este apartado se exponen los resultados obtenidos en Power Factory a cada uno de ellos tras haber calculado un flujo de cargas con el fin de conocer el estado de las líneas y los transformadores en cada preciso instante. Dicha simulación se lleva a cabo para un día entero del escenario estudiado, por lo que se introducen las cargas correspondientes a cada hora de dicho día, llevándose a cabo 24 análisis de flujo de cargas para cada situación planteada.

A continuación se presentará el proceso seguido para la definición de las cargas, su introducción en Power Factory, la obtención de los resultados deseados y el análisis para cada uno de los escenarios ya planteados.

6.1 Definición de las cargas

Puesto que se va a trabajar con las cargas tanto de los edificios como de los vehículos eléctricos horariamente, en una base de datos también creada en Excel, en la que se perfilan de demanda de los VE, se han dispuesto todos los valores de la forma en la que expone en la Figura 41. Como ejemplo de la utilización de los resultados, en dicha imagen se observa que las cargas se ordenan por columnas, de tal manera que, si se quisiesen introducir los valores de las cargas debidas a los 38 edificios a las 10:00, simplemente se seleccionarían todos los valores de la columna correspondiente a esa hora, lo que permitiría introducirlo luego en Power Factory.

Edificio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017	0.344017
2	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861	0.362861
3	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932	0.204932
38	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494	0.652494

Figura 41: Ordenación de las cargas debidas a los edificios en Excel (Elaboración propia)

Tras haber copiado todos los valores de las cargas, las cuales se corresponden al escenario base, en el que no se tiene en cuenta a los vehículos eléctricos, se debe abrir el Administrador del Modelo, ya con la red de baja tensión activada en Power Factory y se debe seleccionar la opción de Carga general, en la cual se encuentran todas las cargas correspondientes a los edificios y los VE. Tal y como se muestra en la Figura 42, se debe abrir la sección de Flujo de cargas, ya que es el análisis que se va a realizar para comprobar el estado de la red en ese instante, e introducir todos los valores que se habían copiado en el Excel, en concreto en la columna de Potencia activa.

Para el último escenario, en el que se repite todo lo anterior, pero usando una penetración del 100% de vehículos eléctricos e introduciendo paneles fotovoltaicos en cada edificio, además de las cargas, también se deben introducir los valores de las potencias generadas para cada una de las horas. En este caso, el método seguido es similar, ya que en Excel se han dispuesto los valores también por columnas, representando cada una de ellas una de las horas del día, por lo que los datos de la generación de las 38 instalaciones fotovoltaicas también se copiarían y se introducirían en Power Factory. En concreto, se repite el proceso de abrir el Administrador del Modelo, pero esta vez los valores se pegarán en la sección Sistema PV, también en la parte de Flujo de carga, donde se encuentran los valores de la potencia generada por los 38 sistemas fotovoltaicos relativos a cada uno de los edificios.

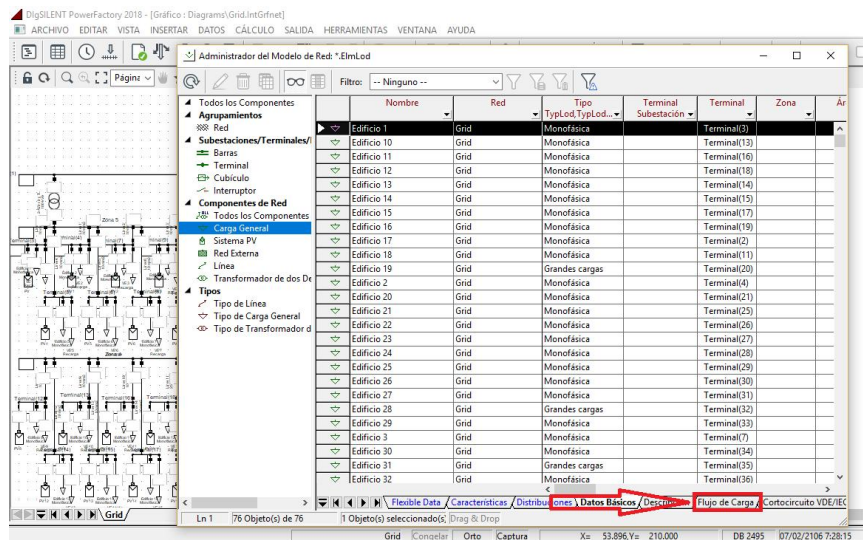


Figura 42: Administrador del Modelo en Power Factory (Elaboración propia)

Una vez se han introducido todos los valores de las cargas, correspondientes a los edificios y los vehículos eléctricos, y de la generación fotovoltaica, ya se puede realizar el análisis de flujo de cargas. Dicho análisis, como se observa en la Figura 43 podría llevarse a cabo de diferentes maneras, teniendo que elegir en este caso el desbalanceado, ya que muchas de las líneas que llegan a los edificios son monofásicas y, en caso de realizar el flujo de cargas balanceado, no se considerarían los flujos de potencias en dichas líneas.

Ya con el análisis ejecutado, el diagrama del modelo adquiere un nuevo formato, en el que los componentes de la red presentan varios colores, correspondientes a un determinado factor de carga, como se puede observar en la Figura 44. En esta se observa las condiciones en las que estaría la red de distribución en invierno con una penetración del 100% de vehículos eléctricos. Los componentes en rojo son los que se encuentran con un nivel de carga mayor, mientras que los de colores más fríos, como los verdes o azules, poseen mayores márgenes de seguridad.

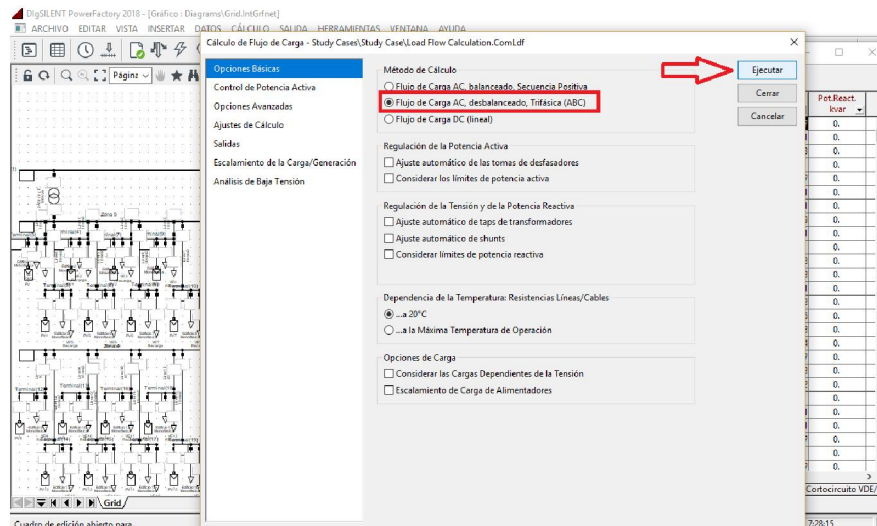


Figura 43: Elección del tipo de cálculo de flujo de cargas en Power Factory (Elaboración propia)

En cuanto a los resultados cuantitativos con los que se ha trabajado en el caso práctico, estos se vuelven a obtener del Administrador del Modelo, exactamente en la sección de Flexible Data se pueden encontrar todos los datos deseados relativos al análisis de flujo de cargas. En el caso de las líneas, se trabaja con el Nivel de Carga y las Pérdidas, en los transformadores de dos devanados con la Cargabilidad, lo cual representa prácticamente lo mismo, y de los terminales se calculan las Magnitudes A, B y C de la tensión en por unidad, con las cuales se obtiene la variación de tensión que se da en estos respecto a la nominal.

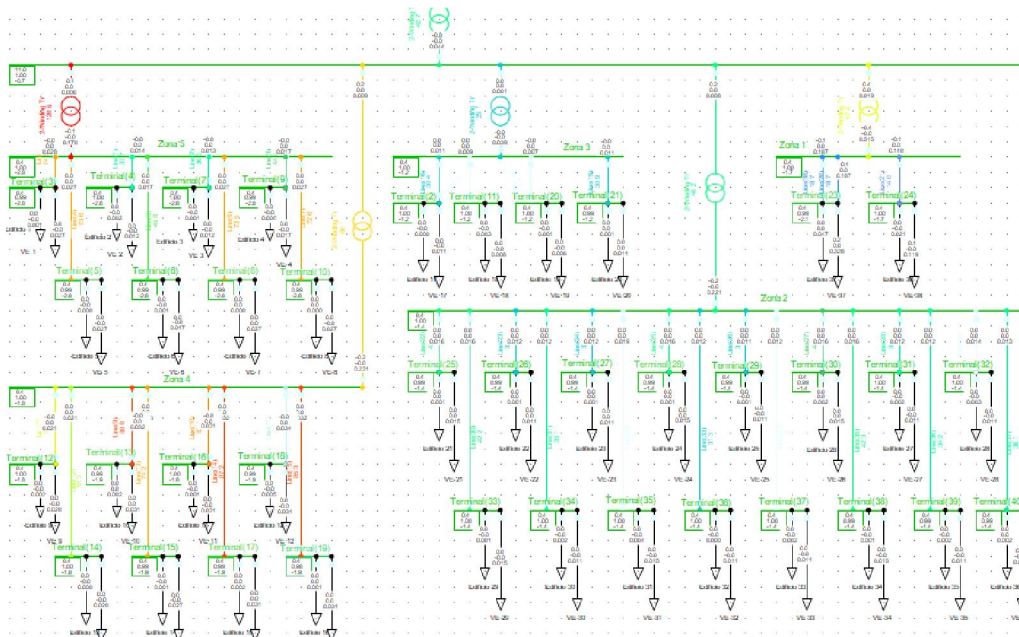


Figura 44: Estado de la red en Power Factory tras haber sido simulada con un 100% de VE (Elaboración Propia)

6.2 Resultados de los escenarios

A continuación, ya con la metodología de las simulaciones expuesta, se pasa a comentar los resultados que se han obtenido en todos los escenarios antes explicados, señalando las variaciones e impactos importantes que se den en los componentes de la red de distribución.

6.2.1 Dumb charge – Entre semana

El primero de los escenarios es el más negativos de todos para la red ya que, en este, las recargas de los vehículos eléctricos no siguen ninguna estrategia, lo que significa que las horas en las que se conecte el vehículo a la red serán las de la vuelta al hogar tras la jornada laboral, siendo dichos momentos del día los de mayor demanda eléctrica, por lo que las recargas de los vehículos acrecentarán el problema.

Al estudiarse los efectos que tendrán los vehículos eléctricos conforme adquieren mayor protagonismo en el parque automovilístico del país, se comienza analizando la situación en la que solo un 10% de los vehículos que se utilizan en el barrio son eléctricos, siendo dicho número el mismo que el 10% del total de viviendas. Como se observa en la Figura 45, el impacto que tiene la recarga de estos vehículos sobre la curva de demanda debida a los edificios es baja, aunque conlleva un aumento del pico de consumo de las últimas horas de la tarde.

La curva de demanda saca a relucir los grandes cambios que se dan a lo largo del día en términos de consumo, ya que los equipos van a tener que soportar cargas puntuales bastante altas, sumando todas ellas cerca de 800 kW, mientras que, durante una gran cantidad de horas, dichos valores sean mucho menores, encontrándose por debajo de los 300 kW 18 de las 24 horas que tiene el día.

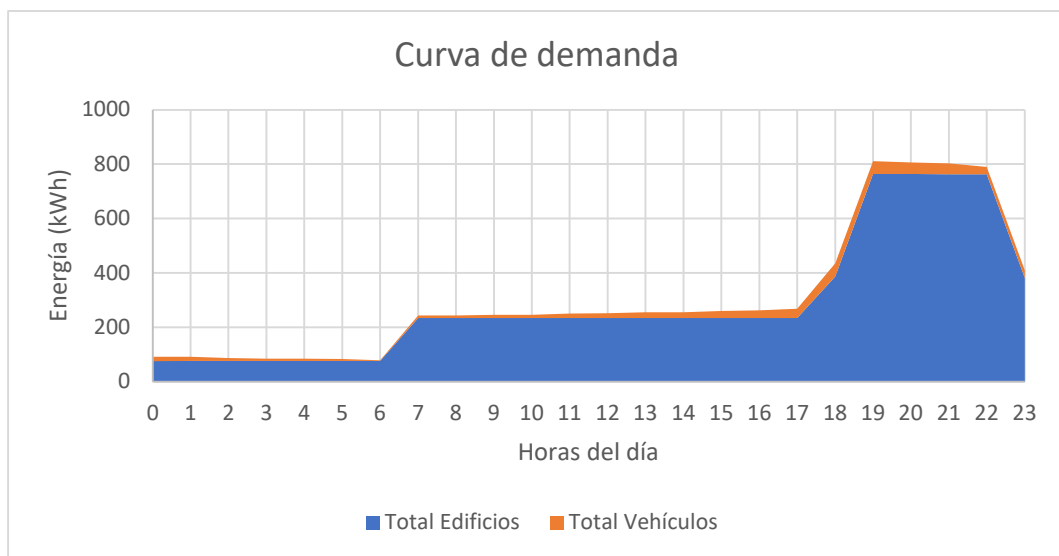


Figura 45: Curvas de demanda debidas a edificios y vehículos apiladas – 10% VE Dumb charge (Elaboración propia)

El impacto negativo que va a tener la recarga de los vehículos eléctricos en esas horas de la tarde con grandes consumos se entiende mejor viendo los perfiles de carga que conllevan estos en cada una de las zonas, mostrados en la Figura 46. En ella se representa la energía que demandarán todas las áreas a lo largo del día, volviéndose a dar el pico en las últimas horas de la tarde, aunque su evolución sea bastante más irregular que la curva de demanda de los edificios. Con un 10% de penetración del VE, los valores de energía no tienen peso, siendo el máximo algo menor de 50 kWh mientras que el de los edificios alcanzaba los 800 kWh.

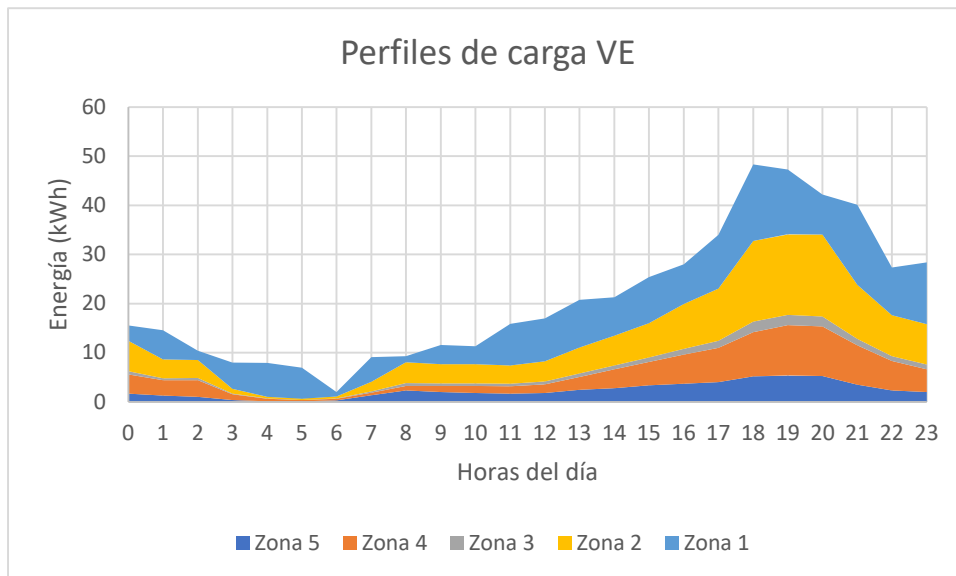


Figura 46: Curvas de demanda debidas a los VE de cada zona - 10% de VE Dumb charge (Elaboración propia)

Para dicha situación, la cual es cercana al escenario base al tener poco peso el consumo de los vehículos, se representa en la Figura 47 la evolución que seguirá el nivel de carga de las líneas, el cual irá de la mano de la curva de demanda, es decir, en los momentos en los que haya mayores consumos debidos a los edificios y vehículos, el nivel de carga de las líneas será alto. Por el dimensionamiento que se ha hecho de las líneas, al igual que ocurre en los transformadores, en esta situación no se llega a sobrecargar ningún elemento de la red en ninguna de las horas del día. Se observa que ciertas líneas sí que llegan a alcanzar valores altos, superando el 70% de carga, pero hay otras que ni en las horas de más demanda superan el 30%, lo que representa el sobredimensionamiento de la red mencionado anteriormente, conllevando márgenes de seguridad altos.

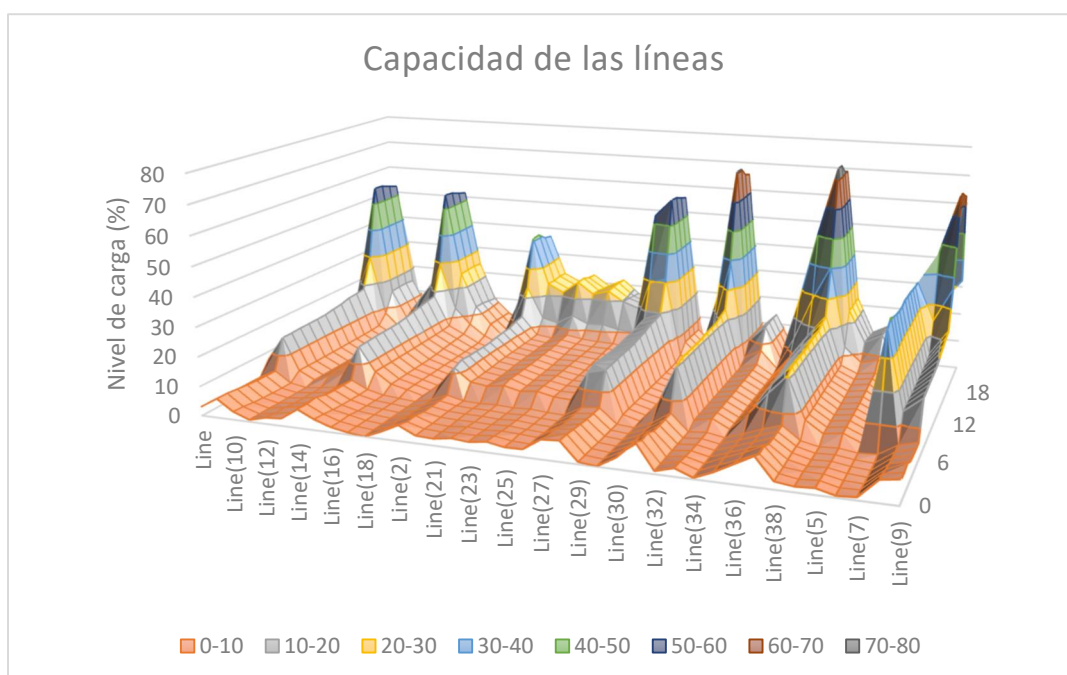


Figura 47: Nivel de carga de las líneas – 10% de VE Dumb charge (Elaboración propia)

Respecto a los transformadores, solo uno de ellos se acerca a trabajar al 80% de su capacidad en las últimas horas de la tarde, el de la zona 5, el cual alimenta a los dos grandes edificios comerciales. Como se irá viendo en los siguientes escenarios, este será uno de los equipos que más sufra.

Las variaciones de tensión dependerán de la potencia demandada por cada una de las cargas, oscilando los valores entre el 1.4% y el 0.3%, habiendo una variación media del 0.6% entre los terminales a los que se conectan las cargas y el lado de alta del transformador principal, el cual alimenta a los transformadores de cada zona. En cuanto a las pérdidas, estas vuelven a ser dependientes del nivel de carga y, por lo tanto, de la potencia que estén demandando las cargas respecto a la nominal de las líneas, siendo el promedio de dichas pérdidas del 0.85% en las líneas, mientras que en los transformadores son casi despreciables.

Conforme aumenta la penetración del vehículo eléctrico en el barrio, todos los valores estudiados van en aumento, observándose en la Figura 48 el aumento paulatino de las pérdidas, no siendo dicha evolución lineal por el factor de la intensidad al cuadrado a la hora de su cálculo. Para el caso en el que el 50% de los vehículos ya son eléctricos se produce la primera sobrecarga en una de las líneas, en concreto la número 37, que alimenta a un edificio residencial. Esta alcanza un nivel de carga del 101% a las 19:00 mientras que ninguno de los transformadores llega a trabajar al 90% de su carga nominal. Para que uno de los transformadores se sature se debe llegar a una penetración del 100% de vehículos eléctricos, lo cual vuelve a demostrar el sobredimensionamiento de los componentes de la red. En ese caso, el transformador que alimenta a los dos grandes edificios comerciales alcanza un factor de carga del 101% en invierno y un 105% en verano.

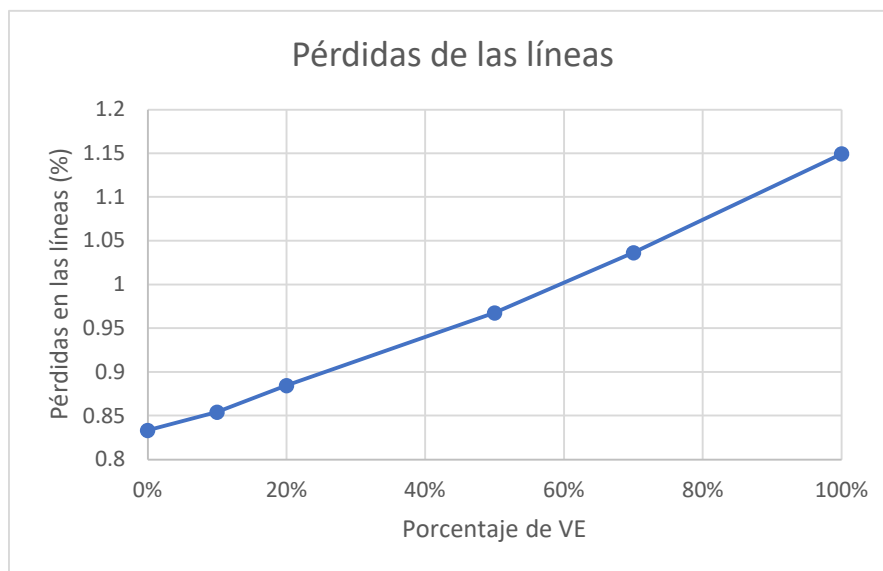


Figura 48: Evolución de las pérdidas debidas a las líneas respecto al % de VE (Elaboración propia)

En cuanto a las cargas, las debidas a los VE toman una gran importancia en este último caso, en el que todos los vehículos del barrio son eléctricos. Como se puede observar en la nueva curva de demanda, presentada en la Figura 49, el pico de máximo consumo sigue siendo a las 19:00 de la tarde, pero esta vez su valor ha aumentado desde los 800 kW, que se daban en el primer caso de este escenario, hasta los 1200 kW, significando que solo los vehículos eléctricos han sido capaces de aumentar en un algo más de un 50% toda la demanda del barrio. Este hecho lleva a

que los impactos negativos que se pudiesen dar en la red en momentos puntuales de grandes cargas antes de la introducción del VE se acrecienten, pudiendo llegar a ser peligroso para algunos de los componentes que intervienen en el sistema.

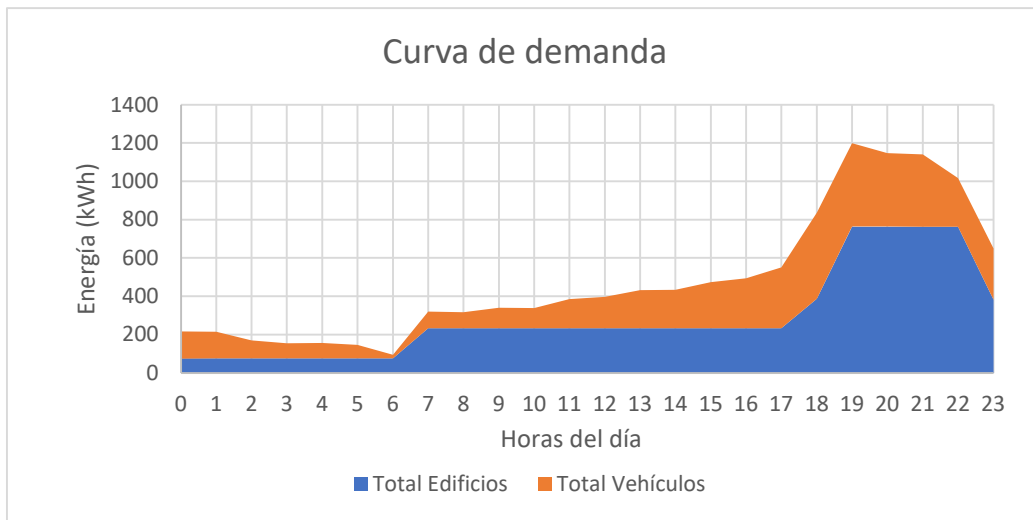


Figura 49: Curvas de demanda debidas a edificios y vehículos apiladas – 100% VE Dumb charge (Elaboración propia)

Esto se puede observar también en el nivel de carga de las líneas, representado en la Figura 50. Mientras que, en el primero de los casos presentados, donde había un 10% de vehículos eléctricos, tan solo había una línea que alcanzaba el 80% en el momento de máximo consumo, ahora con una penetración del 100%, hay 5 líneas que superan el 100% del nivel de carga, alcanzando en una de ellas casi el 140%. Además, estas se van a encontrar en esa situación un tiempo considerable, ya que hay casos en los que durante 3 o 4 horas seguidas, dichas líneas se encontrarán sobrecargadas, llegando a ser peligroso para el sistema.

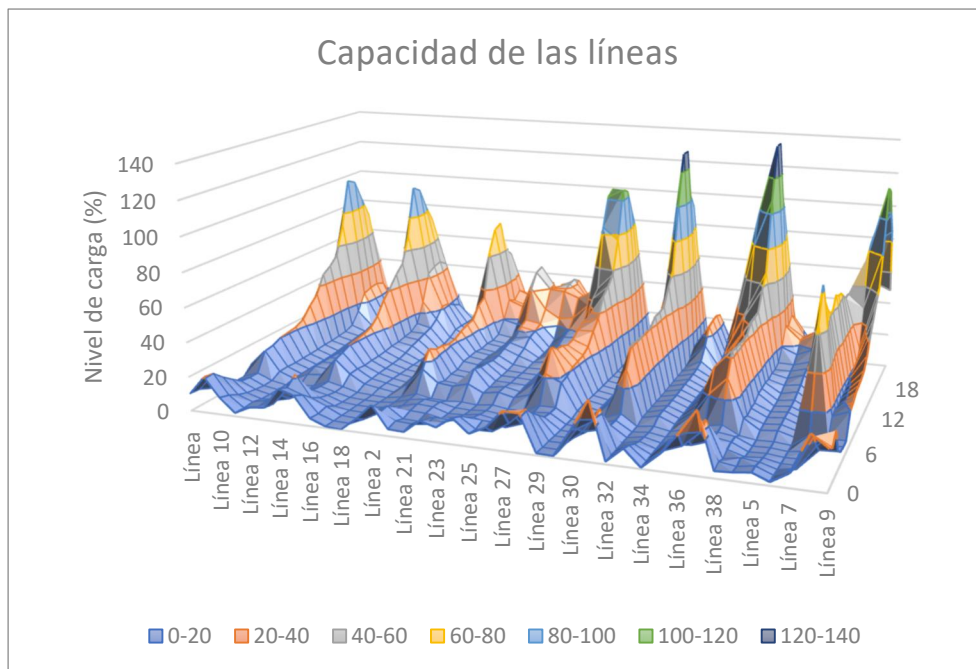


Figura 50: Nivel de carga de las líneas – 100% de VE Dumb charge (Elaboración propia)

En cuanto a los demás valores analizados, estos también han aumentado considerablemente, como es el caso de la carga de los transformadores, hecho que ya se adelantó anteriormente. Dos de los transformadores van a trabajar 2 horas a más del 100% de su capacidad, algo que puede llegar a ser peligroso en verano, debidos a las altas temperaturas que se alcanzan, como ya se explicó en la sección de impactos en la red.

La variación de la tensión que se da en las líneas también ha aumentado de manera considerable, encontrándose en el primer caso en un promedio del 0.6% y llegando en este último caso a un valor cercano del 0.9%, con un valor máximo del 2.4%, superando el límite estipulado en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para derivaciones. (Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2003)

A modo de resumen sobre este escenario, en la Tabla 3 se presentan características importantes de cada uno de los casos estudiados al haber simulado el impacto que tienen los vehículos eléctricos si no siguen ninguna estrategia de recarga (Dumb Charge).

Como se puede observar en la Tabla 3, los valores de nivel de carga y pérdidas no son alarmantes a pesar de haber dimensionado la red solo para las cargas debidas a los edificios, hay que llegar a porcentajes muy altos de vehículos eléctricos para llevar a algunos elementos de la red a la saturación, lo que vuelve a demostrar lo sobredimensionada que esta. En cuanto a la caída de tensión, a partir del 20% se incumple con lo estipulado en el REBT y respecto a las pérdidas, estas no llegan a ser tan importantes a pesar de haber aumentado el pico máximo de demanda en un 50%. Los siguientes escenarios presentan efectos aún menores en la red, exceptuando casos puntuales, como se muestra en los siguientes apartados.

Tabla 3: Valores principales de la simulación del primer escenario – Dumb charge (Elaboración propia)

	0%	10%	20%	50%	70%	100%
NIVEL DE CARGA MÁX – LÍNEA (%)	66.73	73.85	81.13	101.35	116.94	138.18
Nº DE LÍNEAS SATURADAS	0	0	0	1	3	5
NIVEL DE CARGA MÁX – TRANS. (%)	75.2	77.8	80.5	88.4	93.7	101.7
Nº DE TRANSFOR. SATURADOS	0	0	0	0	0	2
VARIACIÓN MÁX. DE TENSIÓN (%)	1.37	1.42	1.46	1.59	1.91	2.36
PÉRDIDAS TOTALES (%)	0.83	0.85	0.88	0.97	1.04	1.15

6.2.2 Dumb Charge – Fines de semana

En este escenario, bastante ligado al anterior, vuelve a ocurrir que ninguno de los usuarios sigue estrategia alguna a la hora de recargar su vehículo eléctrico, pero esta vez el efecto de dicho comportamiento se analiza solo durante los fines de semana ya que, como se comprobará a continuación, los perfiles de recarga del vehículo eléctrico presentan una variación significativa respecto a los días de diario.

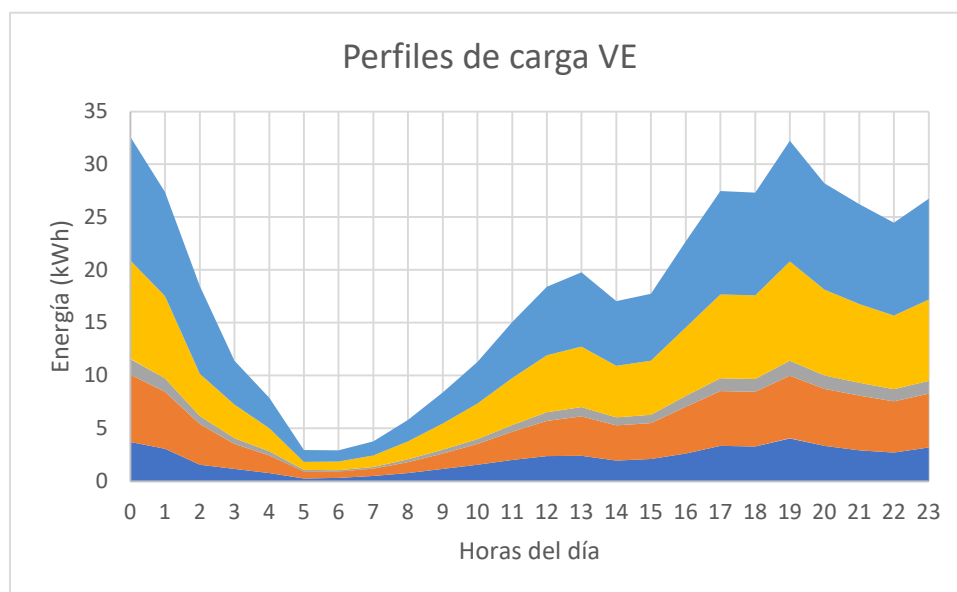


Figura 51: Curvas de demanda debidas a los VE de cada zona - 10% de VE DC Fines de semana (Elaboración propia)

Como se expone en la Figura 51, la evolución que siguen los perfiles de recarga de los VE los fines de semana presenta varias diferencias respecto al caso anterior. Se dan dos máximos, uno a las 19:00 de la tarde, que ronda los 32 kW, y otro a las 00:00, el cual posee un valor similar. En los días de diario se daba el máximo, de casi 50 kW, en las últimas horas de la tarde, pero casi todo consumo se producía alrededor de esas horas mientras que, en este caso, la demanda de energía se reparte desde el mediodía hasta las primeras horas de la madrugada, lo que resulta beneficioso para la red respecto al primer escenario.

En este escenario y los siguientes que se analizarán, la estación en la que se han realizado las simulaciones ha sido en verano, ya que se observó que, a pesar de darse menores consumos que en invierno, uno de los transformadores sufría más en la época de más calor, por lo que se le ha dado prioridad al estudio del efecto sobre los transformadores antes que sobre las líneas, las cuales no resultan tan importantes ni costosas.

Al igual que en el primer caso, cuando la penetración del vehículo eléctrico es baja, de tan solo el 10%, las líneas no presentan niveles de carga preocupantes, situándose el máximo cerca del 70% para unas pocas. Respecto a los transformadores, como se acaba de explicar, hay uno de ellos que ya para la penetración del VE mencionada presenta un nivel de carga inusualmente alto, superando el 80%. Dicho transformador es el que alimenta a las dos grandes superficies comerciales, las cuales sufren un aumento de su consumo en esa época del año. Los demás transformadores se sitúan en niveles de carga inferiores al 50%.

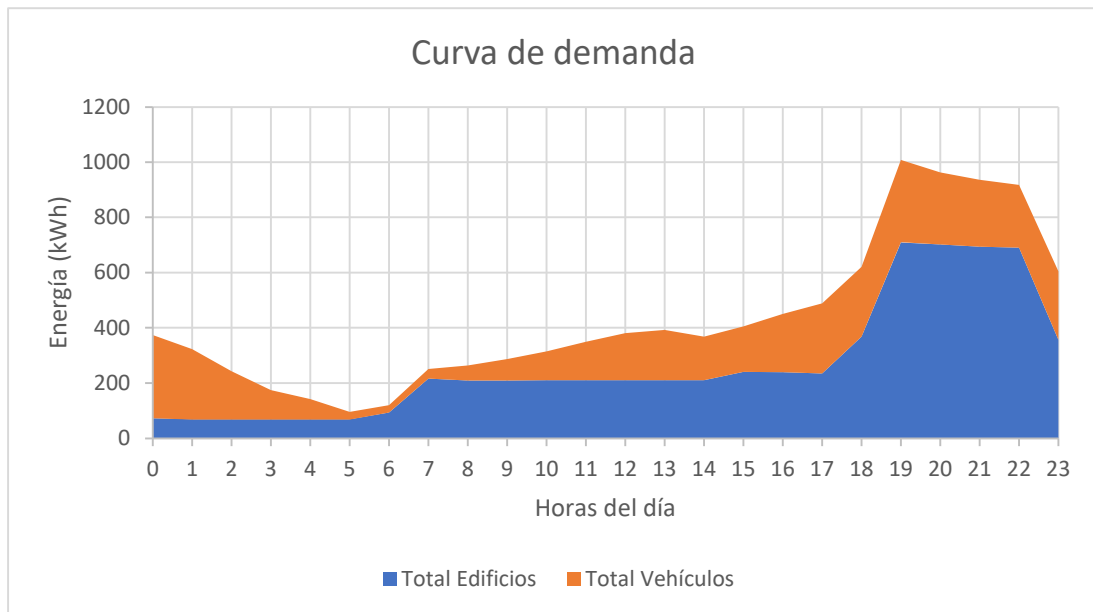


Figura 52: Curvas de demanda debidas a edificios y vehículos apiladas – 100% VE DC Fines de semana (Elaboración propia)

Pasando a explicar el caso extremo, con una penetración del vehículo eléctrico del 100%, se muestra en la Figura 52 la nueva curva de demanda que se observa con los perfiles de carga de los VE en los fines de semana. Sin seguir ninguna estrategia se ha conseguido suavizar los picos respecto a las horas valle, algo muy positivo para la red y los generadores. En el primer escenario se alcanzaba un pico a las 19:00 de 1200 kW mientras que en los fines de semana dicho pico disminuye 200 kW al desplazarse parte del consumo a las primeras horas de la madrugada, quizás debido a la conexión tardía de parte de los VE que llegan a casa en horas más cercanas a la medianoche. Esta suavización de la curva ayudaría a la hora del dimensionamiento de nuevos componentes de la red al poseer una potencia máxima menor.

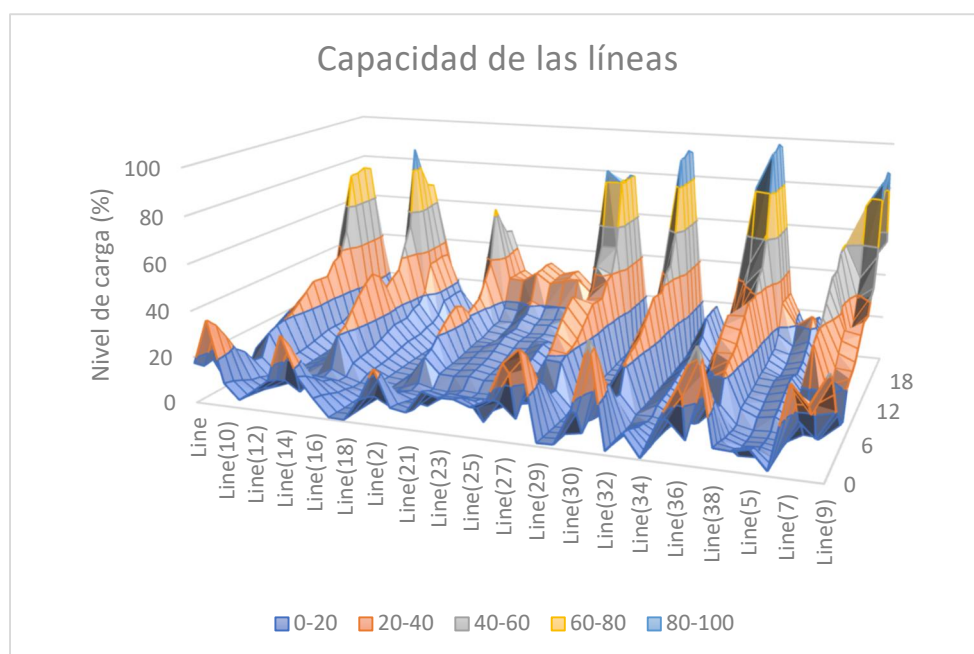


Figura 53: Nivel de carga de las líneas – 100% de VE DC Fines de semana (Elaboración propia)

Por último, la última gráfica del escenario es la representada en la Figura 53, la cual muestra el nivel de carga de las líneas que alimentan los edificios y los vehículos. En el primer escenario, con la penetración del 100% del VE se alcanzaba en una de las líneas un 138% de sobrecarga, superando el 100% en 5 de las 38 líneas de la red de distribución. En este caso, no hay ninguna línea que llegue a sobrecargarse, solo hay 6 líneas que superan el 70% de nivel de carga y 3 que alcanzan el 90%. Esto significa que, sin haber llevado a cabo ninguna estrategia, por el simple comportamiento de los usuarios, el impacto de los VE en la red disminuye considerablemente.

Al igual que se ha realizado en el escenario anterior, se vuelve a presentar una recopilación de los valores más importantes para los porcentajes de vehículos analizados. Dichos datos vienen expuestos en la Tabla 4, en la cual se observa una mejoría importante respecto al primero de los escenarios.

Tabla 4: Valores principales de la simulación del primer escenario – DC Fines de semana (Elaboración propia)

	0%	10%	20%	50%	70%	100%
NIVEL DE CARGA MÁX – LÍNEA (%)	66.73	70.56	75.31	83.13	89.65	99.21
Nº DE LÍNEAS SATURADAS	0	0	0	0	0	0
NIVEL DE CARGA MÁX – TRANS. (%)	80.9	82.7	84.6	90.1	93.8	99.4
Nº DE TRANSFOR. SATURADOS	0	0	0	0	0	0
VARIACIÓN MÁX. DE TENSIÓN (%)	1.48	1.51	1.54	1.63	1.70	1.80
PÉRDIDAS TOTALES (%)	0.89	0.90	0.90	0.95	0.98	1.07

A pesar de que en verano haya peores condiciones de inicio, es decir, con un 0% de vehículos eléctricos, la buena evolución de los perfiles de carga hace que conforme aumenta la penetración de los VE en el barrio, las condiciones se vuelvan más favorables que en el primer escenario. En este, no se alcanza el 100% de nivel de carga en ningún elemento del sistema y las pérdidas resultan peores. El único lado negativo es la variación de la tensión, la cual es mayor del 1.5% ya desde el 10% de vehículos, aunque el problema no está en el perfil de recarga si no en las condiciones iniciales, siendo estas peores para ciertas líneas en verano antes que en invierno.

6.2.3 Off-peak charge

En este escenario se utiliza una nueva estrategia de recarga, en la cual los vehículos se conectarán para reabastecer sus baterías en las horas valle, es decir, en las de menos demanda energética. Para conseguir esto, hay regiones que lo consiguen dando incentivos económicos a los usuarios, ya que puede llegar a resultar beneficioso para las dos partes interesadas, una por un beneficio económico y otra por un sistema eléctrico más fácil de operar, al conseguirse suavizar la curva de demanda global.

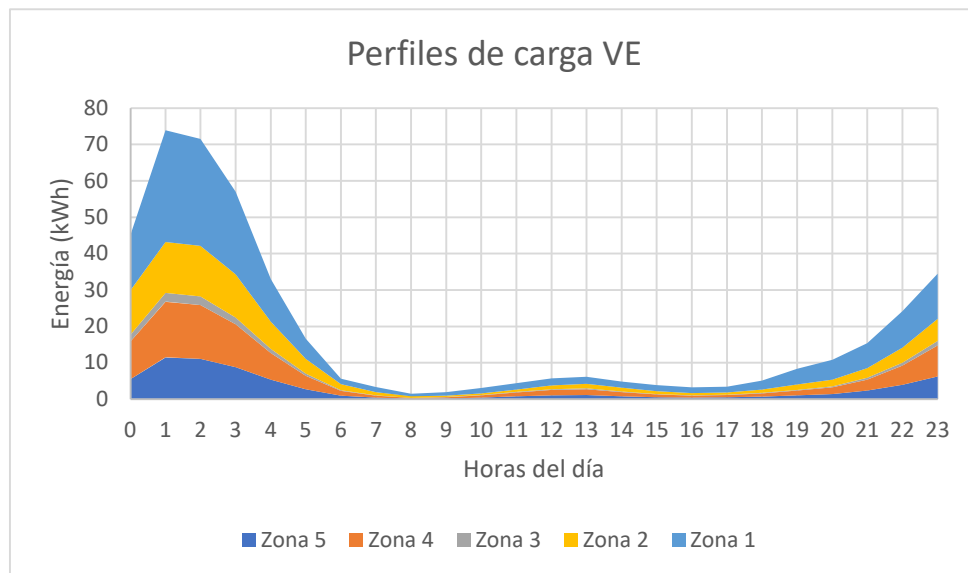


Figura 54: Curvas de demanda debidas a los VE de cada zona - 10% de VE Off-peak charge (Elaboración propia)

La Figura 54 muestra la evolución que siguen los perfiles de recarga de los VE con la nueva estrategia de aprovechamiento de las horas valle. En ella se observa que hay un máximo importante y que, alrededor de dicho máximo, se produce la mayor parte de la demanda diaria. Lo mismo ocurriría en el primero de los escenarios estudiados, aunque en la situación actual, dicho máximo se ha desplazado hasta las horas centrales de la madrugada. En este caso, el máximo alcanza un valor más alto que los anteriores, de casi 75 kW, mientras que en el primer escenario el máximo era 20 kW menor. Este hecho se contrarresta al pasar un gran número de horas con un consumo menor de 10 kW. El análisis que se realiza, como se mencionó anteriormente, vuelve a ser en las estaciones de verano, por el transformador que presenta valores más altos en dicha estación que en invierno.

Con valores bajos de penetración del vehículo eléctrico, como en el caso del 10%, los niveles máximos de carga de las líneas se sitúan en valores menores del 70%, ocurriendo esto solo en alguna de ellas. Respecto a los transformadores, como se ha visto en el escenario anterior, 4 de los 5 transformadores trabajan en capacidades lejanas al 100%, no llegando ni a la mitad de esta. Solo el transformador que alimenta las dos superficies comerciales se encuentra en valores superiores al 80%, margen que todavía es seguro.

Conforme aumenta la penetración del VE en el barrio, hay un transformador que comienza a sufrir más que el resto, el perteneciente a la zona 5, el cual alimenta a 7 edificios residenciales y un centro educativo. Este transformador, al alcanzar el 100% de vehículos eléctricos, adquiere un nivel de carga del 120%, ocurriendo dicha saturación a la 1:00 de la madrugada debido al

nuevo perfil de carga que se utiliza. En cuanto a las líneas, estas van a soportar unos niveles de carga aún menores debido al reparto de la demanda energética a lo largo del día, lo que significa que no se llegan a saturar para ninguno de los casos estudiados.

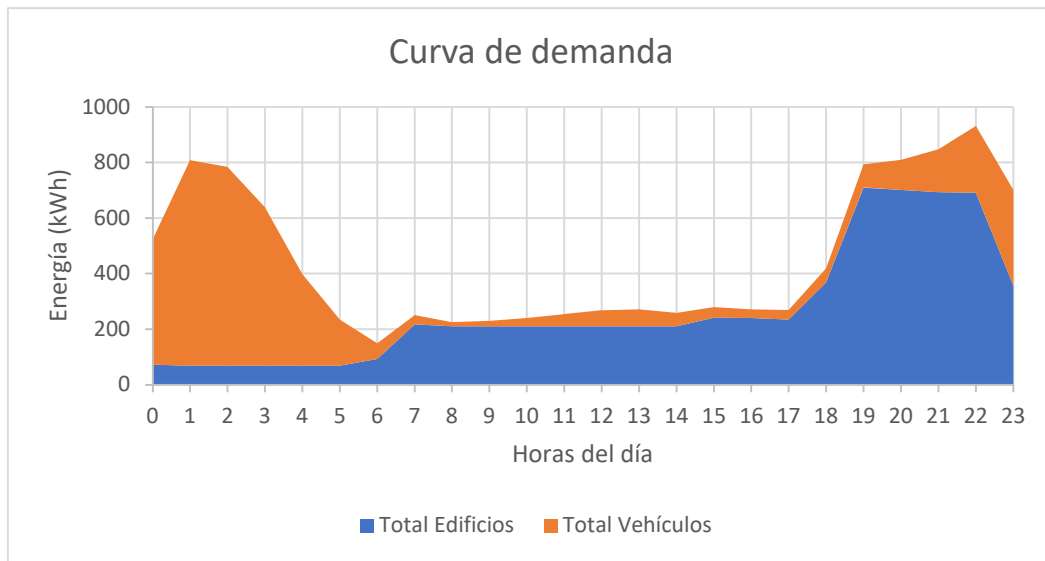


Figura 55: Curvas de demanda debidas a edificios y vehículos apiladas – 100% Off-peak charge (Elaboración propia)

Ya en el caso extremo, con una penetración del vehículo eléctrico del 100%, se muestra en la Figura 55 la nueva curva de demanda que se observa con los perfiles de carga de los VE correspondientes a la nueva estrategia de recarga en horas valle. Con dicha estrategia se ha conseguido mantener el pico de mayor consumo de la tarde en valores menores a 1000 kW, los cuales se superaban fácilmente en el primero de los escenarios. Por el contrario, como se puede observar, surge otro gran pico durante la madrugada, casi de la misma importancia que el debido a los edificios. Esto puede resultar también perjudicial para los equipos ya que, las potencias que se van a dar van a ser muy altas desde las 19:00 hasta las 3:00 de la madrugada, mientras que, en el resto de las horas, dichos consumos van a bajar considerablemente, siendo un intervalo de tiempo en que la generación fotovoltaica presenta su máximo de generación.

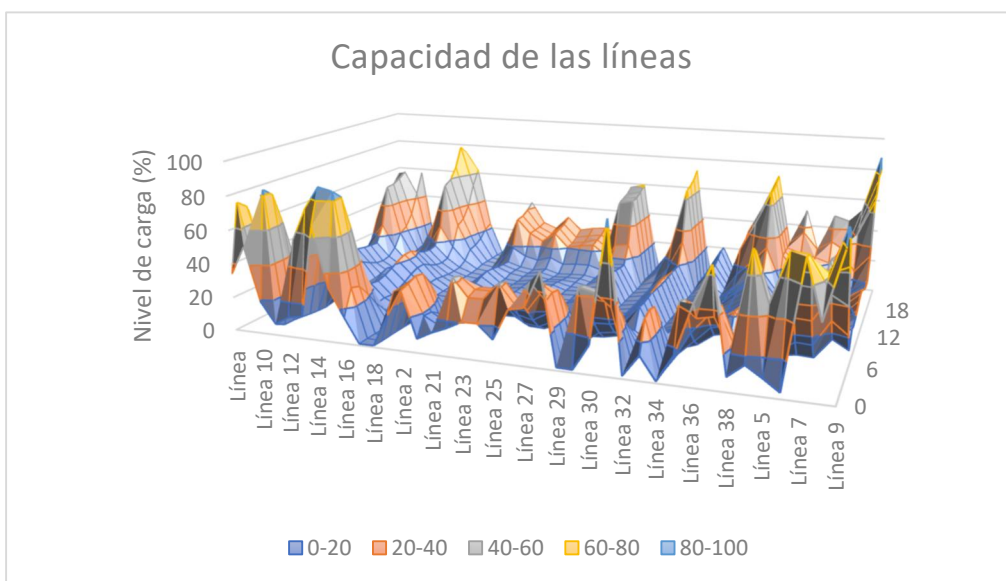


Figura 56: Nivel de carga de las líneas – 100% de VE Off-peak charge (Elaboración propia)

Finalmente, la Figura 56 muestra el nivel de carga de las líneas que alimentan a los edificios y los vehículos. En el primer escenario, con una penetración del 100% del VE se alcanzaba en una de las líneas un 138% de sobrecarga, superando el 100% en 5 de las 38 líneas de la red de distribución. En este caso, ninguna línea llega a sobrecargarse, solo hay 4 líneas que superan el 80% de nivel de carga, siendo estas la que se encuentran más cerca de la saturación, lo que muestra lo positiva que es esta estrategia para estos componentes de la red.

De igual manera que se ha realizado en los escenarios anteriores, se vuelve a presentar una recopilación de los valores más importantes para los porcentajes de vehículos analizados. Dichos datos vienen expuestos en la Tabla 5, en la cual se observa una mejoría importante respecto todos los escenarios exceptuando uno de los transformadores en el último de los casos.

Tabla 5: Valores principales de la simulación del primer escenario – Off-peak charge (Elaboración propia)

	0%	10%	20%	50%	70%	100%
NIVEL DE CARGA MÁX – LÍNEA (%)	66.73	67.38	68.04	74.76	80.54	87.98
Nº DE LÍNEAS SATURADAS	0	0	0	0	0	0
NIVEL DE CARGA MÁX – TRANS. (%)	80.9	81.6	82.3	86.2	89.4	120.5
Nº DE TRANSFOR. SATURADOS	0	0	0	0	0	1
VARIACIÓN MÁX. DE TENSIÓN (%)	1.48	1.49	1.51	1.56	1.60	1.71
PÉRDIDAS TOTALES (%)	0.89	0.90	0.91	0.93	0.95	0.97

Vuelve a ocurrir algo similar al caso anterior, ambos perfiles de recarga de los vehículos son relativamente positivos comparados con el primero, lo que conlleva una gran mejoría para la red conforme van aumentando los vehículos eléctricos que se recargan en el barrio. El problema que se observa es que los datos de salida no son positivos, la variación de la tensión máxima que se da en uno de los terminales ya se encuentra al límite de lo establecido por el REBT, y uno de los transformadores ya se encuentra al 80% de su capacidad, aunque en este caso, el transformador que más sufre no es ese, sino el perteneciente a la zona 5. Observando esta tabla, ya se puede concluir que esta estrategia es la más adecuada de todas las presentadas para minimizar los impactos, ya que todos los valores estudiados son los mejores, exceptuando el caso del transformador.

6.2.4 50% Dumb charge – 50% Off-peak charge

Este escenario es el último en el que no participan las instalaciones de paneles fotovoltaicos, combinando dos de los casos ya estudiados, la recarga en horas valle y la recarga en la que no se sigue ninguna de las estrategias. Con este escenario se busca analizar lo que podría ser una situación algo más realista, ya que no todos los usuarios seguirán una sola estrategia, sino que los perfiles de recarga serían una combinación de estrategias. Se vuelve a realizar el análisis en el mes de verano, como se ha venido haciendo en los últimos escenarios y para los porcentajes de vehículos que van desde el 10% al 100%.

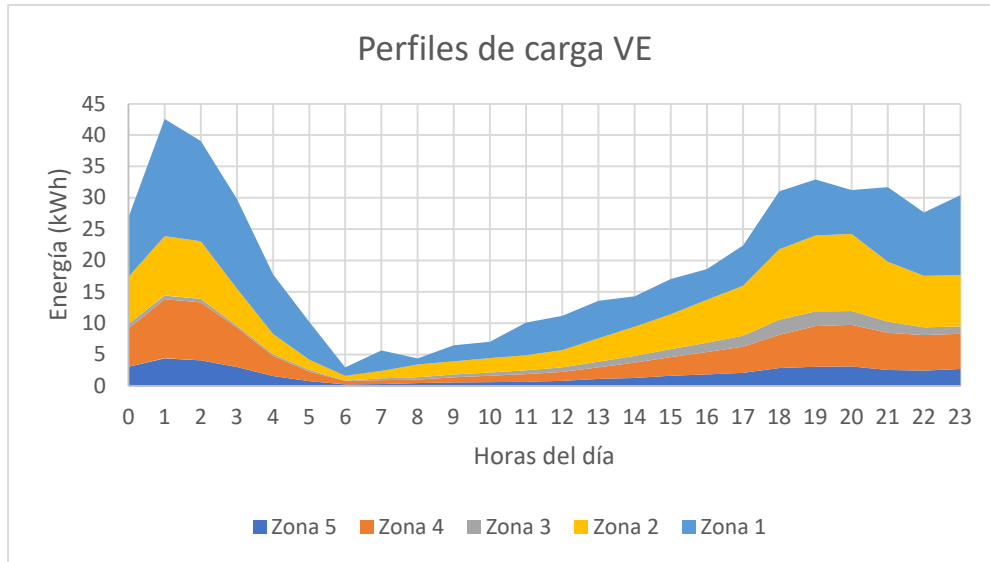


Figura 57: Curvas de demanda debidas a los VE de cada zona - 10% de VE 50% Off-peak charge (Elaboración propia)

Como se expone en la Figura 57, la evolución que siguen los perfiles de recarga de los VE con la combinación de las estrategias se convierte en una mezcla, ya que se dan dos picos de consumo, uno durante la madrugada, debido al 50% de los vehículos que se recargan en horas valle, y otro en las últimas horas de la tarde, aunque de menor intensidad que el primero. En cuanto a los valores, estos picos no alcanzan los 50 kW que se daban en el escenario Dumb charge, reduciéndose estos nuevos picos, al tener uno de ellos una potencia de algo más de 40 kW y otro de algo más de 30 kW. Con esto se consigue suavizar la curva, pero aumentará el pico ya existente debido a los edificios.

Como es de esperar, para una baja penetración del vehículo eléctrico en el barrio, las líneas no sufrirán al alcanzar niveles de carga altos, siendo solo una de las 30 líneas la que supera el 70% de carga. De la mano de la introducción del VE, el nivel de carga irá en aumento, llegándose a saturar las líneas solo en el último tramo. Con los transformadores pasa algo similar a lo que ya se ha expuesto, 4 de los 5 estudiados se encuentran en condiciones bastante lejanas de la saturación mientras que hay uno que ya llega a superar un factor de capacidad del 80%. Algo positivo que ocurre en este escenario respecto al anterior es la evolución de los transformadores conforme aumenta la penetración de los vehículos. Ninguno de los 5 llega a superar el 100% de su capacidad en el caso más extremo, al contrario que en el escenario anterior, donde el transformador de la zona 5 superaba con creces el nivel de carga del 120%.

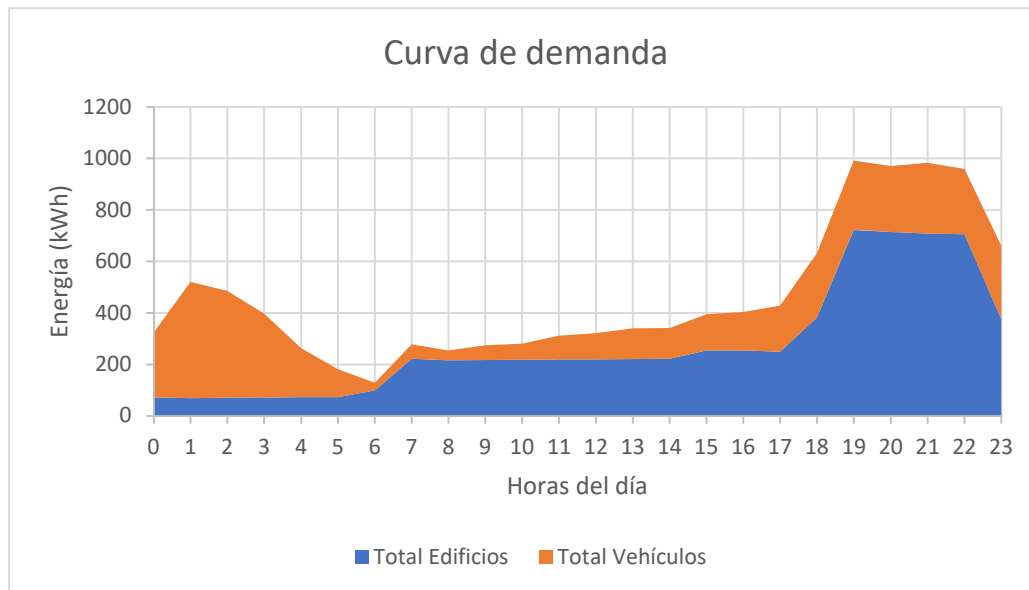


Figura 58: Curvas de demanda debidas a edificios y vehículos apiladas – 100% VE Off-peak charge (Elaboración propia)

Siguiendo con el caso extremo, con una penetración del vehículo eléctrico del 100%, se muestra en la Figura 58 la nueva curva de demanda que se observa con los perfiles de carga de los VE que combinan las dos estrategias junto con la ya conocida demanda debida a los edificios. Se observa que el pico de la madrugada no tiene el mismo peso que anteriormente, siendo este de 500 kW mientras que antes alcanzó los 900 kW. Por otro lado, esta disminución del consumo durante la madrugada conlleva un mayor aumento en las últimas horas de la tarde, algo perjudicial para el sistema, lo que resulta poco ventajoso comparado con la situación en la que todos los usuarios recargasen sus vehículos durante las horas valle. Aun así, dicho máximo se encuentra más de 200 kW por debajo del que se daba en el primero de los escenarios. Con este escenario no se ha encontrado una mejor situación para minimizar los impactos, ya que como se verá en la tabla final, aumentan los valores analizados, pero da una perspectiva más realista de lo que podría ocurrir en la realidad, al ser complicado que todos los usuarios se comporten de la misma manera.

La última gráfica que se presenta del escenario es la mostrada en la Figura 59, esta enseña el nivel de carga de las líneas que alimentan a los edificios y los vehículos. En el primer escenario, con el cual se han venido comparando los demás escenarios, con una penetración del 100% del VE se alcanzaba en una de las líneas un 138% de sobrecarga, superando el 100% en 5 de las 38 líneas de la red de distribución. En este escenario, sí que se supera el 100% del nivel de carga, ocurriendo tan solo para la máxima penetración del VE. En este caso, 5 líneas llegan a superar un nivel de carga del 80% y 2 de ellas superan el 100%. También se puede observar en la gráfica que los picos tan importantes que se daban anteriormente durante la madrugada han disminuido considerablemente, debido a que la energía que se consume en ese intervalo se ha visto reducido.

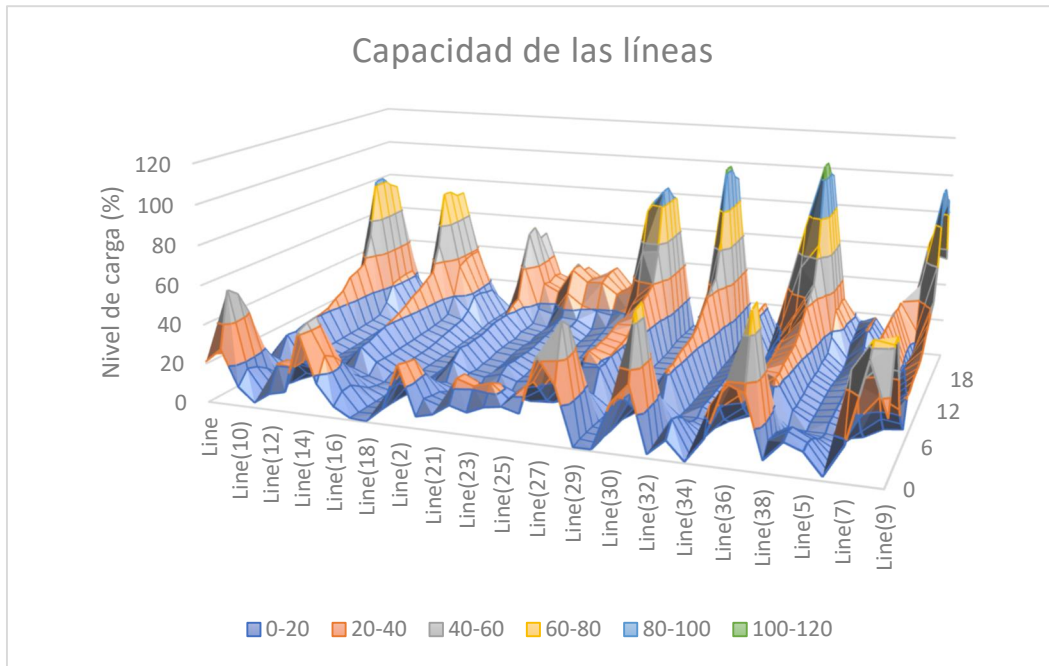


Figura 59: Nivel de carga de las líneas – 100% de VE 50% Off-peak charge (Elaboración propia)

Repitiendo el proceso seguido en los demás escenarios, en este también se expone para finalizar la Tabla 6, en la que se presentan los valores más importantes obtenidos durante el análisis para los diferentes porcentajes de vehículos planteados.

Tabla 6: Valores principales de la simulación del primer escenario – 50% Off-peak charge (Elaboración propia)

	0%	10%	20%	50%	70%	100%
NIVEL DE CARGA MÁX – LÍNEA (%)	66.73	71.62	75.01	86.44	95.23	107.17
Nº DE LÍNEAS SATURADAS	0	0	0	0	0	2
NIVEL DE CARGA MÁX – TRANS. (%)	80.9	82.3	83.7	87.99	91.7	97.4
Nº DE TRANSFOR. SATURADOS	0	0	0	0	0	0
VARIACIÓN MÁX. DE TENSIÓN (%)	1.48	1.51	1.54	1.63	1.69	1.78
PÉRDIDAS TOTALES (%)	0.89	0.90	0.92	0.96	0.99	1.05

La Tabla 6 saca a relucir las carencias que tiene la combinación de la estrategia Off-peak charge y dumb charge ya que, aunque mejora en el caso del transformador respecto al escenario anterior, todos los demás valores son peores. Dos líneas se saturan con un 100% de vehículos eléctricos mientras que antes no lo hacía ninguna. También, la variación de la tensión sufre un aumento, al igual que las pérdidas totales que se dan en las líneas, significando que todo lo que conlleve aumentar considerablemente el pico de consumo de las últimas horas de la tarde irá de la mano de mayores impactos negativos sobre la red de distribución.

6.2.5 Escenarios anteriores con instalación PV

En el último escenario planteado en el caso práctico entran a participar las instalaciones fotovoltaicas que se dimensionaron anteriormente. Estas ocupan el 50% de la superficie del último piso de cada edificio, por lo que cuanto mayor sea el edificio, mayor será la cantidad de energía que genera, siendo los paneles utilizados de silicio monocristalino.

Siguiendo el mismo orden que el de los escenarios presentados anteriormente, el primer caso que se estudia es en el que no se sigue ninguna estrategia para cargar los vehículos eléctricos (Dumb charge), concretamente para el caso extremo en el que la penetración de dichos vehículos en el barrio alcanza el 100%.

La primera gráfica que se analiza es la representada en la Figura 60, siendo esta un tipo que todavía no se ha mostrado. En ella se representa la potencia que circula por cada una de las líneas en verano, siendo los valores positivos los que corresponden a los flujos de potencia que van desde los transformadores a los edificios y los negativos los flujos que van en sentido opuesto, debidos estos últimos a que la generación fotovoltaica es mayor que los consumos en ese mismo terminal, en el que se encuentran unidos el panel, el edificio y el vehículo eléctrico, como se mostró en la definición de la red de distribución.

En la Figura 60 se observa que hay líneas que tienen un flujo de potencia negativo, los cuales alcanzan valores inferiores a -270%, es decir, que por la línea está circulando en sentido opuesto una potencia 2.7 veces mayor que la máxima que circula en el sentido normal. Esta situación se da en las horas cercanas al mediodía, en momentos en los que todos los edificios y vehículos deberían estar consumiendo un total de 400 kW, se está vertiendo a la red cerca de 300 kW provenientes de los paneles fotovoltaicos, lo que significa que, en la hora de mayor generación, pueden estar produciendo casi 700 kW provenientes del Sol.

Por otro lado, una vez disminuye la generación fotovoltaica, por las líneas vuelve a circular la potencia que se consumía en los escenarios anteriores, aunque en verano se consigue que a las 19:00, cuando en el primer escenario se producía un pico de consumo que alcanzaba los 1200 kW de potencia, en este caso se ve reducido hasta los 1000 kW, a pesar de ser una hora de poca generación fotovoltaica.

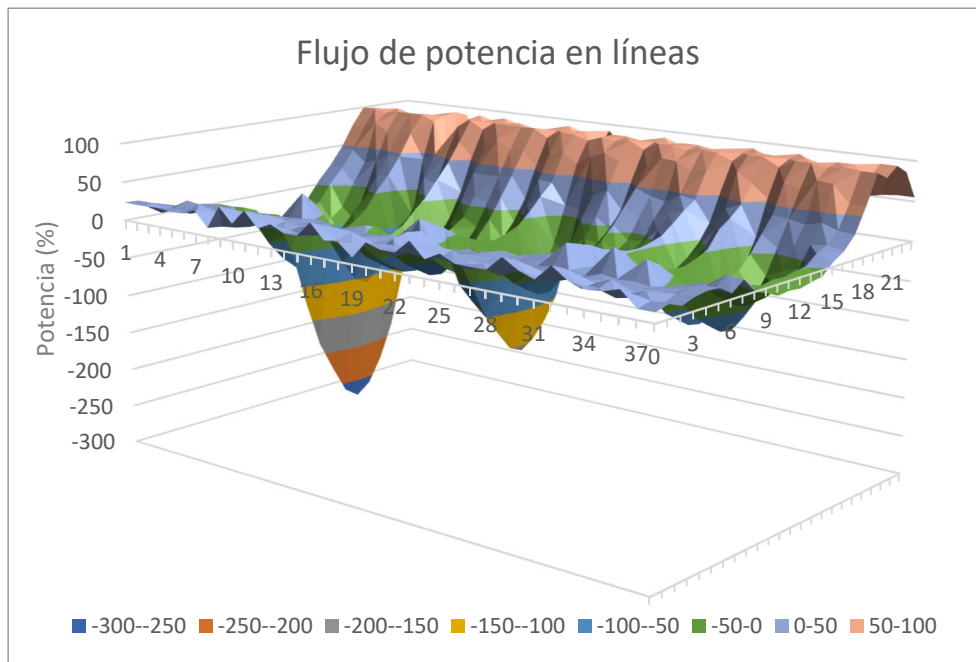


Figura 60: Porcentaje de los flujos de potencia en líneas – Dumb charge (Elaboración propia)

La siguiente gráfica, mostrada en la Figura 61, se complementa con la anterior, ya que la potencia que circula por las líneas está directamente relacionada con el nivel de carga de estas, aunque en apariencia se comporten de maneras diferentes. Se observa que en cada línea hay dos máximos relativos, el más importante es el que se da en las últimas horas de la tarde, como ha venido ocurriendo en todos los escenarios, y el otro ocurre al mediodía, estando estos debidos a la generación fotovoltaica. Lo curioso de ello es que en una de las líneas ocurre que alcanza casi el 100% de su nivel de carga en las horas máximas de Sol, por lo que con una instalación fotovoltaica algo mayor se podría llegar a saturar dicha línea. Una vez se va el sol, el comportamiento de los elementos y los flujos de potencia son idénticos.

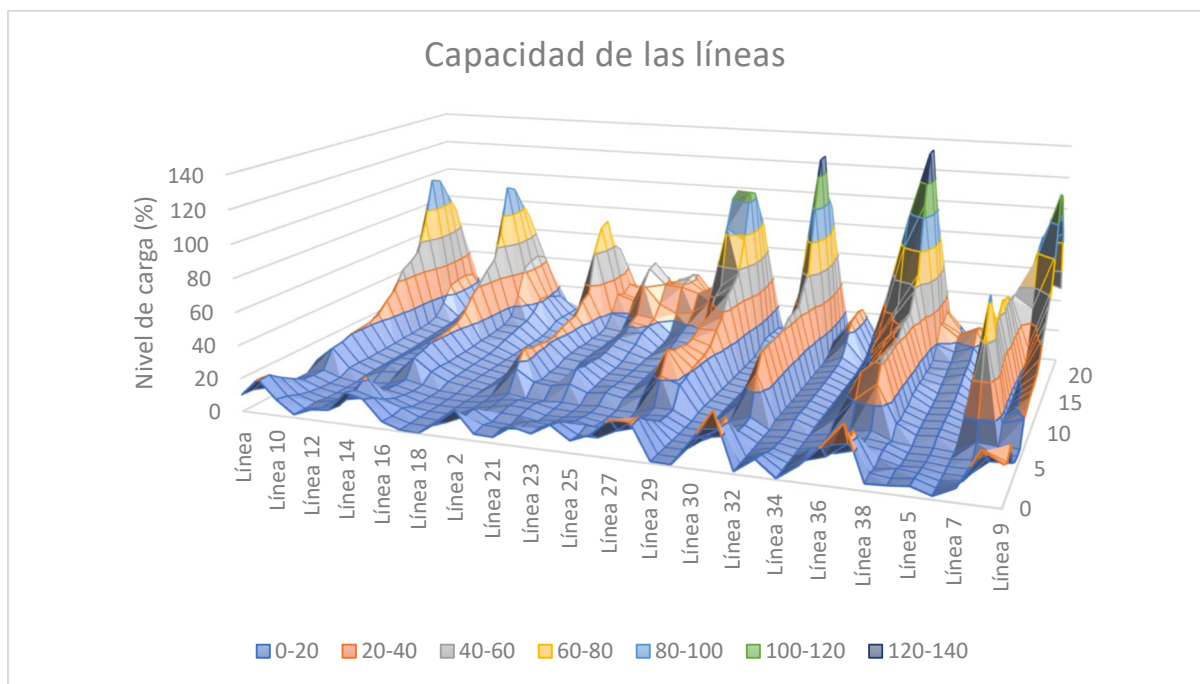


Figura 61: Nivel de carga de las líneas – Dumb charge con PV (Elaboración propia)

El segundo de los casos estudiados, también con un 100% de vehículos eléctricos en el barrio, es en el que se sigue la estrategia de recarga en las horas valle. En este, como ya se puede observar en la Figura 62, se dan por cada línea dos máximos relativos y un mínimo. Esta vuelve a representar el porcentaje de potencia que circula en un sentido o el contrario respecto al máximo que consumen unidos los vehículos y los edificios. En este caso se observa que, en algunas líneas, el flujo máximo de potencia positivo se da de madrugada, esto es debido a que a las 19:00 todavía se da generación fotovoltaica, lo que contrarresta el mayor pico de demanda que se daba a esa hora y, por lo tanto, llegando a convertir en muchos de los casos el pico de demanda más importante el debido a la recarga en horas valle de los vehículos.

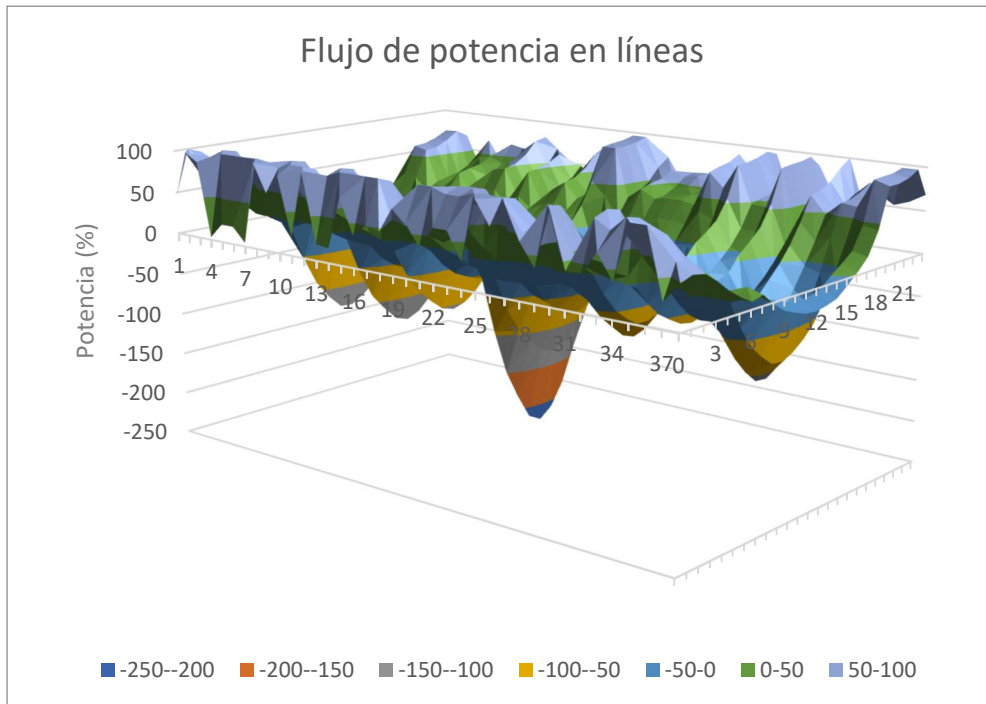


Figura 62: Porcentaje de los flujos de potencia en líneas – Off-peak charge (Elaboración propia)

Volviendo a la gráfica en la que se muestra el nivel de carga de las líneas, representadas en la Figura 63, se pueden observar tres máximos relativos, los cuales son debidos a el mínimo y los dos máximos que se daban por línea en la gráfica anterior. Solo en una de las líneas se alcanza un nivel de carga superior al 100%, algo que no ocurría en el escenario Off-peak sin la instalación fotovoltaica. Dicho máximo se da al mediodía, lo cual se debe totalmente por la generación fotovoltaica, ya que los edificios y los vehículos tenderían a contrarrestar todo el flujo de potencia que dirige el panel hacia el transformador, es decir, si no hubiese cargas, la línea estaría aún más saturada.

En cuando a las demás líneas, unas pocas alcanzan un nivel de carga superior al 80%, observandose el pico de mayor factor de carga durante la madrugada o durante las últimas horas de la tarde, a la par que los picos que se daban en la gráfica anterior.

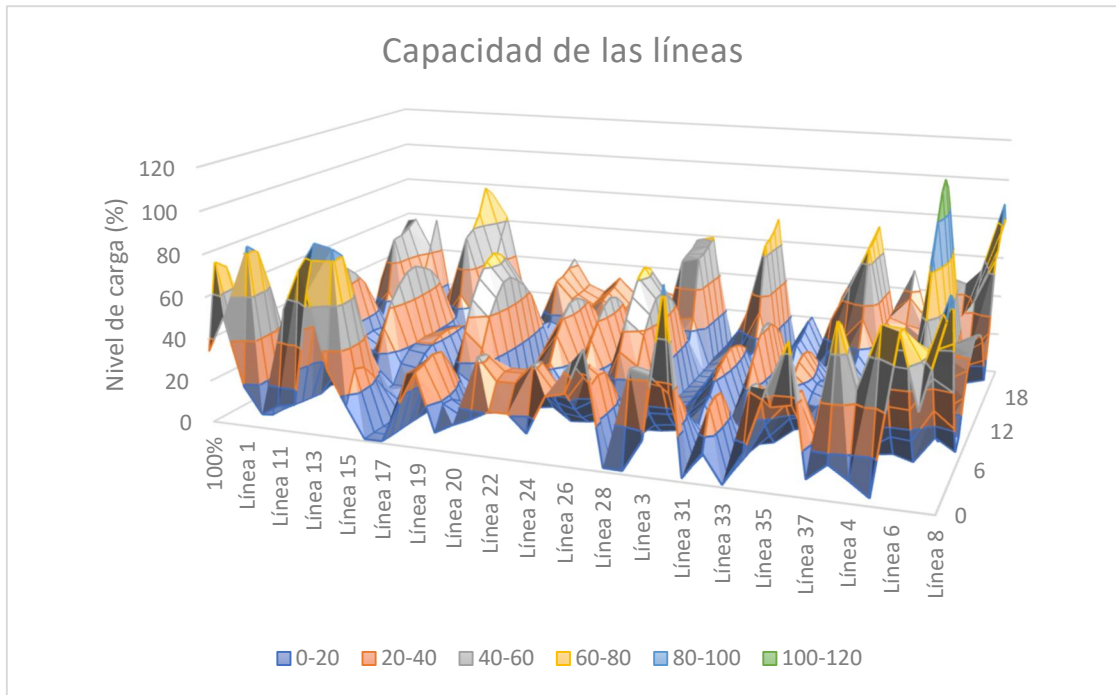


Figura 63: Nivel de carga de las líneas – Off-peak charge con PV (Elaboración propia)

Por último, el caso que queda por explicar es en el que se combinan la estrategia de recargar el vehículo en horas valle y la de realizar dicha recarga cuando le interese al usuario (Dumb charge). Como se observa en la Figura 64, vuelven a darse los máximos debidos al consumo a las últimas horas de la tarde, al igual que ocurría en la mayoría de los escenarios ya presentados. Esto se debe a que, aunque los paneles siguen generando a las 19:00, estos no llegan a contrarrestar a las cargas que se dan a esa hora, siendo las más importantes comparadas con las nocturnas debidas principalmente a la recarga del vehículo eléctrico.

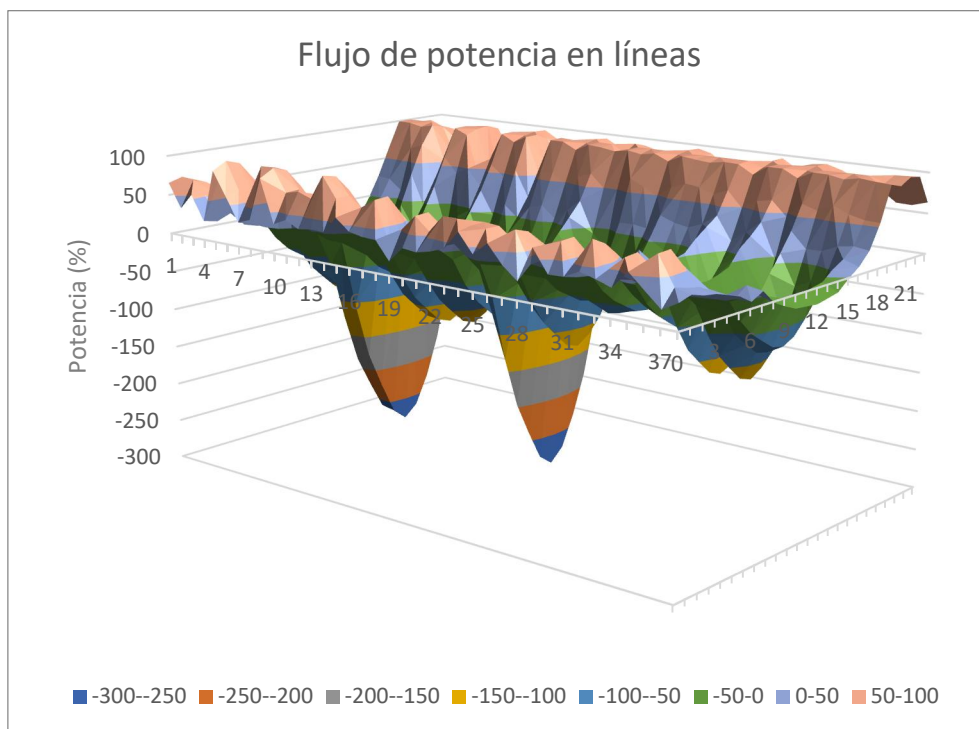


Figura 64: Porcentaje de los flujos de potencia en líneas – 50% Off-peak charge (Elaboración propia)

En cuanto a la generación, se observa que en las horas cercanas al mediodía se producen unos mínimos de valores eficaces muy altos, superándose el 100% de la potencia nominal de las cargas en un número importante de líneas. El sobredimensionamiento de los componentes de la red será el encargado de mantener dentro de los valores de funcionamiento recomendables.

Relacionado con lo anterior, se deben analizar las condiciones en las que se encuentran las líneas, fijando el foco en los niveles de carga, como se ha venido haciendo en el análisis de los resultados. En la Figura 65 se muestran dichos niveles para todas las líneas de la red de distribución del barrio de San Sebastián. En ella se observa que algunas de dichas líneas se van a sobrecargar al mediodía debido a la gran generación fotovoltaica y otras se saturarán por la tarde por las grandes cargas ocasionadas por los edificios y vehículos. Las líneas que se saturan al mediodía son las que tienen menores problemas de cargas, es decir, consumos bajos que han llevado a una utilización de conductores de menor sección. El problema es que la instalación fotovoltaica se ha dimensionado con los valores de superficie de los edificios, lo que ha llevado a las incongruencias que se observan en las gráficas de niveles de carga explicadas.

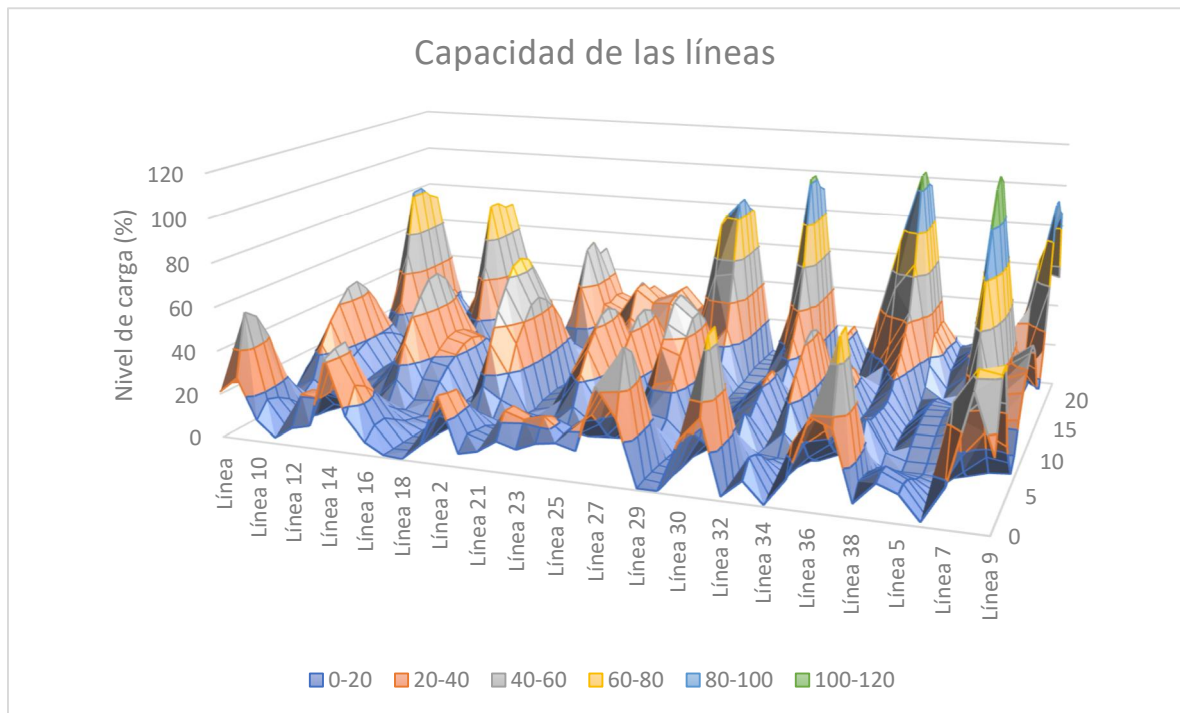


Figura 65: Nivel de carga de las líneas – 50% Off-peak charge con PV (Elaboración propia)

Los demás valores que no se han explicado en este último escenario se resumen en la Tabla 7. En ella vuelven a mostrarse los niveles máximos de carga en las líneas y transformadores, la variación máxima de tensión y las pérdidas que se dan en la hora de máxima demanda.

Tabla 7: Resumen de resultados de los escenarios con instalación PV (elaboración propia)

	DUMB CHARGE	DC - FS	OFF-PEAK	50% O-P 50% DC
NIVEL DE CARGA MÁX – LÍNEA (%)	138.07	122.42	115.63	119.77

Nº DE LÍNEAS SATURADAS	5	1	1	1
NIVEL DE CARGA MÁX – TRANS. (%)	105.04	95.87	120.5	97.43
Nº DE TRANSFOR. SATURADOS	1	0	1	0
VARIACIÓN MÁX. DE TENSIÓN (%)	2.34	1.79	1.64	1.78
PÉRDIDAS TOTALES (%)	1.14	1.01	0.96	1.05

Como ya ocurrió en los escenarios anteriores, la estrategia Off-peak es la que otorga menores valores de pérdidas y de variaciones de tensión, siendo respectivamente de 0.96 y 1.64%. El uso de los paneles ha conseguido mejorar los valores que se consiguieron anteriormente, con pérdidas de un 0.97% y una variación de tensión del 1.71%. Con este hecho se comprende que, si la instalación fotovoltaica se diseñase para maximizar la generación en las últimas horas de la tarde, quizás con una orientación suroeste, se podría contrarrestar todavía más el pico máximo de consumo que se da en esas horas.

En los demás escenarios se observan también leves mejorías gracias a la generación, aunque algo que se ha convertido un denominador común en este escenario es la línea que se satura al mediodía por la gran generación. En casos como el de la recarga Off-peak, donde antes no se saturaba ninguna línea, ahora solo se produce en una de ellas y al mediodía, por lo que, repotenciando dicha línea, a la par que el transformador que ya se saturaba, se conseguirían bajos impactos en la red y se podría aprovechar todo el exceso de generación que se da en las instalaciones.

7 CONCLUSIONES

Tras la finalización del trabajo, se presenta una serie de conclusiones acerca de los impactos que pueden tener los vehículos eléctricos en las redes de distribución, los perfiles de demanda debidos a las recargas de los VE y el caso práctico llevado a cabo, en el que se analiza el comportamiento de una red de baja tensión con la introducción del vehículo eléctrico. Dichas conclusiones son:

- El VE es el encargado de disminuir las emisiones de CO₂ en el sector del transporte, siendo dicho sector el más contaminante de todos. Esa disminución paulatina de las emisiones vendrá de la mano de una penetración del vehículo eléctrico y de las energías renovables.
- La severidad del impacto que puede tener el VE en la red dependerá de multitud de factores, como es el caso de las estrategias de recarga, las características de la batería, el lugar donde se produzca la recarga, los niveles de recarga, los patrones de conducción de los usuarios, las tarifas horarias, etc.
- Con una penetración importante del VE y con la ausencia de estrategias de recarga se dan problemas relativos a la estabilidad de tensión, en los picos de demanda, llegando en algunos casos a superarse la capacidad máxima de generación del sistema estudiado, el envejecimiento prematuro de elementos como transformadores y conductores y un aumento considerable de las pérdidas en el transporte de la electricidad.
- Los perfiles de recarga recopilados en el Excel presentan grandes diferencias dependiendo del lugar en el que se lleve a cabo la recarga, lo que significa que si los VE se recargasen solo en los hogares, en las últimas horas de la tarde se daría un pico de demanda muy grande, llegando a ser perjudicial para la red, mientras que si las recargas se dan en diferentes ámbitos, el consumo eléctrico debido a los VE se repartiría de manera más uniforme a lo largo del día.
- Cuando se introducen estrategias como la recarga en horas valle o la recarga inteligente, la presión a la que se somete a la red disminuye considerablemente, ya que casi no acrecienta la demanda que se da durante el día en el sistema. Por otro lado, podría darse un pico de demanda considerable en ciertas horas de la madrugada, algo que se debe vigilar para no someter a un estrés muy grande a los elementos de la red.
- En la red de distribución simulada se producen los mayores impactos negativos en la red cuando no se sigue ninguna estrategia de recarga, lo que lleva a que los consumos debidos en los edificios y los vehículos creen un pico de demanda muy grande en las últimas horas de la tarde, saturando alguna de las líneas con un 50% de penetración del VE. En cuanto a la variación de la tensión, aumenta en un 70% y las pérdidas totales en un 40%.
- Durante los fines de semana, por el propio comportamiento de los usuarios se produce una disminución de los impactos relativos a los VE, al repartirse a lo largo del día el consumo debido a su recarga. Esto se observa al no saturarse ninguno de los elementos aun llegando al 100% de penetración del VE.
- Siguiendo la estrategia de recarga en las horas valle se desplaza el pico de demanda a las primeras horas de la madrugada, lo que suaviza la curva global de demanda y conlleva una mejoría importante en términos de saturación de los elementos, la variación de la tensión y las pérdidas totales. Solo en uno de los transformadores se

alcanza un nivel de carga peligroso para un 100% de penetración del VE, lo que obligaría a cambiar la estrategia en dicha zona.

- Llevando a cabo la simulación de una situación intermedia entre la recarga en hora valle y la ausencia de estrategia se consigue la disminución del pico de demanda durante la noche mientras que vuelve a aumentar el que ya se daba debido a los edificios durante las últimas horas de la tarde, lo que lleva a solucionar el problema del transformador saturado creando otros problemas, dos líneas saturadas y mayores variaciones de tensión y pérdidas en las líneas.
- En cuanto a la introducción de generación distribuida fotovoltaica, ésta va a ser capaz de compensar los consumos en las horas centrales del día, llegando incluso a saturar algunas líneas en verano. En cambio, el pico de demanda se da en horas en las que la generación fotovoltaica es muy baja, por lo que sin un sistema de almacenamiento de energía o sin variar los perfiles de recarga de los VE no se podrán obtener resultados realmente positivos.

Resultaría interesante continuar con la investigación llevada a cabo en el trabajo presentado de manera que la red eléctrica de distribución dimensionada y los perfiles de recarga de los edificios se acercasen a valores más realistas, lo que llevaría a que los resultados obtenidos se acercasen aún más a la realidad. Un ejemplo de esto es el sobredimensionamiento que presentan muchos de los conductores, trabajando a niveles de carga muy bajos durante todas las horas del día, con una estimación más ajustada se observarían impactos más negativos. La introducción de la recarga inteligente como otras de las estrategias analizadas también resultará clarificador, ya que dicha recarga es uno de los objetivos primordiales seguidos por los operadores del sistema para minimizar los impactos sobre los equipos de la red.

8 BIBLIOGRAFÍA

- Akhavan-Rezai, E., Shaaban, M. F., El-Saadany, E. F., & Zidan, A. (2012). Uncoordinated charging impacts of electric vehicles on electric distribution grids: normal and fast charging comparison. *IEEE power and energy society general meetin*, 1-7.
- AliExpress. (2020). Obtenido de es.aliexpress.com:
<https://es.aliexpress.com/i/33039170319.html>
- Andwari, A. M., Pesiridis, A., Rajoo, S., Martinez-Botas, R., & Esfahanian, V. (2017). A review of Battery Electric Vehicle technology and readiness levels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 414-430.
- Asociación argentina de VE y alternativos. (2020). «ENCHUFES» Y SISTEMAS DE CARGA PARA VE's: ¿Qué haremos en Argentina? Obtenido de aavea.org:
<https://aavea.org/enchufes-y-sistemas-de-carga-para-ves-que-haremos-en-argentina-parte-1/>
- Banez-Chicharro, F., Latorre, J. M., & Ramos, A. (2014). Smart charging profiles for electric vehicles. *Computational Management Science*, 87-110.
- Cabezuelo, D., Andreu, J., Kortabarria, I., de Alegría, I. M., & Robles, E. (2017). Powertrain systems of electric, hybrid and fuel-cell vehicles: State of the technology. *2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics*, 1445-1450.
- Cargadores de Baterías de Litio. (2020). Obtenido de Fácil Electro:
<https://www.facilelectro.es/cargadores-de-baterias-de-litio-que-son/>
- Circuitor. (2020). *El conector Tipo 2 ó Mennekes para la recarga de vehículos eléctricos*. Obtenido de circuitor.es: <http://circuitor.es/es/productos/destacados/4503-el-conector-tipo-2-o-mennekes-para-la-recarga-de-vehiculos-electricos>
- Comisión Europea. (2018). *Marco sobre clima y energía para 2030*. Obtenido de ec.europa.eu:
https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es
- Comisión Europea. (2019). *Photovoltaic Geographical Information System*. Obtenido de European Commission website: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP
- Dharmakeerthi, C., Mithulananthan, N., & Saha, T. (2014). Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 241-249.
- Efficient Mobility. (2020). *Tipo 1 - J1772*. Obtenido de efimob.com:
<https://www.efimob.com/es/info/31-tipos-de-conectores>
- García, V. J., & Zamora, B. I. (2016). Optimized charging control method for plug-in electric vehicles in LV distribution networks. *Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Bilbao*. Bilbao.
- Hadley, S. W. (2006). *mpact of plug-in hybrid vehicles on the electric grid*. ORNL Report.

- Hilshey, A. D., Rezaei, P., Hines, P. D., & Frolik, J. (2012). Electric vehicle charging: Transformer impacts and smart, decentralized solutions. *IEEE Power and Energy Society General Meeting* (págs. 1-8). IEEE.
- Huar, T. J., Lim, Y.-S., Morris, S., & Wong, J. (2012). Impacts of Centrally and Non-centrally Planned Distributed Generation on Low Voltage Distribution Network. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 60-6.
- Hyun, L. J., Chakraborty, D., Hardman, S. J., & Tal, G. (2020). Exploring electric vehicle charging patterns: Mixed usage of charging infrastructure. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 102249.
- Iberdrola. (Julio de 2004). Especificaciones particulares para instalaciones de enlace. *Manual Técnico de Distribución*.
- Iberdrola. (Febrero de 2014). Transformadores trifásicos sumergidos en aceite para distribución en baja tensión.
- La Vanguardia. (20 de Mayo de 2020). El Gobierno no prohibirá los coches diésel y de gasolina, pero trabajará para acabar con su demanda. *La Vanguardia*.
- Lazzeroni, P., Olivero, S., Reperro, M., Stirano, F., & Vallet, M. (2019). Optimal battery management for vehicle-to-home and vehicle-to-grid operations in a residential case study. *Energy*, 704-721.
- Leou, R.-C., Su, C.-L., & Lu, C.-N. (2013). Stochastic Analyses of Electric Vehicle Charging Impacts on Distribution Network. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1055-1063.
- McCarthy, D., & Wolfs, P. (2010). The HV system impacts of large scale electric vehicle deployments in a metropolitan area. *2010 20th Australasian Universities Power Engineering Conference*, (págs. 1-6).
- Ministerio de Ciencia y Tecnología. (18 de Septiembre de 2003). *Industria y PYME*. Obtenido de Ministerio de Industria, Comercio y Turismo: http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (20 de Enero de 2020). Obtenido de miteco.gob.es: https://www.miteco.gob.es/images/es/pniec_2021-2030_borradoractualizado_tcm30-506491.pdf
- Nogales, M. (9 de Junio de 2019). *Estos son los principales tipos de enchufes para coches eléctricos*. Obtenido de noticias.coches.com: <https://noticias.coches.com/consejos/tipos-enchufes-coches-electricos/341066>
- Paevere, P., Higgins, A., Ren, Z., Horn, M., Grozev, G., & McNamara, C. (2014). Spatio-temporal modelling of electric vehicle charging demand and impacts on peak household electrical load. *Sustainability science*, 61-76.
- Papadopoulos, P., Skarvelis-Kazakos, S., Grau, I., Awad, B., Cipcigan, L. M., & Jenkins, N. (2010). Impact of residential charging of electric vehicles on distribution networks, a probabilistic approach. *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010* (págs. 1-5). IEEE.

- Pillai, J. R., & Bak-Jensen, B. (2010). Impacts of electric vehicle loads on power distribution systems. *2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference* (págs. 1-6). IEEE.
- Putrus, G., Suwanapingkarl, P., Johnston, D., Bentley, E. C., & Narayana, M. (2009). Impact of electric vehicles on power distribution networks. *2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference* (págs. 827-831). IEEE.
- Rajakaruna, S., Shahniah, F., & Ghosh, A. (2016). *Plug in electric vehicles in smart grids*. Springer Verlag: Singapor.
- Red Eléctrica de España. (2020). *Almacenamiento energético*. Obtenido de ree.es: <https://www.ree.es/es/red21/almacenamiento-energetico>
- Red Eléctrica de España. (2020). *Refuerzo de las Interconexiones*. Obtenido de ree.es: <https://www.ree.es/es/red21/refuerzo-de-las-interconexiones>
- Red Eléctrica de España. (2020). *Vehículo eléctrico*. Obtenido de ree.es: <https://www.ree.es/es/red21/vehiculo-electrico>
- Robaina, E. (12 de Marzo de 2020). España reduce sus emisiones un 5,8% en 2019, pero sigue siendo insuficiente. *Climática*.
- Solutechnia S.A.S. (s.f.). *Panel Solar monocristalino 200W*. Obtenido de Solutechnia.com: http://calculationsolar.com/pdfs/Calculationsolar_module_SOLUTECHNIA_YB125M72200W267.pdf
- The Wallbox Store. (2020). *Tipos de conectores de vehículos eléctricos*. Obtenido de wallbox.eu: <http://wallbox.eu/es/info/tipos-de-conectores-de-vehiculos-electricos.html>
- Universal Cable Berhad. (2019). *XLPE Insulated Power Cables*. Obtenido de ucable.com: <http://www.ucable.com.my/images/products/UC%20XLPE%20Catalogue.pdf>
- Wang, Z., & Paranjape, R. (2014). An evaluation of electric vehicle penetration under demand response in a multi-agent-based simulation. *IEEE electrical power and energy conference, 220-225*.
- Xiong, J., Zhang, K., Liu, X., & Su, W. (2014). Investigating the impact plug-in electric vehicle charging on power distribution systems with the integrated modeling and simulation of transportation network. *IEEE Conference and Expo Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*, 1-5.