



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Estudio del comportamiento de redes de distribución con vehículos eléctricos con capacidad V2G y su utilización para el alivio de congestiones

Autor: Javier Ignacio Serrano González-Peramato

Director: Luis Rouco Rodríguez

Madrid

Septiembre de 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Estudio del comportamiento de redes de distribución con vehículos eléctricos con
capacidad V2G y su utilización para el alivio de congestiones
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2019/20 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

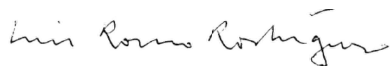


Fdo.: Javier Ignacio Serrano González-Peramato

Fecha: 14/09/ 2020

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Luis Rouco Rodríguez

Fecha: 14/ 09/ 2020



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Estudio del comportamiento de redes de distribución con vehículos eléctricos con capacidad V2G y su utilización para el alivio de congestiones

Autor: Javier Ignacio Serrano González-Peramato

Director: Luis Rouco Rodríguez

Madrid

Septiembre de 2020

ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CON VEHÍCULOS ELÉCTRICOS CON CAPACIDAD V2G Y SU UTILIZACIÓN PARA EL ALIVIO DE CONGESTIONES

Autor: Serrano González-Peramato, Javier Ignacio

Director: Rouco Rodríguez, Luis

Entidad Colaboradora: ICAI - Universidad Pontificia de Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

La introducción de regulaciones que limitan las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes está dando lugar a una transformación de la industria automovilística. Así, las ventas de vehículos eléctricos (VEs) incrementan año a año, representando actualmente un 5% de las ventas totales. Además, debido a que el precio de los VEs generalmente superior al de vehículos de combustión (VCs) de similares características, los gobiernos ofrecen ayudas económicas para que la compra de un VE resulte más atractiva económicamente.

Debido a que la autonomía para realizar largos desplazamientos es una de las mayores preocupaciones de los usuarios que deciden adquirir un VE, las baterías con las que se equipan los vehículos cada vez son de mayor capacidad, siendo en muchos casos superiores a 40 kWh. Además, por medio de la tecnología Vehicle-to-Grid (V2G) se consigue un flujo bidireccional de energía entre la red y los VEs, permitiendo que los vehículos aporten energía almacenada en las baterías a la red. Teniendo en cuenta que el consumo eléctrico diario de una vivienda oscila entre 25 kWh y 50 kWh, los VEs se posicionan como un elemento con gran potencial para ofrecer servicios a la red. Por tanto, se estudiará el beneficio que los VEs pueden llegar a suponer desde un punto de vista económico y su uso como método de ayuda para alivio de congestiones.

2. Descripción del proyecto

Este trabajo estudia la gestión de un conjunto de consumidores que disponen de generación fotovoltaica y VEs, conectados por medio de una red de distribución a otros consumidores que sólo tienen demanda doméstica y al punto de conexión que les abastece. El nivel de penetración de generación fotovoltaica y de VEs marcará cuántos consumidores disponen de cada uno de estos dos elementos.

Se plantean dos casos base, uno en el que la red no tiene congestiones, ya que el número de consumidores fijado tiene una potencia contratada total inferior al límite de potencia de las líneas, y un segundo caso base en el que se dan congestiones durante determinadas horas del día. En dichos casos base se analiza el coste de operación de la red y la aportación y demanda de cada uno de los elementos de la red a lo largo del día. Además, se realiza una comparación de los casos base con escenarios en los que no hubiera generación fotovoltaica o participación de los VEs.

Sobre cada uno de estos dos casos base se realiza un análisis de sensibilidad en los que determinados parámetros relativos a los VEs son modificados para poder entender cómo afecta cada uno de ellos a la red y al coste de operación. Por último, se realiza una comparación de los casos base con escenarios en los que los consumidores disponen de baterías domésticas en lugar de VEs. En estos escenarios las baterías domésticas serán el elemento de almacenamiento de energía, siendo la disponibilidad de almacenar energía durante las 24 horas del día la principal diferencia con respecto a los VEs. Mediante esta comparación se pretende comprender qué elemento ofrece mayores beneficios a la red y a los consumidores.

3. Metodología

Para realizar los casos mencionados, se genera un perfil de demanda doméstica y de generación fotovoltaica diarios. Se utiliza el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC) con la tarifa de VE para calcular el coste de la energía aportada por el punto de conexión. En cuanto a los VEs, se fijan los parámetros que definen sus características principales y las limitaciones a las que están sujetos en su uso. También se determina los periodos en los VEs están disponibles para realizar servicios a la red y su nivel de penetración. Por otro lado, se caracteriza la red utilizada indicando las diferentes líneas y nudos que la componen así como sus límites de tensión y potencia.

El modelo de optimización desarrollado busca la minimización del coste de operación de la red, respetando las restricciones de la red y de las baterías de los VEs en todos los periodos considerados. Para representar el flujo de cargas se utiliza el método en continua (DCLF). El tiempo de estudio en todos los casos es de un día, con una sensibilidad de una hora, obteniéndose así 24 periodos. Los periodos están acoplados entre sí mediante la energía almacenada en las baterías, donde la energía almacenada al final de cada periodo se calcula a partir de la energía en el periodo anterior, la carga o descarga en dicho periodo y la eficiencia del proceso. En los periodos en los que los VEs no están conectados a la red se asume una descarga lineal, correspondiente al uso del vehículo como medio de transporte.

4. Resultados

En el estudio del caso base sin congestiones se comprueba que lo más óptimo económicamente es cargar los VEs, a la máxima potencia posible, durante los periodos nocturnos y utilizar las baterías para aportar energía a la red durante las horas de la tarde en los que están disponibles y las primeras horas de la noche, donde la demanda doméstica es más alta. Gracias al uso del V2G, se consigue que el coste de operación no incremente cuando se introduce la participación de VEs en el sistema. Aunque la reducción del coste es muy baja, alrededor del 1%, hay que tener en cuenta que se asume la carga del 30% de la batería de todos los VEs, consumida en su uso como medio de transporte.

Por otra parte, en el análisis de sensibilidad del caso base sin congestiones se obtiene que el uso de VEs que dispongan de baterías de gran autonomía, una elevada eficiencia en el proceso de descarga, un uso mayormente urbano de los VEs y altos niveles de penetración son los escenarios que permitirán obtener mayores beneficios del uso de VEs con capacidad V2G. También se obtiene que el uso de cargadores domésticos rápidos no es especialmente determinante en cuanto al coste de operación. Por último, el patrón de carga y descarga de los VEs en invierno y verano obtenidos son similares.

Con respecto al caso base sin congestiones, se obtiene que la participación de VEs con V2G consigue aliviar una congestión que tendría lugar si sólo interviniesen la demanda doméstica y la generación fotovoltaica. Además, se obtiene que gracias a la participación de VEs con V2G se consigue incrementar en un 26.8% el número de viviendas que puede abastecer la línea más demandada de la red sin modificar su potencia máxima. Como resultados del análisis de sensibilidad correspondiente se obtiene que para una mejor minimización del coste de operación y un incremento mayor en el número de viviendas que una determinada línea pueda llegar a abastecer es muy relevante que los VEs dispongan de baterías de gran autonomía. En el caso de buscar un mayor incremento en el número de viviendas sí resulta de gran utilidad que los usuarios cuenten con cargadores que permitan la carga rápida aunque su uso eleva el coste de operación. Por último, el uso intensivo de los vehículos y bajos niveles de penetración limitan en gran medida el incremento de viviendas y por tanto el alivio de congestiones ante la expansión de las ciudades.

Para finalizar, se obtiene que el hecho de que las baterías domésticas puedan almacenar energía durante las 24 horas del día es diferencial a la hora de aportar servicios a la red, consiguiéndose con ellas un coste de operación menor y una mayor

capacidad para el alivio de congestiones. Ahora bien, queda por determinar, y se propone para futuros trabajos, si a un determinado usuario le favorecería económicamente disponer de un VE en lugar de una batería doméstica y un VC, considerando el precio de cada uno de los vehículos y de las baterías, el precio del combustible y una posible remuneración por la energía aportada a la red.

5. Conclusiones

Mediante el estudio de los dos casos base y sus correspondientes análisis de sensibilidad ha quedado probado que el uso de VEs tiene un gran potencial a la hora de obtener una reducción en el coste de operación y como posible método que facilite el alivio de congestiones. La magnitud del impacto que pueda llegar a tener el uso del V2G vendrá determinado en parte por decisiones que dependerán de las marcas de automóviles, ya que deciden la capacidad de las baterías que montan en los vehículos, los tipos de cargadores que utilizan o si hacen sus vehículos compatibles con la tecnología V2G. También vendrá determinado por decisiones a nivel individual, ya que será el usuario será el que opte por adquirir un VE frente a un VC, decidirá si utilizar su vehículo para aportar servicios a la red y, en caso decidir hacerlo, de su horario dependerá si el vehículo está conectado a la red o no.

Por otro lado, el desarrollo de la tecnología V2G está alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) ya que ayuda a reforzar la resiliencia de las infraestructuras eléctricas, favorece el desarrollo de ciudades más sostenibles ya que favorece el incremento en el uso de energías renovables y puede llegar el factor determinante que haga que un usuario opte por adquirir un VE frente a un VC, ayudando por tanto a combatir el cambio climático en el sector del transporte.

Por último, todavía queda camino por recorrer hasta que en España se alcancen los niveles de penetración necesarios para que el impacto de incluir el V2G sea realmente determinante. Sin embargo, en un futuro previsiblemente no demasiado lejano, la introducción del V2G puede marcar un antes y un después en cómo se utilizan los vehículos.

STUDY OF DISTRIBUTION NETWORKS' BEHAVIOUR WITH ELECTRIC VEHICLES WITH V2G CAPABILITY AND THEIR USE FOR CONGESTION MANAGEMENT

Author: Serrano González – Peramato, Javier Ignacio

Director: Rouco Rodríguez, Luis

Collaborating Entity: ICAI - Universidad Pontificia de Comillas

PROJECT SUMMARY

1. Introduction

The introduction of regulations that limit the emissions of CO₂ and other polluting gases is leading to a transformation of the automotive industry. Thus, sales of electric vehicles (EVs) are increasing year by year, currently representing 5% of total sales. In addition, because the price of EVs is generally higher than that of combustion vehicles (CVs) with similar characteristics, governments are offering financial assistance to make the purchase of an EV more economically attractive.

Since having enough autonomy to make long journeys is one of the main concerns of users who decide to purchase an EV, the batteries with which vehicles are equipped are increasingly larger, in many cases exceeding 40 kWh. Furthermore, by means of Vehicle-to-Grid (V2G) technology, a bi-directional flow of energy is achieved between the network and the EVs, allowing vehicles to provide energy stored in the batteries to the network. Taking into account that the daily electricity domestic consumption ranges between 25 kWh and 50 kWh, VEs are positioned as an element with great potential to provide services to the network. Therefore, the benefit that VEs can have from an economic point of view and their use as an aid for congestion management is studied.

2. Project description

Through this project, the management of a group of consumers that have photovoltaic generation and VEs, connected through a distribution network to other consumers that only have domestic demand and to the connection point that supplies them is simulated. The level of penetration of photovoltaic generation and EVs will determine how many consumers have each of these two elements.

Two base cases are considered, one in which there aren't congestions in the distribution network, since the number of consumers set has a total contracted power below the power limit of the lines, and a second base case in which there are congestions during certain hours of the day. In these base cases the cost of operating the network and the contribution and demand throughout the day of each of the network elements are analysed. In addition, a comparison is made between the base cases and scenarios in which there is no photovoltaic generation or participation of the VEs.

A sensitivity analysis is carried out on each of these two base cases in which certain parameters relating to the VEs are modified in order to understand how each one of them affects the network and to the operating cost. Finally, a comparison of the base cases with scenarios in which consumers have domestic batteries instead of EVs is made. In these scenarios, the domestic batteries are the energy storage element, being the availability of storing energy during 24 hours a day the main difference with respect to the VEs. This comparison aims to understand which element offers the greatest benefits to both, the grid and consumers.

3. Methodology

In order to carry out the mentioned cases, a profile of domestic demand and daily photovoltaic generation is generated. The Voluntary Price to the Small Consumer (VPSC), with the EV tariff, is used to calculate the cost of the energy provided by the connection point. As for the EVs, the parameters that define their main characteristics, and the limitations to which they are subject to are determined. The periods in which the EVs are available to provide services to the network and their level of penetration are also set. Furthermore, the network used is characterized by indicating its lines and nodes, as well as its voltage and power limits.

The optimization model used seeks to minimize the network's operating costs, respecting the restrictions of the network and the batteries of the VEs in all the periods considered. The DCLF method is used to represent the load flow. The study time in all cases is one day, with a sensitivity of one hour, thus obtaining 24 periods. The periods are coupled together by the energy stored in the batteries, where the energy stored at the end of each period is calculated from the energy in the previous period, the charge or discharge in that period and the efficiency of the process. In the periods in which the EVs are not connected to the grid, a linear discharge is assumed, corresponding to the use of the vehicle as a means of transport.

4. Results

The non-congested base case study shows that the most economically optimal way is to charge the EVs, at the maximum possible power, during night periods and to use the batteries to provide energy to the grid during the afternoon hours, when they are available, and during the early evening hours, when domestic demand is higher. Thanks to the use of the V2G, the operation cost does not increase when the participation of VEs is introduced in the system. Although the cost reduction is very low, around 1%, it should be taken into account that 30% of the battery charge of all the VEs, consumed in their use as a means of transport, is assumed in that cost.

On the other hand, in the sensitivity analysis of that base case, it is obtained that the use of EVs with batteries that provide high autonomy, high efficiency in the discharge process, a mostly urban use of the EVs and high levels of penetration are the conditions that will allow obtaining greater benefits from the use of EVs with V2G capability. It is also obtained that the use of fast domestic chargers is not especially determinant in terms of operation cost. Finally, the season of the year does not greatly affect the loading and unloading behavior of the EVs.

With respect to the base case without congestion, the participation of VEs with V2G manages to alleviate congestion that would occur if only domestic demand and photovoltaic generation were involved. In addition, thanks to the participation of VEs with V2G, the number of homes that can be supplied by the most demanded line in the grid, without modifying their maximum power, is increased by 26.8%. As a result of the corresponding sensitivity analysis, it is obtained that for a better minimization of the operating cost and a greater increase in the number of homes that a certain line can supply, it is very important that the EVs have high capacity. In the case of seeking a greater increase in the number of homes, it is very useful if users have chargers that allow for quick charging, although their use increases the cost of operation. Finally, the intensive use of vehicles and low levels of penetration greatly limit the increase in the number of houses and therefore the relief of congestion in the situation an hypothetical expansion of a given city.

Finally, the fact that domestic batteries can store and provide energy 24 hours a day is quite differential when it comes to providing services to the network, achieving a lower operating cost and a greater capacity for congestion relief when they are used. However, it remains to be determined, and it is proposed for future works, whether it would be economically attractive for a given user to have an EV instead of a domestic battery and a CV, considering the price of each of the vehicles and batteries, the price of fuel and a possible remuneration for the energy contributed to the network.

5. Conclusions

Through the study of the two base cases and their corresponding sensitivity analyses, it has been proven that the use of VEs has a great potential to obtain a reduction in the cost of operation and to be used as a method to facilitate the relief of congestions in the grid. The magnitude of the impact that the use of V2G may have will be determined in part by decisions that will depend on the car brands, since they decide the capacity of the batteries they mount in the vehicles, the type of chargers they use or whether they make their vehicles compatible with V2G technology. It will also be determined by individual decisions, since it will be the user who chooses to acquire an EV instead of a CV, will decide whether to use his or her vehicle to provide services to the network and, if decides to do so, his or her schedule will determine whether the vehicle is connected to the network or not.

On the other hand, the development of V2G technology is aligned with the Sustainable Development Objectives (SDG) as it helps to reinforce the resilience of the electrical infrastructures, favors the development of more sustainable cities as it encourages the increase in the use of renewable energies and may be the determining factor that makes a user choose to acquire an EV versus a CP, thus helping to fight climate change in the transport sector.

Finally, there is still some way to go until Spain reaches the necessary penetration levels for the impact of including EV to be truly decisive. However, in the foreseeable not too distant future, the introduction of V2G may mark a turning point in the way vehicles are used.

CONTENIDO

1. Introducción.....	1
1.1 El tema del trabajo	1
1.2. Objetivo del trabajo	5
1.3. Metodología	7
1.4. Organización del documento.....	7
2. Estado del arte	8
2.1 Concepto de V2G: Ventajas e inconvenientes	8
2.2 Desarrollo tecnológico de la tecnología V2G	10
2.3 Métodos actuales de alivio de congestiones.....	12
3. Modelo de optimización de la gestión de una red de distribución con vehículos eléctricos con capacidad V2G.....	14
3.1. Descripción del modelo de optimización	14
3.2. Formulación del problema de optimización	14
3.2.1. Parámetros.....	15
3.2.2. Variables de optimización.....	15
3.2.3. Función objetivo.....	16
3.2.4. Restricciones	16
3.2.4.1. Restricciones del flujo de cargas.....	16
3.2.4.2 Restricciones de las baterías	17
4. Resultados de la aplicación del modelo	18
4.1. Caso base sin congestiones	18
4.1.1. Datos	18
4.1.2. Resultados	23
4.1.3. Conclusiones parciales	27
4.2. Análisis de sensibilidad sobre el caso base sin congestiones	27
4.2.1. Efecto de cargadores más rápidos	28
4.2.2. Efecto del nivel de penetración de vehículos eléctricos.....	30
4.2.3. Efecto de la carga disponible a la llegada	32
4.2.4. Efecto de la capacidad de las baterías	35
4.2.4. Efecto de la eficiencia de los procesos de carga y descarga	38
4.2.5. Efecto de cambio en la estación del año.....	40
4.2.6 Conclusiones parciales	44
4.3 Caso base con congestiones	44
4.3.1 Datos	44
4.3.2 Resultados	44
4.3.3. Límite de viviendas hasta congestión utilizando V2G	47
4.3.4. Conclusiones parciales.....	50

4.4. Análisis de sensibilidad sobre el caso base con congestiones.....	50
4.5 Comparación con batería doméstica	53
4.5.1 Resultados caso sin congestiones.....	54
4.5.2 Resultados caso con congestiones	56
4.5.3. Conclusiones parciales	57
5. Conclusiones	58
5.1 Resultados	58
5.2 Limitaciones del trabajo	58
5.3 Trabajos futuros.....	59
6. Referencias.....	60
7. Anexos	62
Anexo A: Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas	62
Anexo B: Especificaciones Tesla Powerwall	64
Anexo C: Especificaciones cable N2XSH / N2XSEH 12/20 (24)kV	65
Anexo D: Código de MATLAB utilizado	68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Crecimiento esperado de ventas globales de VEs y PHEV (millones de uds) [1]....	1
Figura 2: Ventas de VEs y PHEVs de los Top 15 países europeos en 2018 y 2019 [3].....	2
Figura 3: Países con mayor porcentaje de VEs respecto a las ventas de turismos nuevos en 2019 [4]	3
Figura 4: Modelo, capacidad de la batería, autonomía y consumo de diferentes VEs [6]	4
Figura 5: Término de facturación de energía activa del PVPC [9].....	5
Figura 6: Demanda de electricidad España peninsular [10]	6
Figura 7: Integración V2G con red eléctrica [14].....	9
Figura 8: Conectores de VEs según localización y tipo de corriente [15].....	11
Figura 9: Categorización de métodos de alivio de congestiones [20]	13
Figura 11: Red de distribución utilizada.....	19
Figura 12: Demanda doméstica en un día de invierno y verano [8]	21
Figura 13: Patrón de demanda eléctrica semanal en invierno y verano [10]	21
Figura 14: Producción energía fotovoltaica de una vivienda en un día de invierno y verano (Unitarias) [8].....	22
Figura 15: Término de facturación de energía activa del PVPC VE en un día de invierno y verano [9]	23
Figura 16: Evolución energía almacenada en los VEs.....	24
Figura 17: Evolución de potencia aportada y consumida por diferentes elementos del sistema (viviendas, generación fotovoltaica, Slack y VEs) - invierno.....	25
Figura 18: Comparación generación nudo Slack, escenarios 1, 2 y 3 - invierno.....	26
Figura 19: Comparación coste total operación, escenarios 1, 2 y 3 - invierno	26
Figura 20: Comparación evolución potencia línea 1-2, escenarios 1, 2 y 3 - invierno	27
Figura 21: Generación Slack según potencia máxima de carga y descarga.....	29
Figura 22: Coste total de operación según potencia máxima de carga y descarga	29
Figura 23: Potencia línea 1-2 según potencia máxima de carga y descarga	30
Figura 24: Generación Slack según penetración de VEs	31
Figura 25: Coste total de operación según penetración de VEs, con y sin V2G	31
Figura 26: Potencia línea 1-2 según penetración de VEs	32

Figura 27: Generación Slack según batería disponible a la llegada	34
Figura 28: Coste total de operación según batería disponible a la llegada	34
Figura 29: Potencia línea 1-2 según batería disponible a la llegada	35
Figura 30: Generación Slack según capacidad de la batería	36
Figura 31: Coste total de operación según capacidad de la batería	37
Figura 32: Potencia línea 1-2 según capacidad de la batería	37
Figura 33: Generación Slack según eficiencia en procesos de carga y descarga	38
Figura 34: Energía almacenada en baterías de los VEs de los 3 nudos - caso eficiencia	39
Figura 35: Coste total de operación según eficiencia en procesos de carga y descarga	40
Figura 36: Potencia línea 1-2 según eficiencia en procesos de carga y descarga	40
Figura 37: Evolución de potencia aportada y consumida por diferentes elementos del sistema (viviendas, generación fotovoltaica, Slack y VEs) - verano	41
Figura 38: Energía almacenada en baterías de los VEs de los 3 nudos - caso verano	42
Figura 39: Comparación generación nudo Slack, escenarios 1, 2 y 3 - caso verano	42
Figura 40: Potencia aportada por el Slack según estación del año	43
Figura 41: Coste total de operación según estación del año	43
Figura 42: Comparación evolución potencia línea 1-2 - con congestiones	45
Figura 43: Evolución de potencia aportada y consumida por diferentes elementos del sistema (viviendas, generación fotovoltaica, Slack y VEs) - con congestiones	46
Figura 44: Energía almacenada en baterías de los VEs de los 3 nudos - con congestiones ...	46
Figura 45: Comparación coste total operación, escenarios 1, 2 y 3 - con congestiones	47
Figura 46: Potencia línea 1-2 - límite viviendas con congestiones	48
Figura 47: Evolución de potencia aportada y consumida por diferentes elementos del sistema (viviendas, generación fotovoltaica, Slack y VEs) - caso base con congestiones	48
Figura 48: Energía almacenada en baterías de los VEs de los 3 nudos - límite viviendas con congestiones	49
Figura 49: Comparación coste total operación, escenarios 1, 2 y 3 - límite viviendas con congestiones	49
Figura 50: Coste por vivienda y viviendas totales	51
Figura 51: Comparación coste específico casos relevantes con congestiones	51
Figura 52: Generación Slack, casos análisis sensibilidad con congestiones	52

Figura 53: Potencia línea 1-2, casos análisis de sensibilidad con congestiones	53
Figura 54: Energía almacenada en baterías de los VEs - casos batería doméstica sin congestiones	55
Figura 55: Generación Slack - casos batería doméstica sin congestiones	55
Figura 56: Coste total de operación - casos batería doméstica sin congestiones	56
Figura 57: Coste por vivienda y viviendas totales - casos batería doméstica con congestiones	56
Figura 58: Potencia línea 1-2 - casos batería doméstica con congestiones.....	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Valores demanda doméstica, generación fotovoltaica y capacidad total de batería.....	19
Tabla 2: Valores base de la red	19
Tabla 3: Valores de resistencia y reactancia líneas	19
Tabla 4: Valores parámetros modelo - caso base sin congestiones.....	20
Tabla 5: Irradiación solar sobre plano horizontal según mes del año [22].....	22

1. Introducción

1.1 El tema del trabajo

El informe *Global Emissions Standards Driving Hybrid and Electric Vehicle Growth* de Aegnon [1] refiere que el aumento de regulaciones con el fin de reducir las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes que han sido implantadas en diferentes países del mundo ha provocado un cambio en la industria del automóvil. Como ejemplo, en Europa se plantea como objetivo que los vehículos producidos en 2020 emitan de media 95 g/km de CO₂, mientras que en 2007 esta cifra era de 158.7 g/km. La fijación de estos objetivos hace que los diferentes países apoyen cada vez en mayor medida la producción y venta de vehículos híbridos enchufables (PHEVs del inglés Plug-in Hybrid Electric Vehicles) y vehículos eléctricos (VEs).

Así, actualmente el conjunto formado por dichos vehículos representa el 5% de las ventas totales. La Figura 1 muestra que el crecimiento esperado en los próximos años es exponencial, pudiendo llegar a representar casi un 40% de las ventas totales. Una prueba de que los VEs son atractivos para los fabricantes de automóviles es que prácticamente todas las marcas han presentado modelos totalmente eléctricos en los últimos años. Además, hay que tener en cuenta que en ciertos países la venta de vehículos de combustión (VCs) estará prohibida en un futuro no muy lejano. Este es el caso del Reino Unido, donde a partir de 2035 no se podrán comercializar vehículos diésel, gasolina ni tampoco PHEVs [2].

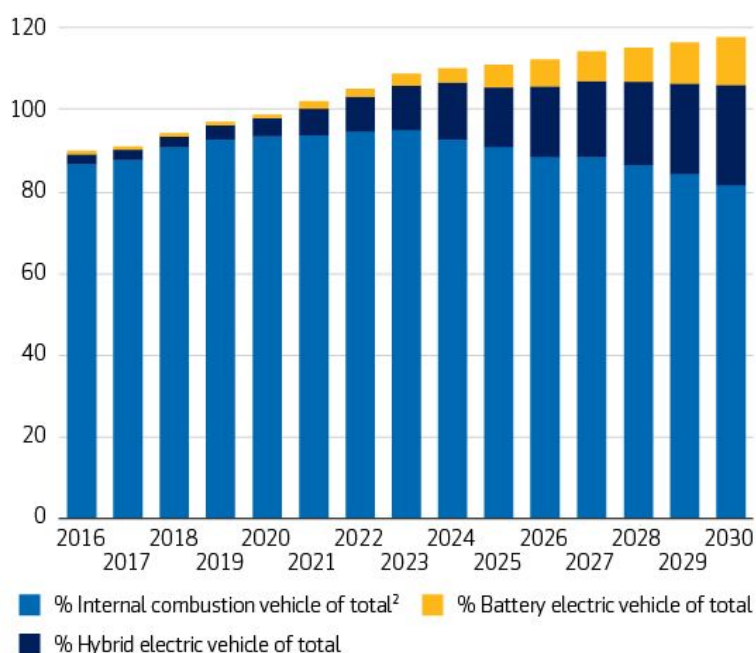


Figura 1: Crecimiento esperado de ventas globales de VEs y PHEV (millones de uds) [1]

Centrándonos en el análisis de la situación en Europa, la Figura 2 muestra la evolución de las ventas de vehículos eléctricos de batería (BEV del inglés Battery Electric Vehicle) y de PHEV en los años 2018 y 2019, en los 15 países cuyas ventas fueron mayores. Se puede apreciar que el crecimiento en todos los países representados es notable, variando desde un mínimo de 15% hasta un máximo de 149%. En la misma imagen se comprueba que España ocupa el séptimo lugar en este ránking, liderado por Alemania.

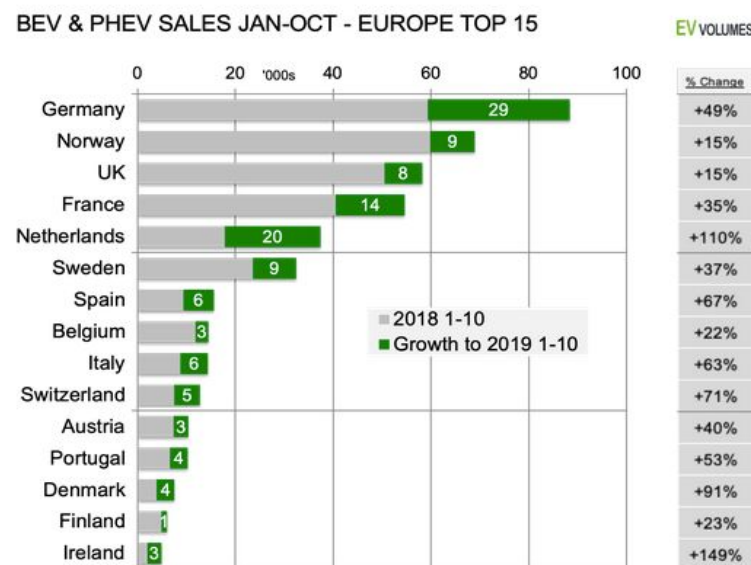


Figura 2: Ventas de VEs y PHEVs de los Top 15 países europeos en 2018 y 2019 [3]

Aunque es interesante ver el crecimiento en las ventas de VEs en cada país, es importante entender qué porcentaje representan estas ventas con respecto al total de automóviles vendidos en cada uno de ellos. La figura 3 muestra precisamente los 19 países con mayor porcentaje de ventas de VEs. Estudiando las Figuras 2 y 3 se puede ver que aunque España ocupa el octavo lugar con respecto al crecimiento de ventas de VEs de los países europeos, es sin embargo el decimosexto país con mayor porcentaje de ventas de VEs con respecto al total de turismos. Esta comparación de datos muestra que aunque España está impulsando la industria del vehículo eléctrico (VE), probablemente dicho apoyo haya llegado más tarde que en otros países europeos. Por otro lado, el líder indiscutible en ventas de VEs es Noruega, que a pesar de no tener un crecimiento tan grande en 2019 con respecto a 2018, los VEs representaron más de un 55% de las ventas totales. Esto se explica ya que Noruega fue uno de los primeros países en apostar por los VEs. El caso de Noruega demuestra que es muy posible que los VEs alcancen niveles de penetración muy altos si se dan las ayudas y condiciones necesarias.

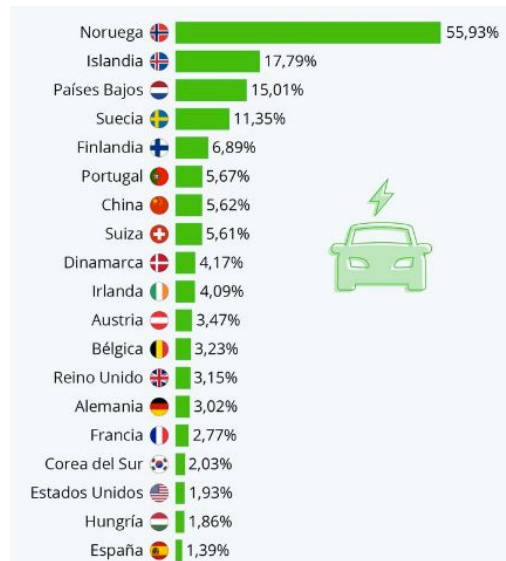


Figura 3: Países con mayor porcentaje de VEs respecto a las ventas de turismos nuevos en 2019 [4]

Analizando más a fondo esta situación en España, aunque el crecimiento en las ventas de VEs es positivo, está todavía lejos de ser un país con una penetración de VEs alta. Los dos limitantes más claros a la hora de que un usuario decida adquirir un VE frente uno de combustión son el elevado precio de los VEs y la autonomía real que ofrecen (teniendo en cuenta los consumos, la capacidad de las baterías y los puntos de carga disponibles). Para tratar de ayudar a que el coche eléctrico resulte más atractivo económicamente, se aprobó el Plan Moves 2020, mediante el cual se ofrecen ayudas económicas a la hora de comprar un VE o PHVE de hasta 6500 euros [5]. A parte de esta ayuda económica directa al consumidor, el Plan Moves también está destinado a favorecer la instalación de puntos de carga en hospitales u otros edificios de titularidad pública de las diferentes Comunidades Autónomas y a apoyar una renovación de la flota de transporte público existente.

Un aspecto importante a considerar es cómo va a afectar el aumento del volumen de ventas de VEs a la operación de la red, en la que previsiblemente va a haber una mayor demanda de energía. En la Figura 3 se puede observar que la penetración en la mayoría de los países es todavía muy baja y por tanto el impacto que los VEs tienen en la red no es tan alto como para que haya congestiones en las líneas de forma recurrente y que esto se haya convertido actualmente en un problema. Sin embargo, la energía necesaria para cargar las baterías de los VEs, no es despreciable, siendo comparable en algunos casos al consumo de una vivienda a lo largo de todo el día.

Para tener una referencia de la magnitud de la capacidad de las baterías de los VEs y del consumo medio de energía de una vivienda, la Figura 4 muestra la capacidad de la batería de varios de los VEs más populares, incluyendo la autonomía y el consumo medio que ofrecen. Se observa que la capacidad varía bastante entre los diferentes modelos ya que algunos modelos están más enfocados a un uso exclusivamente urbano, mientras que otros apuestan

por un vehículo que pueda reemplazar totalmente a los VCs, con autonomía cercanas a los 500 km. En dicha figura no se muestra el vehículo con mayor autonomía, el Tesla Model S Long Range Plus, que cuenta con una batería de 100 kWh y es el primer vehículo con una autonomía homologada por la EPA (Environmental Protection Agency) superior a 600 km [7]. En 2019, el VE más vendido fue el Tesla Model 3, que tal y como se observa en la Figura 4 cuenta con una batería de 75 kWh y autonomía de casi 500 km. Esto muestra que una gran parte de los compradores de VEs apuestan por un vehículo con gran autonomía que pueda reemplazar por completo a un VC. Por ello, en los próximos años no sólo habrá más VEs demandando energía, sino que estos vehículos contarán con baterías de mayor capacidad y por lo tanto, si los usuarios hacen uso de dicha autonomía, la energía media necesaria por VE será mayor que actualmente.

EV make	Battery	Range km (mi)	Wh/km (mi)
BMW i3 (2019)	42kWh	345km (115)	165 (260)
GM Spark	21kWh	120km (75)	175 (280)
Fiat 500e	24kWh	135km (85)	180 (290)
Honda Fit	20kWh	112km (70)	180 (290)
Nissan Leaf	30kWh	160km (100)	190 (300)
Mitsubishi MiEV	16kWh	85km (55)	190 (300)
Ford Focus	23kWh	110km (75)	200 (320)
Smart ED	16.5kWh	90km (55)	200 (320)
Mercedes B	28kWh (31.5)*	136km (85)	205 (330)
Tesla S 60	60kWh	275km (170)	220 (350)
Tesla S 85	90kWh	360km (225)	240 (380)
Tesla 3	75kw	496 (310)	151 (242)

Figura 4: Modelo, capacidad de la batería, autonomía y consumo de diferentes VEs [6]

Con respecto al consumo de las viviendas, la energía demandada varía en gran medida dependiendo de la estación del año. Así pues, en un día de verano una vivienda puede consumir alrededor de 30 kWh mientras que el consumo en un día de invierno podría ser mayor de 50 kWh [8]. Por lo tanto, mirando los datos de la Figura 4, cargar un VE de mediana autonomía como el BMW i3, supone un gasto energético mayor al consumo total diario de una vivienda en verano pero menor al consumo correspondiente en invierno. Además, si determinados ciudadanos hiciesen uso de baterías más grandes, de 75 o 100 kWh, como podría ser el caso de un taxista, ese usuario estaría consumiendo más energía para cargar su VE que para el propio uso doméstico (TV, electrodomésticos, aire acondicionado, calefacción, etc).

Atendiendo al aspecto económico de la carga de las baterías, en España se dispone de tarifas específicas para los usuarios que dispongan de VEs y quieran tener la posibilidad de cargar estos a un precio más bajo por la noche, cuando la demanda doméstica es más baja. La Figura

5 muestra la evolución del Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC) a lo largo de un día de verano (1 de agosto de 2019) de cada una de las 3 tarifas disponibles: tarifa por defecto, tarifa eficiencia 2 periodos y tarifa de VE. Con la tercera tarifa, el coste de cargar el vehículo por la noche es alrededor del 50% más barato que si se utilizase la tarifa por defecto, en la que el precio se mantiene prácticamente constante a lo largo de todo el día.

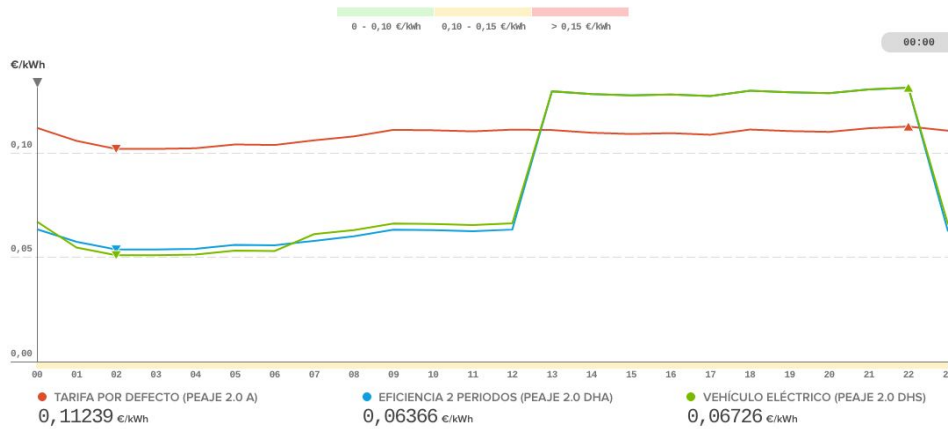


Figura 5: Término de facturación de energía activa del PVPC [9]

Teniendo en cuenta que el precio varía en un hasta un 250% dependiendo de la hora del día en la que se consuma la energía y que la capacidad de las baterías de los VEs son del orden de magnitud del consumo doméstico, resulta de gran interés estudiar si el VE tiene potencial para utilizarse no sólo como un medio de transporte sino como elemento de almacenamiento de energía, que aporte energía a las viviendas cuando el precio es más alto y que aproveche los periodos donde los precios caen por la falta de demanda doméstica para cargarse.

1.2. Objetivo del trabajo

Este trabajo tiene por objetivo estudiar la gestión de un conjunto de consumidores con generación fotovoltaica y con VEs conectados a través de una red eléctrica de distribución. Se fija un nivel de penetración determinado tanto para las viviendas que disponen de generación fotovoltaica como para aquellos que disponen de VEs.

Además, se fija un perfil de consumo que seguirán las viviendas a lo largo de un día y un perfil de generación fotovoltaica, ambos diferentes si se trata de un día de invierno o de verano. Se verifica también que las restricciones de operación de la red eléctrica se cumplan en todos los periodos considerados.

Por medio de la gestión con estas características se busca analizar si hay un beneficio económico en utilizar tecnología V2G y si tiene sentido considerar el V2G como una herramienta para aliviar congestiones en la red eléctrica.

Como se ha comentado en la sección 1.1, los VEs podrían utilizarse como un elemento de almacenamiento de energía de modo que los consumidores demandasen energía al punto de conexión durante los periodos en los que la energía es más barata. En aquellos periodos en los que la energía es más cara, la energía se obtendría de la batería del vehículo de dicho consumidor. Hay que tener en cuenta que probablemente el VE pase un número de periodos fuera de su vivienda y por lo tanto el vehículo no va a estar disponible para cargarse y descargarse a lo largo de todo el día. Esta es una de las principales diferencias con respecto a la gestión que se podría hacer con baterías domésticas, fijas en la vivienda y por tanto disponibles durante las 24 horas del día. Además, aumentar el número de ciclos de carga de las baterías de los VEs causa el deterioro de estas a un ritmo mayor. Por ello, además será necesario tomar medidas que reduzcan dicho deterioro como son no utilizar permanentemente cargadores rápidos y no dejar que de forma habitual la energía almacenada en la batería sea menor del 20% de la capacidad total.

Por otra parte, se busca un beneficio para la operación de la red. Debido al crecimiento de las ciudades y el aumento de aparatos electrónicos que requieren electricidad, en los últimos años, la demanda de electricidad en España ha aumentado significativamente [10]. La Figura 6 muestra la evolución de la demanda media de electricidad en España en las dos últimas décadas. Esto, sumado al incremento esperado si las ventas de VEs siguen aumentando, implica que cada vez los transformadores y líneas eléctricas necesitarán soportar mayor potencia. Para no tener que reemplazar la infraestructura ya existente, y evitar el gran coste que esto supone, se deberá recurrir a utilizar diferentes métodos de alivio de congestiones. Con este objetivo se estudiará si los VEs con tecnología V2G pueden llegar a desempeñar un papel relevante para aliviar posibles congestiones y por tanto no fuese necesario reemplazar líneas o transformadores en redes de distribución de media tensión.

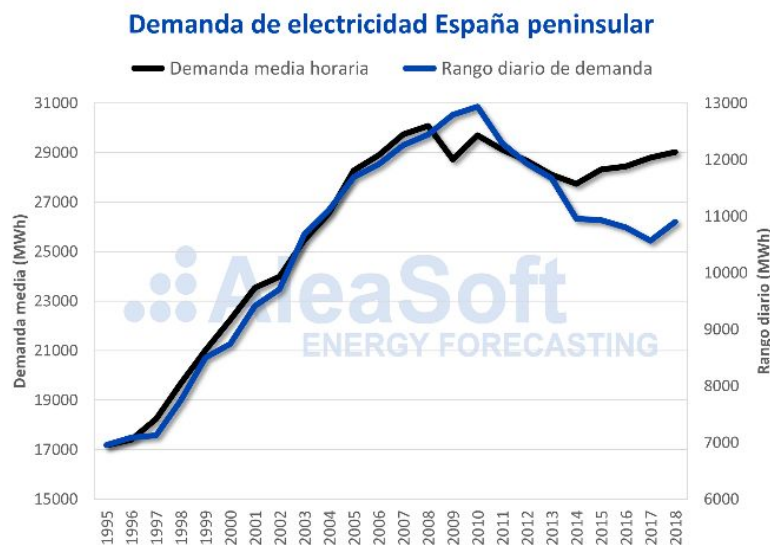


Figura 6: Demanda de electricidad España peninsular [10]

1.3. Metodología

Para llevar a cabo este estudio se parte de unos datos de consumo doméstico, de generación fotovoltaica y de precio de la energía, representando un día cotidiano en la actualidad. Sobre esto se añade la participación de los VEs, donde se fijan diferentes parámetros relativos a dichos vehículos como la capacidad de las baterías, los periodos en los que están disponibles para la cargar y descargar o la potencia máxima a la que pueden hacer estos dos procesos. Todos los parámetros utilizados serán descritos en la sección 3.2.1.

Por otra parte se define e introduce la red de distribución que se va a utilizar en el estudio, con sus parámetros y limitaciones correspondientes. Todo ello es introducido como datos de entrada en el problema de optimización utilizado, cuya función es minimizar el coste total de operación. A partir de los resultados obtenidos, se hacen representaciones por medio de MATLAB y Excel para poder visualizar e interpretar mejor los dichos resultados. El problema de optimización ha sido programado en MATLAB. Se ha utilizado la versión 2018b de MATLAB y 2011 de Excel, en un ordenador MacBook Pro 2011, con procesador 2 GHz Intel Core i7 y memoria 8 GB 1333 MHz DDR3.

1.4. Organización del documento

Este trabajo consta de 8 capítulos. Tras la introducción (Capítulo 1), en el Capítulo 2 se explica en mayor profundidad el concepto de V2G y los avances con respecto a esta tecnología hasta la fecha. También se explican las técnicas utilizadas para el alivio de redes de distribución utilizadas actualmente. En el Capítulo 3 se describe el modelo de optimización utilizado. En el Capítulo 4, en primer lugar se exponen los casos que se estudiarán a lo largo del capítulo. Se estudiarán dos casos base, uno en que no haya congestiones en la red y otro en el que sí existan congestiones. En segundo lugar, sobre ambos casos base se realiza un análisis de sensibilidad, en los que los datos de entrada del problema de optimización son modificados con el fin de representar diferentes escenarios que podrían darse en la realidad. Por último, en el Capítulo 4 se compara los resultados de la gestión si se utilizasen baterías domésticas como elemento de almacenamiento de energía en lugar de las baterías de los VEs .

Se dedica el Capítulo 5 a exponer las conclusiones finales con respecto a los resultados obtenidos, limitaciones del trabajo y se proponen trabajos futuros. Por último, en el Capítulo 6 se pueden encontrar las referencias utilizadas en este trabajo y en el Capítulo 7 se dedica a los anexos.

2. Estado del arte

2.1 Concepto de V2G: Ventajas e inconvenientes

V2G toma las siglas de la concatenación de palabras inglesas Vehicle-to-Grid, es decir, vehículo a la red. Consiste en que el VE no sólo reciba energía de la red (Grid-to-Vehicle) sino que la energía circule en sentido contrario, es decir, desde las baterías a la red. Gracias a tener un flujo de energía bidireccional, el VE puede utilizarse como un elemento de almacenamiento de energía, durante aquellos momentos en los que esté conectado a la red. La aplicación más directa de esta tecnología, y la que analiza este trabajo, es la de un usuario que conecta su vehículo a red al llegar a su vivienda y utiliza parte de la batería de su vehículo para su propio consumo doméstico. Sin embargo, el V2G también podría resultar de utilidad en parkings o centros comerciales donde generalmente hay una densidad alta de coches y por lo tanto se podría aprovechar una gran cantidad de energía que no estaría siendo utilizada. Este último caso es más complejo ya que se tendría que tener en cuenta las necesidades de autonomía de todos los usuarios, pudiendo variar ampliamente entre unos y otros.

La ventaja principal que ofrece el V2G es que se consigue inyectar energía en la red sin tener que recurrir a generadores adicionales o a fuentes de energía renovables como la solar o la eólica, que tienen limitaciones debido a su propia naturaleza. Por otra parte, pueden garantizar el suministro de energía, durante un determinado tiempo, a viviendas si ocurriese un fallo en la red o un apagón, ya que la energía que aportan no dependería de las centrales eléctricas. Además, potencialmente el dueño del vehículo puede llegar a obtener beneficio económico por prestar servicios a la red. Nissan y Enel son dos de las compañías que más están impulsando el desarrollo de la tecnología V2G y por medio de un programa piloto estimaron que un usuario que ofreciese servicios a la red con su vehículo podría llegar a recibir alrededor de 1300€ anualmente [11].

Uno de los principales inconvenientes de utilizar la tecnología V2G es que incrementa el número de ciclos de carga que se realizan en un determinado tiempo (un año, por ejemplo) y ello tiene un efecto en la degradación de la batería de los VEs. Como ya se ha comentado, una de las preocupaciones principales de los compradores de los VEs es la autonomía. Partiendo de que la autonomía que ofrecen los VEs no es excesiva todavía, el hecho de que la batería se degrade más rápidamente, y por tanto se pierda la autonomía correspondiente, no hace más que empeorar uno de los puntos débiles de los VEs. Por ello, es importante estudiar qué tipo de baterías están mejor preparadas para un aumento significativo en el aumento de ciclos de carga y descarga a la vez que se consiguen avances en las baterías que permitan autonomías y ciclos de vida mucho mayores. Se estima que, de media, sobre los 7 años de uso del VE la batería pierde alrededor de un 10% de su capacidad [12]. Factores como el uso de carga rápida o mantener la batería durante períodos largos de tiempo en niveles superiores

al 80% e inferior al 20% pueden hacer que la degradación sea significativamente más rápida. Sin embargo, al contrario de lo que pueda en principio parecer, según un estudio realizado en University of Warwick, el uso de V2G podría llegar a ser beneficioso para las baterías, mejorando el estado de estas en hasta un 10%. Esto es posible ya que, siendo gestionadas de un determinado modo, se podría reducir el tiempo en el que las baterías tienen niveles de carga no óptimos.

La Figura 7 muestra de forma esquemática el funcionamiento de la red eléctrica una vez fuese incorporada la tecnología V2G, y la integración con la generación fotovoltaica y eólica. Durante las horas de la mañana y el mediodía, la energía almacenada en los VEs es utilizada únicamente por los usuarios para sus desplazamientos, habiendo aportación por parte de la generación fotovoltaica durante estas horas. Por la tarde, cuando la generación fotovoltaica disminuye, la red puede recibir la energía almacenada en las baterías de los VEs, ayudando a que el pico de energía demandado por las viviendas durante estos periodos no implique un pico de generación tan grande en las centrales eléctricas, consiguiendo así una red más estable. Por último, las horas nocturnas, en las que la demanda cae, se utilizan para cargar el vehículo.

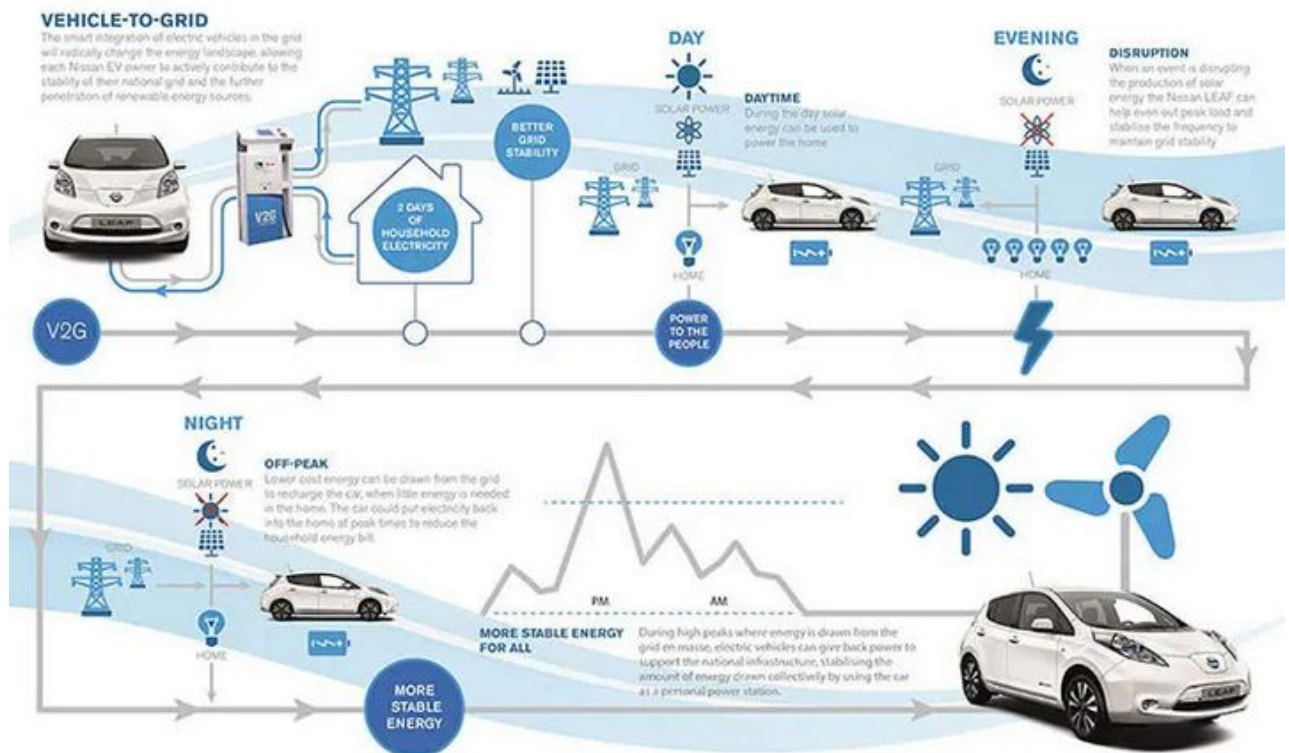


Figura 7: Integración V2G con red eléctrica [14]

2.2 Desarrollo tecnológico de la tecnología V2G

Una vez conocidos los principales beneficios e inconvenientes de esta tecnología, es importante entender cómo de desarrollada está actualmente dicha tecnología. Además, es importante tener en cuenta que aunque la teoría y los estudios relativos al V2G sean prometedores, el interés por parte de las marcas de automóviles en impulsar e incluir esta tecnología en sus modelos es vital para que el V2G pueda ser utilizado por los propietarios de VEs.

A día de hoy diferentes tipos de cargadores son utilizados para cargar los VEs, dependiendo de la marca y de las características de cada uno de los modelos. Los conectores más populares son los siguientes [15]:

- Conector Tipo 1 o Yazaki: Soporta tanto carga rápida, a 80A, como carga lenta, a 16A, y es utilizado en modelos de Kia, Toyota, Ford, Renault, Citroën, Peugeot, Mitsubishi, y Nissan. Se utiliza tanto en Europa como en América y su potencia máxima de carga es de 7,4 kW.
- Conector Tipo 2 o Mennekes: Este también soporta dos modos de carga, rápida a 63A y lenta a 16A. Este es utilizado por las marcas alemanas Porsche, Mercedes, Audi, Volkswagen o BMW y también por la marca americana Tesla. Soporta potencias de carga de hasta 44 kW, sustancialmente más alta que el Conector Tipo 1.
- Conector Tipo 3 o Scame: Este conector es utilizado únicamente en vehículos cuya batería es de menor tamaño y alcanza los 32A. Por otra parte, permite cargas monofásicas y trifásicas.
- Conector Tipo 4 o CHAdeMO: Es uno de los más populares ya que permite cargar a una potencia máxima de 65 kW y es el conector que permite las cargas más rápidas en corriente continua. Es elegido para cargar los VEs de marcas como Subaru, Mitsubishi, Toyota o Nissan.
- Conector Combo 2 o CSS: Está diseñado para poder ser utilizado tanto en el mercado europeo como en el americano y se utiliza en VEs de las marcas Porsche, Volkswagen, Daimler, BMW y Audi. Además, las estaciones de carga rápida de la marca Tesla, los Supercharger (con una potencia de carga máxima de 120 kW) ahora incluyen también el Conector CSS, además del propio conector de la marca Tesla. Puede ser utilizado tanto en AC como en DC.

La Figura 8 muestra la forma y el tipo de corriente (AC/ DC) que soportan algunos de los cargadores mencionados y también los países en los que son más utilizados.



Figura 8: Conectores de VEs según localización y tipo de corriente [15]

Ahora bien, es de interés saber cuáles de ellos soportan carga V2G. Actualmente, de los mencionados, el conector CHAdeMO es el único que soporta el V2G. Utilizando este conector, Nissan, en colaboración con JET Charge, planea inaugurar su primer punto de venta de carga V2G en Australia a finales de este año, 2020 [16]. Los VEs podrán ofrecer servicios a la red, vendiendo la energía almacenada en sus baterías. Este punto de carga podrá ser utilizado únicamente por el modelo Nissan LEAF ZE1. Es positivo que uno de los cargadores más utilizados a nivel mundial soporte carga V2G ya que toda la infraestructura de cargadores que utilizan el conector CHAdeMO no tendrá que ser reemplazada cuando los VEs cuenten con V2G.

Por otra parte, el Model 3 de la marca Tesla no utiliza el conector CHAdeMO, pero sí está diseñado para soportar la transmisión de energía de forma bidireccional, desde la red a la batería y viceversa [17]. Esto es debido a que el cargador que utiliza puede convertir la energía tanto de AC a DC (proceso de carga) como de DC a AC (proceso de descargar la energía almacenada para que sea aportada a la red). Aunque ahora mismo el proceso de descarga no está habilitado al usuario, con una actualización de software *over-the-air*, los propietarios de dichos VEs podrían llegar a ofrecer servicios V2G. Además, no sólo los propietarios de los Model 3 se verían beneficiados con dicha actualización, optando a recibir una compensación económica por los servicios prestados a la red, sino que la propia marca Tesla obtendría beneficio económico por medio de cobrar un cierto porcentaje. Es importante mencionar que Tesla es consciente de que el factor que más afecta a la rentabilidad del V2G es el deterioro de las baterías. Por ello, están desarrollando mejoras en sus baterías con el objetivo final de producir una batería que tendría, a falta de confirmación, una vida útil aproximada de 1.5 millones de kilómetros [18]. Se busca también un aumento considerable en el número de ciclos de carga hasta que la batería sufriese un deterioro notable y una reducción del precio total de la batería.

Además, Smart presentó en 2017 el modelo Smart ForTwo Vision ED, también diseñado para contar con V2G [19]. Aunque este vehículo todavía no está a la venta en la actualidad, la presentación de dicho modelo muestra que la marca apuesta por esta tecnología y la consideran importante para sus futuros modelos.

Como conclusión de esta sección, todavía queda camino por recorrer para que todos los VEs vendidos puedan prestar servicios a la red. Sin embargo, si las marcas pioneras consiguen dar un valor añadido a sus clientes ofreciéndoles la posibilidad de ganar dinero con sus VEs, probablemente el resto de marcas de automóviles no tardarán en incorporar esta tecnología por dos motivos: 1) los clientes probablemente opten por otra marca con la que sí puedan ofrecer servicios a la red y 2) de no hacerlo, no estarían aprovechando la posibilidad obtener rédito económico por los servicios que pudieran estar ofreciendo sus clientes.

2.3 Métodos actuales de alivio de congestiones

Las congestiones pueden provocar daños en diferentes elementos de las redes y se producen cuando la demanda en un determinado punto es mayor a la que se puede transmitir por medio de los elementos que conforman dicha red. También se puede considerar que existe una congestión si la potencia por las líneas es mayor a la correspondiente a los límites de seguridad marcados, aunque físicamente las líneas sí puedan funcionar con dicha potencia. Es importante mencionar que las congestiones pueden ser causadas por eventos imprevistos como el fallo de ciertos elementos de la red y cortes o apagones en los generadores.

En el estudio de N. I. Yusoff et al., se realiza una revisión de algunos de los métodos utilizados para evitar las congestiones, analizando su eficacia para aliviar las congestiones dadas y la reducción de coste de operación en cada una de ellas [20]. La Figura 9 muestra que los métodos de alivio de congestiones se pueden categorizar en métodos técnicos y métodos no técnicos. Dentro de los métodos técnicos, también denominados métodos *cost-free*, se encuentran el uso de transformadores de tomas o dispositivos FACTS (Flexible Alternating Current Transformer System). Por otra parte, los métodos no técnicos tienen en cuenta las limitaciones de la red, los márgenes de seguridad necesarios para la operación de la red y el precio de la energía. Hay diferentes métodos y pueden ser dependientes del mercado (subastas, división del mercado en diferentes precios,...) o independientes de él (*Pro rata* o *First come, first serve*).

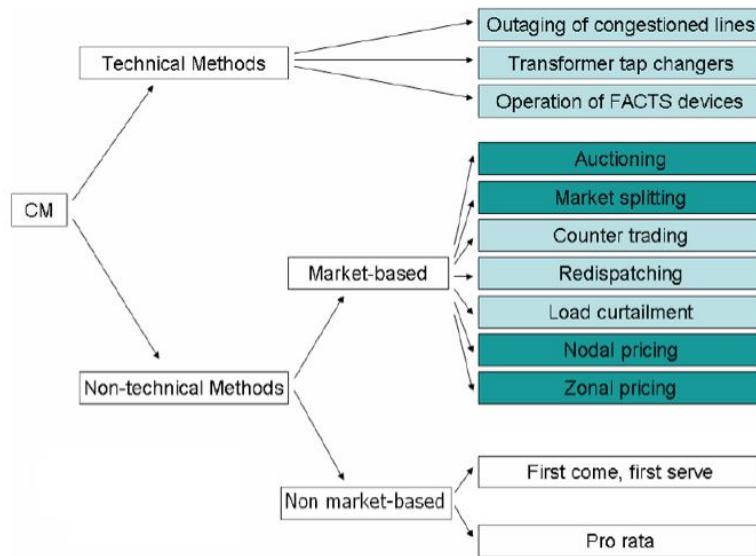


Figura 9: Categorización de métodos de alivio de congestiones [20]

Además, hay métodos basados en Inteligencia Artificial que tratan de aliviar las congestiones en las redes. Estos se basan en algoritmos que sean capaces de resolver los problemas de congestión, además de minimizar el coste de operación de la red. Los métodos basados en algoritmos de tipo Particle Swarm Optimization (PSO) han sido utilizados en diferentes estudios, como en el de N. Kinhekar et al., donde se prueba que a través de dichos algoritmos se puede aliviar sobrecargas en las líneas en zonas residenciales [21]. Otros de los métodos probados en diferentes estudios son los sistemas Fuzzy-Logic, algoritmos Simulated Annealing (SA), Artificial Bee Colony (ABC) y Fish School Optimization (FSO).

Debido a la complejidad de la operación de las redes eléctricas actualmente, es positivo que exista la posibilidad de utilizar diferentes métodos para evitar los daños que puedan ser producidos por las congestiones en las redes. Además, diferentes métodos pueden ser utilizados al mismo tiempo, consiguiendo así aprovechar los beneficios que pueda aportar cada uno de los métodos.

3. Modelo de optimización de la gestión de una red de distribución con vehículos eléctricos con capacidad V2G

3.1. Descripción del modelo de optimización

El modelo de optimización utilizado en este trabajo busca el mínimo coste de operación de la red eléctrica. Es un modelo multiperiodo que simula la operación de la red durante un día, siendo la sensibilidad utilizada de 1 hora. Para modelar el flujo de cargas se ha optado por utilizar el flujo de cargas en continua (DCLF) debido a que las simplificaciones que se realizan en este método facilitan la programación en MATLAB. El modelo trabaja con los perfiles diarios de generación fotovoltaica, demanda doméstica y precio de la energía. Además, se introducen como datos de entrada las características relativas a la carga de los VEs (energía almacenada máxima y mínima, potencia de carga máxima y mínima, capacidad de las baterías y periodos en los que están disponibles). Con respecto a los periodos en los que están disponibles, se asume desde las 8h hasta las 18h los usuarios están fuera de casa y por tanto no están disponibles para almacenar energía en la batería. En los casos en los que se trabaja con una batería doméstica, dichas baterías estarán disponibles durante los 24 periodos. También se fijan niveles de penetración para la generación fotovoltaica y para los VEs. Los VEs se tratan de forma agregada por nudos, es decir, todos los VEs conectados al mismo nudo seguirán el mismo comportamiento, el cual podrá ser diferente del comportamiento de VEs de otros nudos.

Hay acoplamiento entre los periodos por medio de la energía almacenada en las baterías. La energía almacenada en cada batería en un determinado periodo depende de la energía almacenada en el periodo anterior, de si se somete a un proceso de carga o descarga, de la eficiencia de dicho proceso y de la duración del mismo (se considera siempre de 1 hora). En los periodos en los que los VEs no se encuentran conectados a la red, se asume una descarga lineal que corresponde a la utilización del vehículo como medio de transporte. Cabe mencionar que en este modelo el primer periodo no corresponde a las 0h sino a las 8h. Esto es debido a que la condición de energía inicial es que a las 8h el usuario disponga de un 95% de la batería cargada. En el Anexo D se puede ver que en el código de MATLAB se realizan ajustes temporales para que las figuras muestren la información de forma que el primer periodo corresponda a las 0h y el último a las 23h (siguiendo el mismo formato que en la Figura 5). También se realizan ajustes para que los datos de entrada se importen desde Excel correctamente para ser utilizados en la optimización.

3.2. Formulación del problema de optimización

A continuación se describen los parámetros, las variables, la función objetivo y las restricciones del problema de optimización.

3.2.1. Parámetros

- 1) **H**: Número de periodos.
- 2) **Nnudos**: Número de nudos que tiene la red de estudio.
- 3) **Duración_periodo**: Duración en tiempo de cada uno de los periodos. (Unidad hora)
- 4) **Potencia_FV_i_h**: Potencia aportada por la generación fotovoltaica en el nudo i y en periodo h. (Unidad MW)
- 5) **Potencia_demanda_i_h**: Potencia doméstica demandada en el nudo i y en periodo h. (Unidad MW)
- 6) **Energía_alm_MAX**: Nivel de carga máximo que pueden soportar las baterías de los VEs, es decir, la capacidad de la batería. (Unidad: kWh)
- 7) **Energía_alm_MIN**: Nivel de carga mínimo que pueden soportar las baterías del coche eléctrico. Se considera el 30% de la capacidad total de la batería. (Unidad: kWh)
- 8) **Potencia_carga_MAX**: Potencia de carga máxima que la batería puede soportar. Depende del tipo de cargador utilizado. (Unidad: kW)
- 9) **Potencia_descarga_MAX**: Potencia de descarga máxima que la batería puede soportar. Se considera la misma que la potencia de carga. (Unidad: kW).
- 10) **Efi_alm_carga**: Eficiencia del proceso de carga. Es adimensional y puede variar entre 0 y 1.
- 11) **Efi_alm_descarga**: Eficiencia del proceso de descarga. Es adimensional y puede variar entre 0 y 1.
- 12) **S_disponible_h**: Variable binaria que indica si el vehículo está disponible para ser cargado o descargado (está en casa) o no está disponible (está fuera de casa) en el periodo h. En el primer caso S_disponible vale 1 y en el segundo caso 0.
- 13) **Precio_energía_h**: Coste de la energía en el periodo h.
- 14) **Pij_MAX**: Máxima potencia que puede ir por la línea que conecta del nudo i con el nudo j.
- 15) **NVE_i**: Número de VEs que hay en cada nudo i.
- 16) **Penetracion_VE_i**: Porcentaje de viviendas que disponen de VEs en el nudo i.
- 17) **Penetración_FV_i**: Porcentaje de viviendas que disponen de generación fotovoltaica en el nudo i.

Algunos de ellos son fijos (H y Duración_periodo) mientras que otros varían dependiendo del caso estudiado (Potencia_demanda_i_h, Penetracion_VE_i, Energía_alm_MAX,...).

3.2.2. Variables de optimización

- 1) **S_descarga_i_h**: Variable binaria que indica si el EV se está cargando (0) o descargando (1) en el nudo i y en periodo h.

- 2) **Potencia_neta_i_h**: Potencia neta del nudo i (exceptuando el nudo slack) en periodo h.
- 3) **Potencia_slack_h**: Potencia aportada por el nudo slack en el periodo h.
- 4) **Potencia_carga_i_h**: Potencia de carga de la batería de los VEs del nudo i en el periodo h.
- 5) **Potencia_descarga_i_h**: Potencia de descarga de la batería de los VEs del nudo i en el periodo h.
- 6) **Pij_h**: Potencia de la línea que sale del nudo i y llega al nudo j, en el periodo h.
- 7) **Energia_alm_i_h**: Energía almacenada en la batería de los VEs del nudo i en el periodo h.

3.2.3. Función objetivo

Como se ha comentado, el objetivo es la minimización de costes de la potencia aportada por el nudo de conexión, en este caso el generador del nudo Slack. Este modelo considera que la potencia aportada por las placas solares y por los VEs no suponen coste. El modelo tampoco considera una remuneración económica para los usuarios por el hecho de aportar energía a la red en determinados periodos.

$$\min \sum_{h=1}^H (\text{Precio}_{\text{Energía}_h} * \text{Potencia}_{\text{slack}_h})$$

3.2.4. Restricciones

Este modelo tiene en cuenta dos tipos de restricciones: las correspondientes al flujo de cargas y las correspondientes a las baterías de los VEs .

3.2.4.1. Restricciones del flujo de cargas

$$1) \ P_{\text{neta}_{(i,h)}} = \text{Potencia}_{FV(i,h)} + \text{Potencia}_{\text{descarga}_{(i,h)}} * NVE - \text{Potencia}_{\text{carga}_{(i,h)}} * NVE_i -$$

$$\text{Potencia}_{\text{demanda}_{(i,h)}} \quad i = \{2, Nnudos\} \ h = \{1, H\}$$

$$2) \ \text{Potencia}_{\text{slack}_h} + \sum_{i=2}^{Nnudos} P_{\text{neta}_{(i,h)}} = 0 \quad i = \{2, Nnudos\} \ h = \{1, H\}$$

$$3) \ P_{ij_h} = X^{-1} * A' * B^{-1} * P_{\text{neta}_h} \quad i, j = \{1, Nnudos\} \ h = \{1, H\}$$

$$4) \ -P_{ij_{MAX}} \leq P_{ij_h} \leq P_{ij_{MAX}} \quad i, j = \{1, Nnudos\} \ h = \{1, H\}$$

Mediante (1) se calcula la potencia neta en cada nudo demanda, teniendo en cuenta la demanda doméstica y la aportación de la generación fotovoltaica y la potencia de carga y

descarga de los VEs. La potencia de descarga se entiende como potencia aportada a la red mientras la potencia de carga se entiende como una demanda.

Mediante (2) se garantiza el balance de potencias total de la red, cumpliéndose que la potencia total generada tiene que ser igual a la consumida en todo momento temporal. En 3 se calcula la potencia que va por cada una de las líneas de la red según el método DCLF. Por último, (4) impide que se superen los límites de potencia en las líneas en todo momento temporal.

3.2.4.2 Restricciones de las baterías

- 5) $0 \leq Potencia_{carga_{(i,h)}} \leq Potencia_{carga_{MAX}} * (1 - S_{descarga_{(i,h)}}) * S_{disponible_{(i,h)}} \quad i = \{2, Nnudos\} \quad h = \{1, H\}$
- 6) $0 \leq Potencia_{descarga_{(i,h)}} \leq Potencia_{descarga_{MAX}} * S_{descarga_{(i,h)}} * S_{disponible_{(i,h)}} \quad i = \{2, Nnudos\} \quad h = \{1, H\}$
- 7) $S_{descarga_{(i,h)}} = \{0, 1\} \quad i = \{2, Nnudos\} \quad h = \{1, H\}$
- 8) $Energía_{alm_{(i,H)}} = 0.95 * Energía_{alm_{MAX}} \quad i = \{2, Nnudos\}$
- 9) $Energía_{alm_{(i,1)}} = 0.92 * Energía_{alm_{MAX}} \quad i = \{2, Nnudos\}$
- 10) $Energía_{alm_{(i,h)}} = Energía_{alm_{(i,h-1)}} - 0.03 * Energía_{alm_{MAX}} \quad i = \{2, Nnudos\} \quad h = \{2, 10\}$
- 11) $Energía_{alm_{(i,h)}} = Energía_{alm_{(i,h-1)}} + Potencia_{carga_{(i,h)}} * Efi_{almcarga} * Duración_{periodo} - Potencia_{descarga_{(i,h)}} * \frac{1}{Efi_{almcarga}} * Duración_{periodo} \quad i = \{2, Nnudos\} \quad h = \{11, 24\}$
- 12) $Energía_{alm_{MIN}} \leq Energía_{alm_{(i,h)}} \leq Energía_{alm_{MAX}} \quad i = \{2, Nnudos\} \quad h = \{11, 24\}$

Por medio de (5), (6) y (7) se limita la potencia que aportan o reciben los VEs en cada momento temporal, teniendo en cuenta si el vehículo está disponible en dicho periodo. Además, se garantiza que en un determinado periodo el vehículo sólo pueda estar en modo carga o descarga.

Las restricciones (8) a la (12) definen el comportamiento de las baterías de los VEs. Como se explicó en el apartado 3.1., se ha tomado como referencia temporal las 8 de la mañana para imponer la condición de que el usuario tenga el vehículo al 95% de su capacidad máxima por la mañana y regresa a las 18h a su vivienda, con un 65% de la batería. Se asume que la batería del vehículo se descarga linealmente un 3% durante los 10 periodos en los que los VEs no están disponibles.

4. Resultados de la aplicación del modelo

En este capítulo se realiza un estudio sobre dos casos base, realizando posteriormente un análisis de sensibilidad sobre cada uno de ellos. El primero de los casos base no tiene congestiones y la limitación viene dada por la energía que puede aportar el generador del nudo Slack, por la potencia de carga o por la capacidad de las baterías de los VEs. Mediante el estudio de este caso base y su posterior análisis de sensibilidad se pretende conocer cuáles son los periodos óptimos para cargar y descargar los VEs bajo unas condiciones determinadas sin que dicha carga o descarga venga impuesta por tener que aliviar una posible congestión. De esta forma se puede conocer también la variación en los costes de operación en comparación con escenarios en los que no hubiese VEs y en los que estos no contasen con tecnología V2G.

Por otro lado, en el segundo caso base se fuerza que haya congestiones. El objetivo de este caso base es estudiar el número de viviendas que se podrían abastecer con una determinada infraestructura, es decir, el límite viene marcado por la capacidad de alguna de las líneas. Se comparan casos en los que se utiliza V2G con casos en los que no se dispone de esta tecnología. Los resultados de este caso base, y de su correspondiente análisis de sensibilidad, mostrarán el potencial de utilizar el V2G como método para aliviar congestiones ante el crecimiento de ciudades. También se estudia la variación del coste total de operación en los diferentes escenarios.

Por último, se realiza un análisis en el que se estudia el comportamiento de la red y su coste de operación si el elemento de almacenamiento de energía son baterías domésticas en vez de VEs. Este estudio se hace en escenarios con y sin congestiones. Con este análisis se pretende entender la relevancia de disponer de un elemento de almacenamiento de energía durante las 24 horas del día (batería doméstica) frente a disponer de él durante un número menor de periodos (VEs).

4.1. Caso base sin congestiones

4.1.1. Datos

La Figura 11 muestra una representación de la red de distribución utilizada en este trabajo. Dicha red ha sido obtenida de la librería de MATPOWER (*case4_dist*). Los símbolos representan el generador del nudo Slack, los transformadores, las demandas domésticas, los VEs y las placas solares.

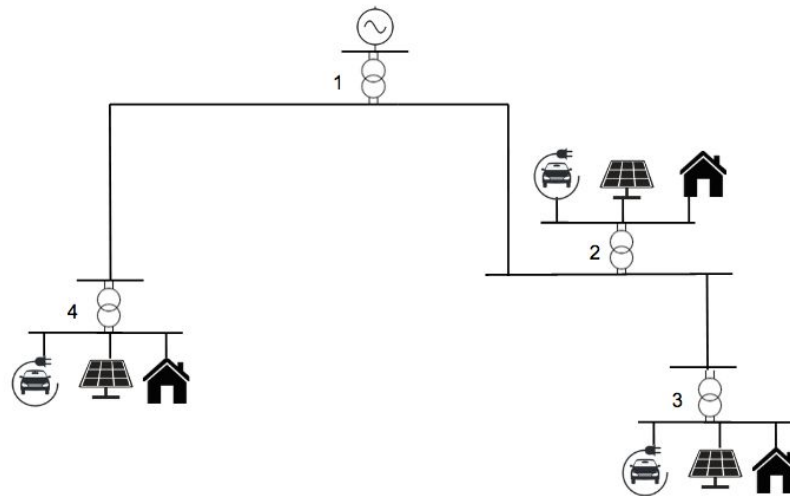


Figura 11: Red de distribución utilizada

Las Tabla 1 muestra qué tipo de nudo son cada uno de los 4 nudos por los que está compuesta la red estudiada y los valores de potencia máxima de demanda doméstica y generación fotovoltaica. También se muestra la capacidad total de las baterías de los VEs, agregando todas las viviendas que están conectadas a dicho nudo. La Tabla 2 muestra los valores utilizados como base y la tensión máxima y mínima de la red. La Tabla 3 muestra la resistencia y la reactancia de las líneas que componen la red. Estos valores han sido extraídos del caso de MATPOWER utilizado.

Tabla 1: Valores demanda doméstica, generación fotovoltaica y capacidad total de baterías

Nudo	Tipo	Potencia Activa Máxima (MW)	Capacidad Generación FV (MWh)	Capacidad Batería VEs (MWh)
1	Slack	-	-	-
2	Demanda doméstica	0,3	0,378	0,756
3	Demanda doméstica	0,3	0,378	0,756
4	Demanda doméstica	0,4	0,504	1,008

Tabla 2: Valores base de la red

Potencia (MVA)	Tensión (KV)	Tensión Max (p.u.)	Tensión Min (p.u.)
1	12	0,9	1,1

Tabla 3: Valores de resistencia y reactancia líneas

Desde	A	R (p.u.)	X (p.u.)
1	2	0,003	0,006
2	3	0,003	0,006
1	4	0,003	0,006

La Tabla 4 muestra los valores de los parámetros del modelo de optimización utilizados en este caso base. Aquellos que tienen como valor *variable* no se muestran en la tabla ya que su valor cambia con respecto al tiempo. Dichos parámetros se detallan a continuación.

Tabla 4: Valores parámetros modelo - caso base sin congestiones

H	24
Nbus	4
Duracion_periodo (hours)	1
Potencia_PV_i_h	Variable
Potencia_demanda_i_h	Variable
Energia_alm_MAX (KWh)	42
Energia_alm_MIN (KWh)	12,6
Potencia_carga_MAX (KW)	3,7
Potencia_descarga_MAX (KW)	3,7
Efi_alm_carga	1
Efi_alm_descarga	1
S_disponible_h	[0;1]
Precio_energia_h	Variable
Pij_MAX (MW)	1
NEV_i	[18; 24]

Para la demanda doméstica se toma como referencia una vivienda en Valencia. En la Figura 12 se muestra la curva de demanda utilizada en un día de invierno y verano. La Figura 13 muestra un patrón parecido al de la Figura 12 en los días de entre semana mientras que se observa una variación en la curva en el sábado y en el domingo. En el caso base se ha trabajado con el día de invierno y día de la semana miércoles. Los días de fin de semana no considerarán en este trabajo ya que los comportamientos de diferentes usuarios con respecto a su vehículo pueden ser muy diferentes y no resulta fácil de modelar. Se asume que cada vivienda tiene una potencia contratada de 5 kW para que la potencia contratada no sea un factor limitante en este estudio. Por lo tanto, cada 0.1MW de demanda corresponde a un total de 20 viviendas.

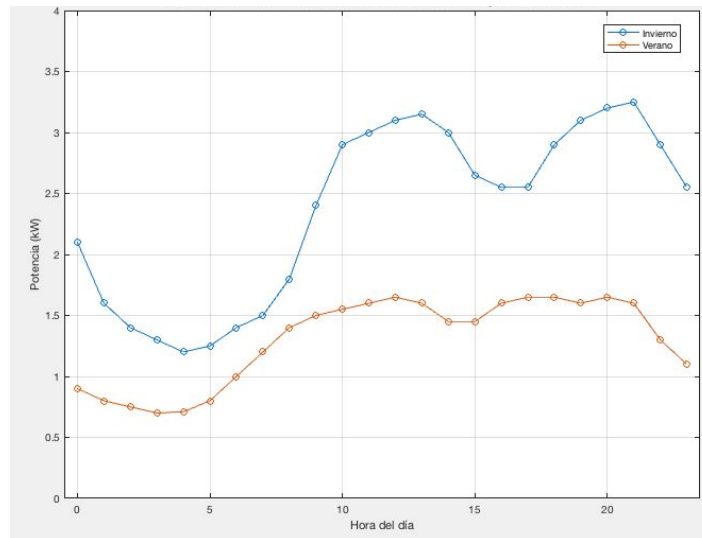


Figura 12: Demanda doméstica en un día de invierno y verano [8]

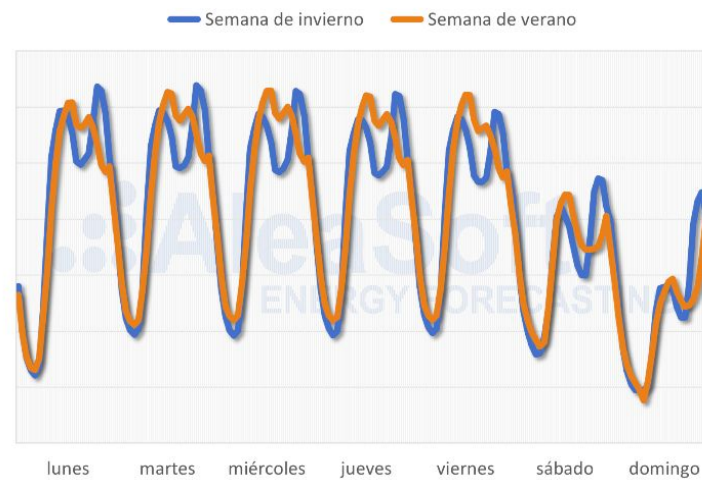


Figura 13: Patrón de demanda eléctrica semanal en invierno y verano [10]

La Figura 14 muestra el perfil diario, en unitarias, de generación fotovoltaica considerado para un día de invierno y verano. Además, la Tabla 5 muestra la producción máxima por m^2 en cada mes del año en la región en la que se encuentran las viviendas, Valencia. Para el día de verano se ha tomado el mes de febrero y para el día de verano agosto. De los datos mostrados en la Tabla 5, se tomará el Valor medio y se asumirá que cada casa tiene $6 m^2$ de placas solares instaladas. Ya que en el caso base se considera el día de invierno, cada vivienda que disponga de generación fotovoltaica podrá producir 21 kWh diariamente. Con dicho valor y el perfil unitario de la Figura 14 se calcula la generación fotovoltaica absoluta en cada periodo de tiempo.

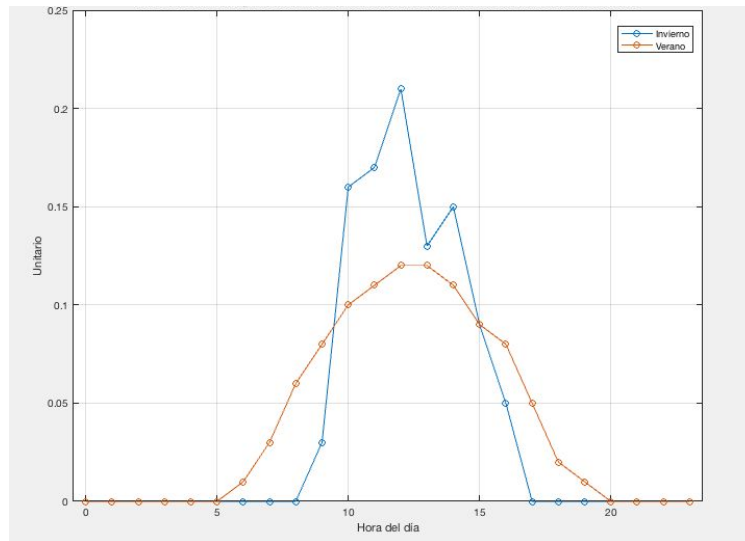


Figura 14: Producción energía fotovoltaica de una vivienda en un día de invierno y verano (Unitarias) [8]

Tabla 5: Irradiación solar sobre plano horizontal según mes del año [22]

IRRADIACIÓN SOLAR GLOBAL SOBRE PLANO HORIZONTAL
Valores diarios medios para el emplazamiento: Latitud: 39.39 Longitud: -0.38

(kWh/m ²)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Percentil 75	3.0	4.0	5.4	6.8	8.3	8.3	8.3	7.0	6.0	4.3	3.1	2.6
Valor medio	2.6	3.5	4.7	6.0	7.5	7.8	7.9	6.5	5.4	3.7	2.7	2.2
Percentil 25	1.9	2.5	3.6	4.5	6.0	6.8	7.3	5.8	4.5	2.8	1.9	1.5

Con respecto al número total de viviendas con generación fotovoltaica y VEs, en este caso base se considera un nivel de penetración del 30% para generación fotovoltaica y VEs. Por ello, en los nudos 2 y 3 (60 viviendas) se dispone de un total de 18 viviendas con VEs y placas solares mientras que en el nudo 4 (80 viviendas), se dispone de 24.

La Figura 15 muestra la evolución del precio de la energía utilizado para el día de invierno (6 de febrero de 2019, miércoles) y para el día de verano (7 de agosto de 2019, miércoles). Además, de las 3 tarifas disponibles, se ha considerado la tarifa de VE. En la Figura 15 se observa que el precio en el día de verano es menor que en invierno en todos los periodos, debido a que la demanda menor. En ambos días los periodos en los que la energía tiene un precio más elevado son desde las 12h hasta las 22h. Es interesante ver que la evolución del precio es más constante en los periodos de por la tarde en el día de verano que en el día de invierno, al igual que lo es la demanda doméstica mostrada en la Figura 12.

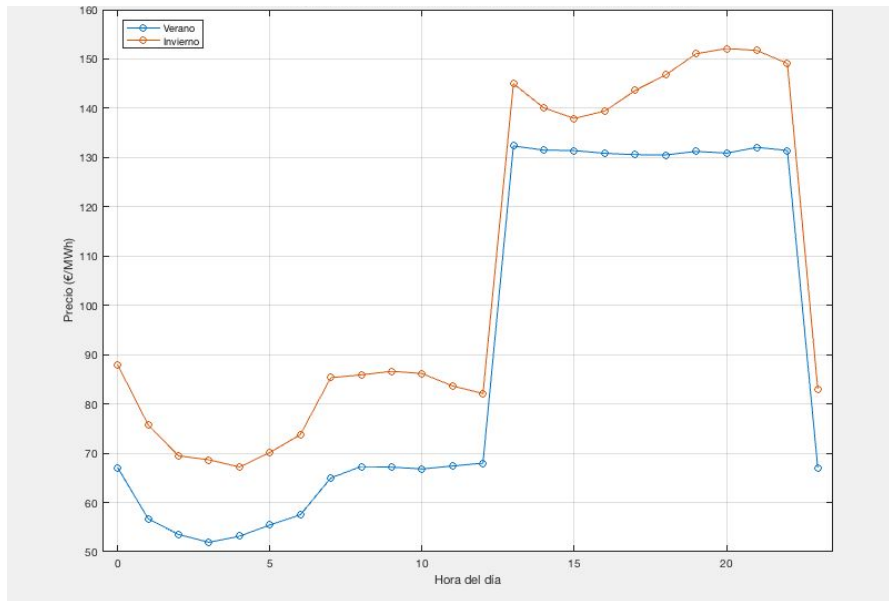


Figura 15: Término de facturación de energía activa del PVPC VE en un día de invierno y verano [9]

Con respecto a los límites de potencia que puede circular por las líneas, se ha tomado de referencia una intensidad máxima soportada de 200A, correspondiente a un cable NA2XSH de 50 mm² de sección. Además, se ha supuesto un voltaje de 12 kV y un factor de potencia de 0.8. Con estos datos se obtiene que la potencia máxima que puede circular por las líneas de la red es de alrededor de 2 MW.

4.1.2. Resultados

La Figura 16 muestra que el comportamiento de las baterías de los VEs en los tres nudos es exactamente el mismo aunque la demanda en el nudo 4 es mayor. Además, se cumple que desde las 8h hasta las 18h la batería del coche sufre una descarga lineal (impuesta) debido al uso del vehículo durante el día. Justo en las horas posteriores, debido al incremento en la demanda doméstica y la falta de energía aportada por la generación fotovoltaica, las baterías de los VEs son utilizadas para aportar energía a las viviendas. Más tarde, aprovechando la bajada en los precios, proceden a cargarse para que los usuarios dispongan del 95% de la batería a las 8 de la mañana del día siguiente.

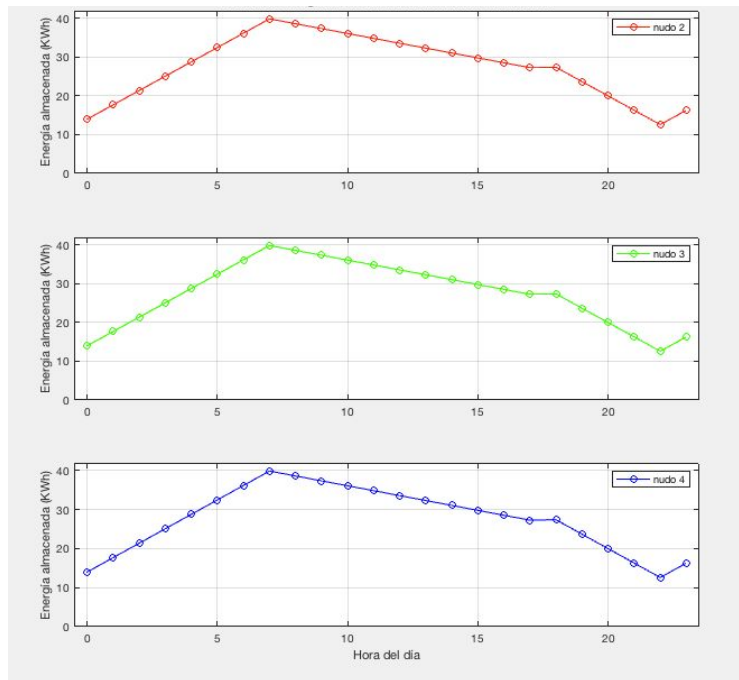


Figura 16: Evolución energía almacenada en los VEs

Además, Figura 17 muestra la evolución en función de la hora del día de la aportación de potencia del generador del nudo Slack, el total de la generación fotovoltaica, el total de las demanda domésticas y el total de la potencia aportada o demandada por los VEs. Se observa que en este caso en ningún periodo coinciden las placas solares y los VEs aportando energía a la red. Esto es debido a las restricciones temporales impuestas a los vehículos y el hecho de que en invierno no se obtiene energía con las placas solares a partir de las 17h. Se comprueba que en los periodos en los que la energía es más cara, las baterías de los VEs aportan energía a la red, a la máxima potencia posible, mientras que utilizan el periodo nocturno para cargarse, a la máxima potencia posible también. El hecho de que las cargas y descargas se hagan a máxima potencia implica que es bastante claro los periodos en los que se debe cargar y descargar y que de disponer de cargadores de mayor potencia probablemente se podría reducir el coste de operación.

Sin embargo, llama la atención que a las 23h las baterías de los VEs se carguen a su máxima potencia y un periodo después, a las 0h, aporten energía. Esto es debido a que, aunque ambos periodos pertenecen a periodos nocturnos, el precio de la energía a las 23h es más bajo que a las 0h y por lo tanto al buscar una minimización en los costes se llega a una situación en la que se da una variación muy grande en la potencia aportada por el generador del nudo Slack en esos dos periodos consecutivos. Este comportamiento no es deseado en la realidad ya que precisamente lo que se busca son pequeñas variaciones en la generación de las centrales eléctricas.

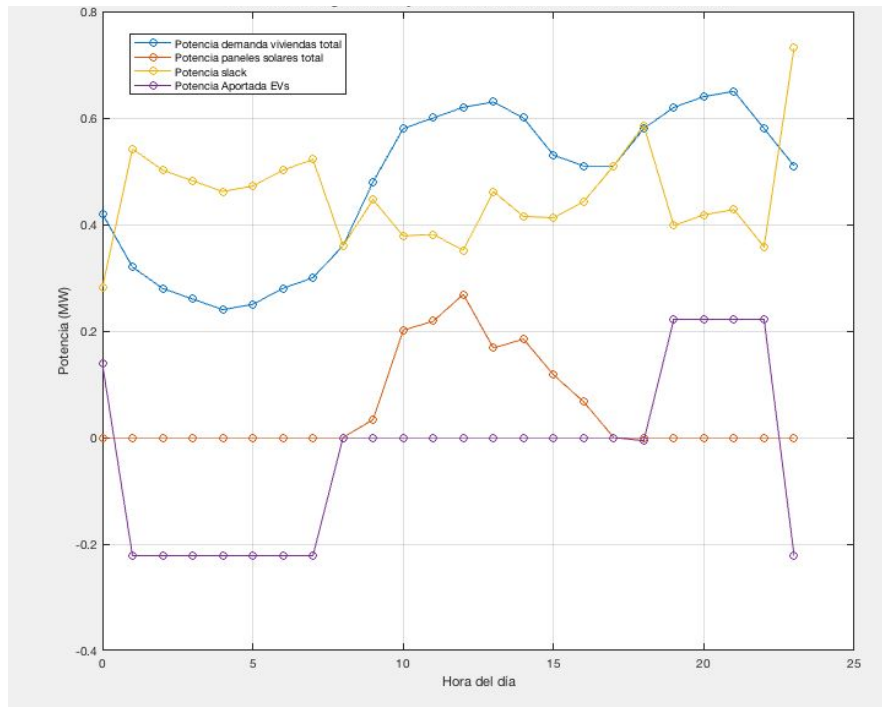


Figura 17: Evolución de potencia aportada y consumida por diferentes elementos del sistema (viviendas, generación fotovoltaica, Slack y VEs) - invierno

Además, se analizan 3 escenarios en los que se pueda observar el efecto de la demanda doméstica, de la generación fotovoltaica y de los VEs por separado. Dichos escenarios son:

- 1) Toda la energía demandada por las viviendas es aportada por el nudo Slack
- 2) Además del generador del nudo Slack, se dispone de generación fotovoltaica (con un nivel de penetración del 30%).
- 3) Se dispone del generador del nudo Slack, de generación fotovoltaica y de VEs.

La Figura 18 muestra que, en líneas generales, la potencia aportada por el nudo Slack es más constante en el caso en el que se dispone de placas solares y VEs. También se puede ver que los VEs son de utilidad para disminuir picos de generación que se dan en los periodos de la tarde y ante los que la generación fotovoltaica no sirve de ayuda por la ausencia del sol.

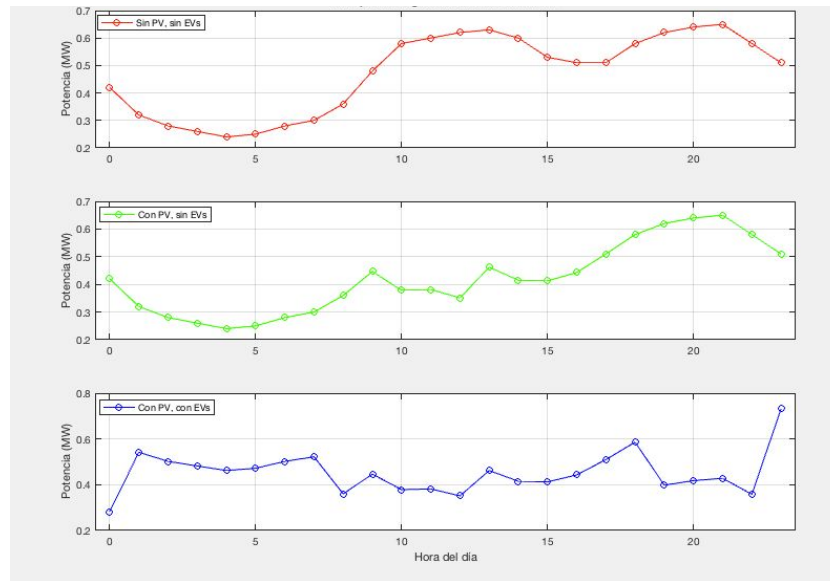


Figura 18: Comparación generación nudo Slack, escenarios 1, 2 y 3 - invierno

En la Figura 19 se compara el coste de la energía aportada en los tres escenarios mencionados. El escenario en el que el coste es menor es aquel en el que hay participación de generación fotovoltaica y VEs. Cabe mencionar que la diferencia de costes del escenario 2 y 3 no es muy grande, pero en el escenario 3 se está cargando a 60 vehículos aportando una autonomía de unos 75 km a cada uno de ellos. Es decir, aunque se demandan 756 kWh más de la red en el escenario 3 que el escenario 2, necesarios para cargar las baterías de todos los VEs del 65% al 95%, se consigue un coste de operación ligeramente inferior en el caso 3 debido al almacenamiento de energía en los VEs.

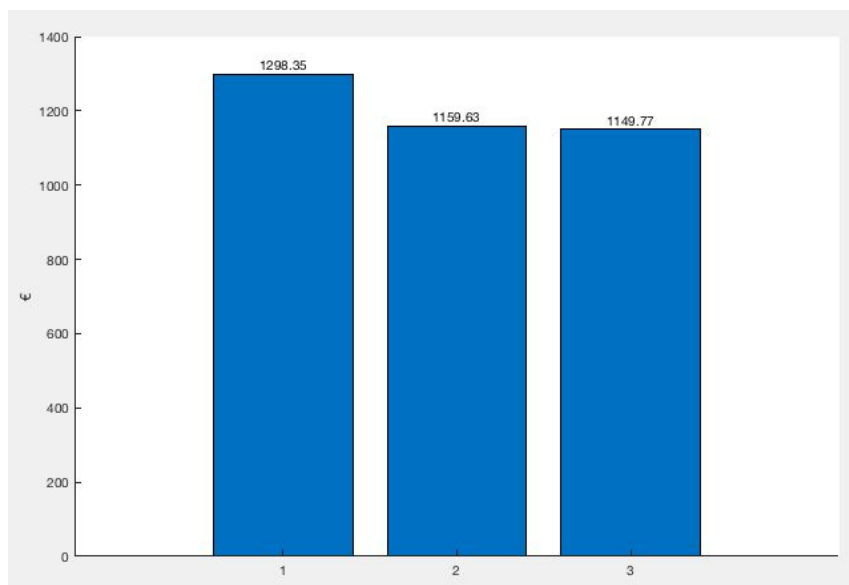


Figura 19: Comparación coste total operación, escenarios 1, 2 y 3 - invierno

Por último, la Figura 20 muestra la evolución temporal de la potencia que circula por la línea 1-2. Se muestra esta línea ya que es la más comprometida de las tres al tener que abastecer a

dos de los tres nudos demanda. Se puede observar que en el escenario 3 sólo hay un periodo, a las 23h, en el que se superan los 0.35MW de potencia mientras que en los otros dos escenarios hay varios periodos con potencias muy cercanas a los 0.4MW. Aunque en estos casos la potencia que circula por las líneas está lejos de provocar congestiones, de no ser por el periodo de las 23h, la potencia máxima por la línea 1-2 se reduce en más de un 10% en el escenario 3 con respecto a los escenarios 1 y 2.

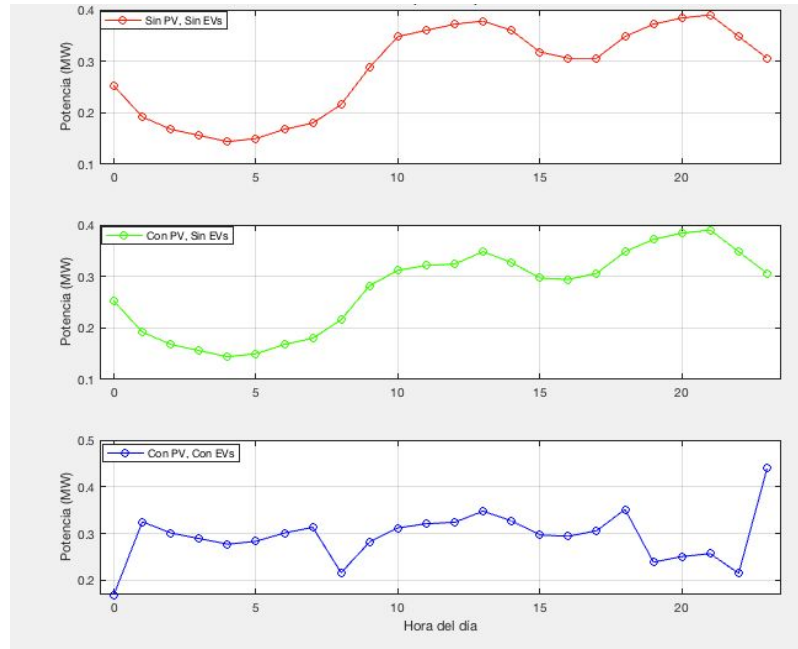


Figura 20: Comparación evolución potencia línea 1-2, escenarios 1, 2 y 3 - invierno

4.1.3. Conclusiones parciales

Los resultados obtenidos en el estudio de este caso base son razonables. Por lo tanto, el modelo utilizado se puede dar por validado y puede ser utilizado para realizar el análisis de sensibilidad y el estudio del caso base con congestiones.

4.2. Análisis de sensibilidad sobre el caso base sin congestiones

Una vez analizado el caso base sin congestiones, es de interés realizar un análisis de sensibilidad modificando diferentes parámetros relevantes del problema de optimización para tener una idea del impacto que tiene cada una de las variaciones. Los resultados que se han considerado de mayor interés son la potencia que aporta el generador del nudo Slack, el coste total de operación y la potencia en cada momento temporal en la línea 1-2. En este análisis de sensibilidad la potencia aportada por el nudo Slack está limitada a 1 MW.

Cabe mencionar que las gráficas obtenidas en este análisis muestran la evolución temporal de las diferentes variables por periodos en vez de por hora del día. Así, el periodo 1 corresponde

a las 0h y el periodo 24 las 23h. Por lo tanto, el periodo 19, por ejemplo, corresponde a las 18h, no a las 19h.

4.2.1. Efecto de cargadores más rápidos

El tipo de cargador del que una vivienda dispone afecta directamente a la potencia máxima a la que la batería del vehículo se puede cargar, y por lo tanto, el número de horas que necesita para llegar a almacenar el 95% de la capacidad de la batería que en este análisis se está considerando necesario al principio del día. En el caso base se consideran los cargadores de tipo 2, que soportan una potencia máxima de 3.7 kW. Si bien no son los más lentos (determinados VEs soportan cargadores de 1.4 kW), los cargadores de tipo 1, comunes en muchos de los VEs más vendidos, soportan el doble de potencia máxima, es decir 7.4 kW.

Hay cargadores más rápidos como el Conector CHAdeMO que utilizan marcas como Toyota o Mitsubishi que llegan a soportar potencias de 65 kW. Los cargadores más potentes actualmente son los que utiliza la marca Tesla en las estaciones de carga situadas en las carreteras, denominados *Superchargers* que llegan a proporcionar 120 kW. Sin embargo, ninguno de estos dos tipos son frecuentes en viviendas y por lo tanto no se consideran en este análisis de sensibilidad. Por ello, en este apartado se plantea una comparación entre el caso base sin congestiones y un escenario de carga rápida, con potencia máxima de 7.4 kW.

La Figura 21 muestra que la variación de potencia suministrada por el nudo Slack es mucho mayor en el caso de disponer de cargadores más rápidos. En el periodo 19 se alcanza el máximo de potencia disponible del generador del Slack ya que se aprovecha que en ese periodo la energía es más barata que en los próximos periodos. También se puede ver que en los tres siguientes periodos la energía aportada por el nudo Slack es muy baja debido a que es aportada por los VEs y que en el último periodo se aprovecha una bajada en el precio de la energía para cargar los VEs. Además, el hecho de que el generador del nudo Slack pase de generar más de 0.8 MW a las 23h a no generar prácticamente potencia a las 0h es el mismo comportamiento que se observó en el caso base y que en el caso de tener carga rápida se ve acentuado. Además, se observa que durante el periodo 3 los VEs se cargan a potencia máxima, coincidiendo con el periodo en el que la energía es la más barata. Por último, en los tres periodos consecutivos al periodo 3 se demanda más energía de la red que en el caso base mientras que en el periodo 8 la energía demandada es menor. Esto es debido a que en el escenario con carga rápida son necesarios menos periodos para llegar al nivel de batería requerido y se aprovechan las horas nocturnas en las que el precio es más bajo.

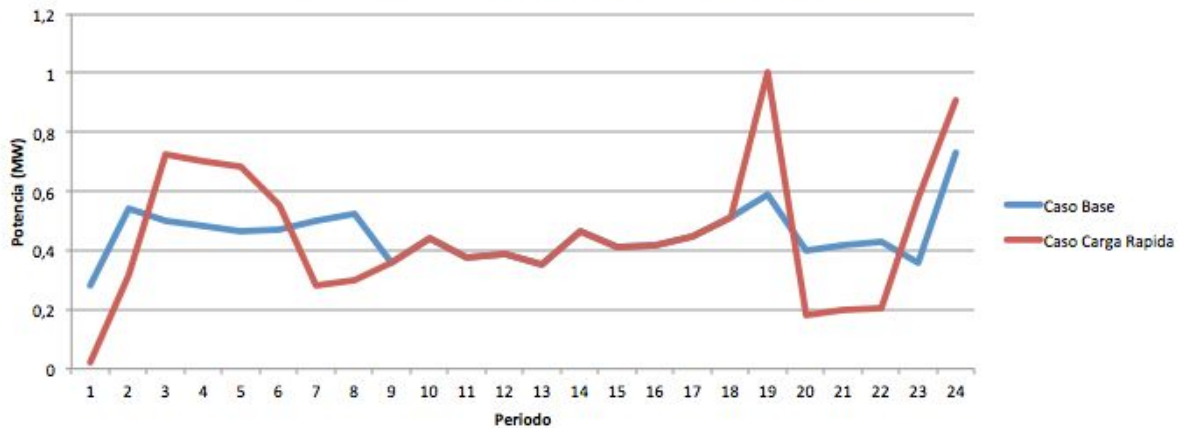


Figura 21: Generación Slack según potencia máxima de carga y descarga

Debido a que con los cargadores rápidos hay más flexibilidad para llegar a los nivel de carga requeridos, permitiendo por tanto una mejor optimización, se esperaría una rebaja sustancial en el coste total de operación. Sin embargo, la Figura 22 muestra que el coste se reduce únicamente en unos 10€, es decir, alrededor de un 1%. Como en ambos casos la energía necesaria dedicada a los VEs es la misma, es decir, no se han realizado cambios en el número de vehículos, en la capacidad de sus baterías ni en la energía que utilizan durante el día, la reducción económica no justifica el aumento en la variación de energía aportada por el Slack.

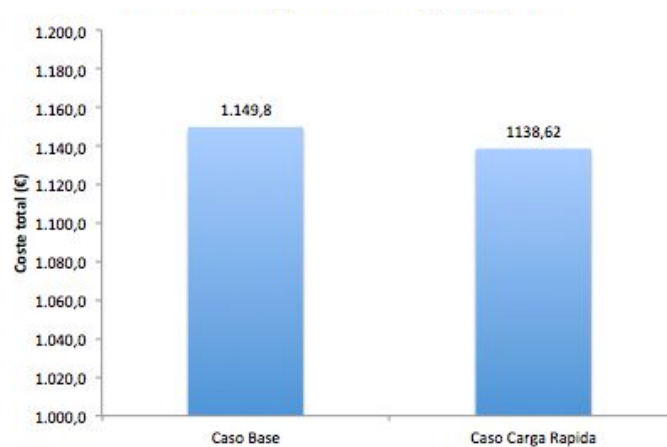


Figura 22: Coste total de operación según potencia máxima de carga y descarga

La Figura 23 muestra que la potencia que circula por la línea 1-2 en el caso de carga rápida es mucho mayor que en el caso base. Esto está directamente relacionado con las variaciones de energía aportada por el nudo Slack. Aunque no suponga un problema ya que en ambos casos la potencia que circula por la línea está lejos de causar una congestión, variaciones de potencia tan grandes en la línea no son positivas.

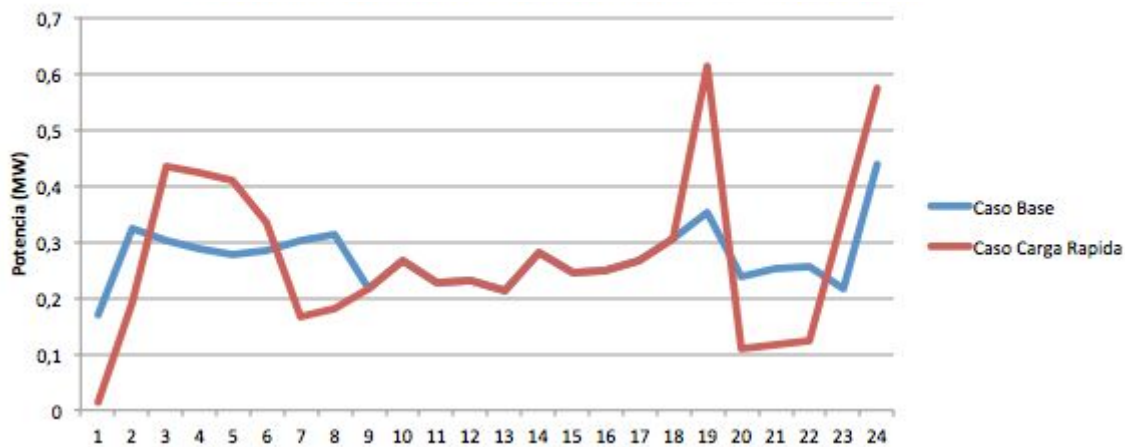


Figura 23: Potencia línea 1-2 según potencia máxima de carga y descarga

Como conclusión de este caso, en un escenario en que la red eléctrica tuviera suficiente margen como para que no hubiera problemas de congestiones, el hecho de disponer de cargadores con carga rápida no supondría un beneficio para la red.

4.2.2. Efecto del nivel de penetración de vehículos eléctricos

Manteniendo el 30% de penetración para las viviendas que disponen de generación fotovoltaica, en este apartado se analiza el impacto que tiene la variación de los niveles de penetración de los VEs. Este análisis es de interés ya que plantea los escenarios que se pueden ir sucediendo en los próximos años. Debido al aumento de ventas de VEs observado, los niveles de penetración de VEs incrementarán de manera progresiva. Por otra parte, el nivel de penetración considerado en el caso base (30%) es demasiado alto para la realidad de la mayoría de los países europeos a día de hoy y por ello se estudia un escenario en el que el nivel de penetración es del 10%. Además, se consideran escenarios con niveles de penetración del 50% y del 70%. Por último, se analiza también el escenario poco probable, pero posible en el largo plazo, en el que todos los vehículos sean eléctricos (100% de penetración).

La Figura 24 muestra que la forma de la curva de la potencia aportada por el nudo Slack es similar en todos los casos, acentuándose a medida que el nivel de penetración incrementa. Este resultado es coherente ya que aunque el número de viviendas no cambia, el número de VEs disponibles va aumentando y por lo tanto exige más potencia por parte del Slack. De forma similar al anterior análisis de sensibilidad, se puede optimizar más el coste de operación ya que hay más energía disponible para ofrecer a las viviendas en los periodos en los que el precio es más alto pero ello implica mayores variaciones en la potencia del nudo Slack.

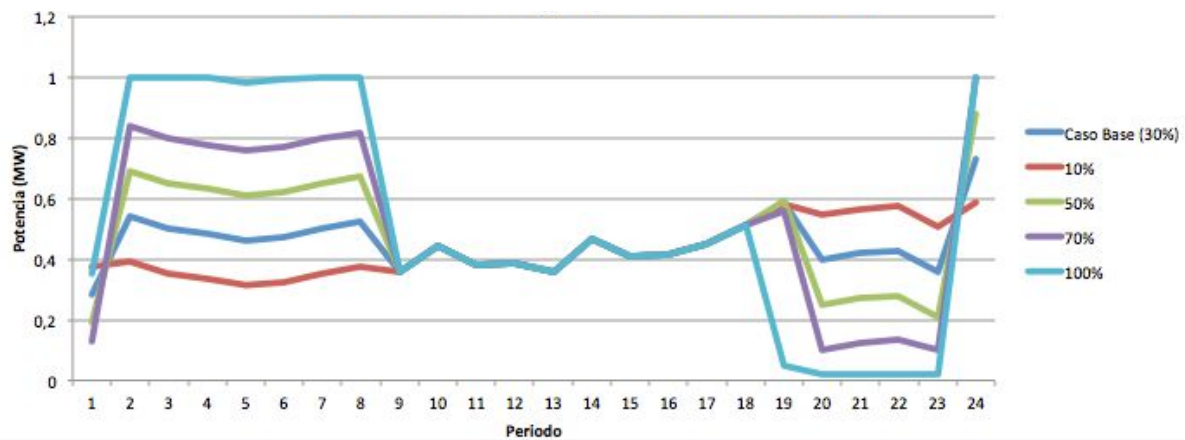


Figura 24: Generación Slack según penetración de VEs

En este análisis de sensibilidad, el estudio económico se divide en dos partes. Primero, al igual que en el caso anterior, se evalúa la variación del coste total de la energía aportada por el Slack. La Figura 25 muestra que el coste disminuye de 1158,86€ en el caso con menor penetración (10%) a 1122,9€ en el caso con penetración de mayor penetración (100%), es decir alrededor de un 3%. Sin embargo, hay que tener en cuenta que en el caso de mayor penetración se proporciona energía a 180 vehículos más que en el caso de menor penetración.

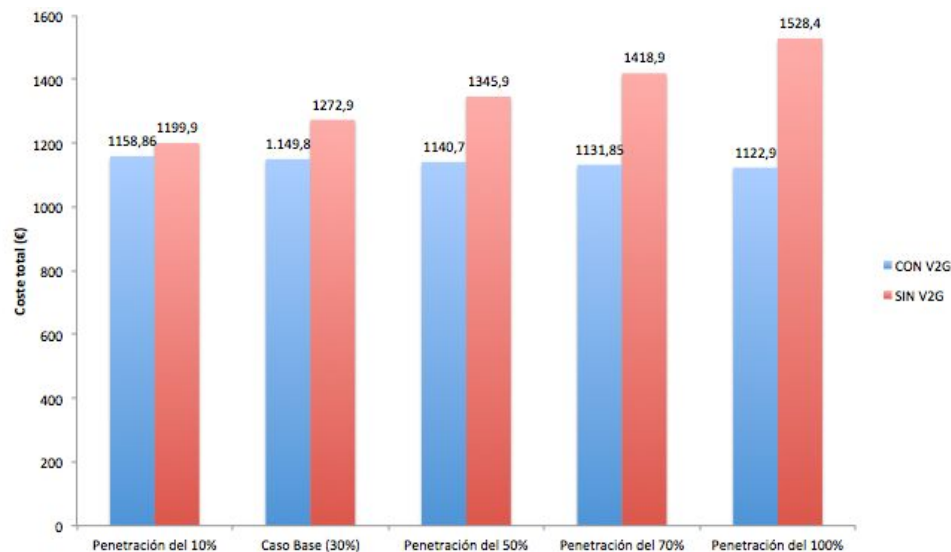


Figura 25: Coste total de operación según penetración de VEs, con y sin V2G

Para poder tener en cuenta el hecho de que un número más alto de vehículos están siendo cargados, y por lo tanto la energía total neta demandada por parte de los VEs es mayor, se calcula el coste total de operación si no se dispusiese de V2G. Para ello, al precio correspondiente a la potencia necesaria para abastecer la demanda, teniendo en cuenta la energía aportada por las placas solares, se ha añadido el coste de cargar los VEs en los periodos nocturnos en los que la energía es más barata. La Figura 25 muestra que sin V2G, el coste total de operación aumenta considerablemente al incrementarse el nivel de penetración de los VEs, hasta una diferencia del 27% en los dos casos más extremos. Teniendo en cuenta

los dos costes mostrados en cada escenario, se obtiene que el hecho de disponer de tecnología V2G supone un ahorro medio diario de alrededor de 2€ por vivienda en el caso con mayor penetración y de 0.2€ en el caso de menor penetración. Esto implica que a medida que los VEs ganen popularidad y los niveles de penetración aumenten, el coste de oportunidad de no incorporar la tecnología V2G en los vehículos va a ser cada vez mayor.

La Figura 26 muestra la gran variación en la potencia por la línea 1-2. Del mismo modo que en el análisis de sensibilidad anterior los picos de potencia que se dan durante algunos periodos, en este caso en los escenarios con mayores penetraciones, no suponen un problema debido a que la potencia que circula por la línea está lejos del límite fijado.

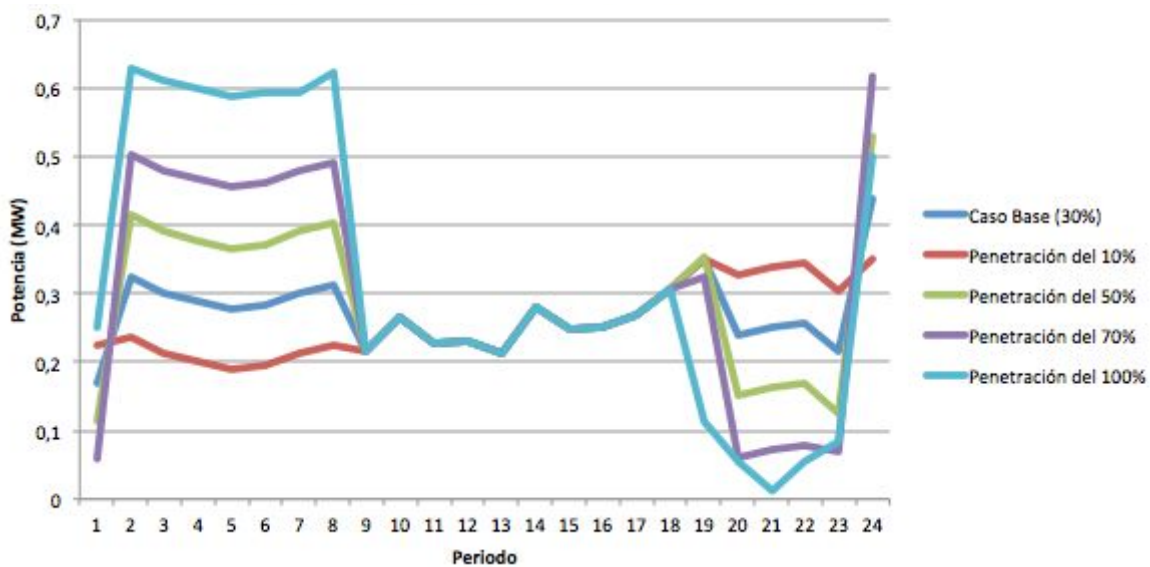


Figura 26: Potencia línea 1-2 según penetración de VEs

Este análisis refleja que el uso del V2G bajo el modelo propuesto plantea un compromiso entre el beneficio económico, en tanto que se obtiene una reducción notable en el coste de operación, y grandes variaciones en las líneas y en la energía demandada al *feeder*.

4.2.3. Efecto de la carga disponible a la llegada

El objetivo de este análisis es estudiar cómo afecta a la operación de la red el nivel de carga de las baterías en el momento en que los propietarios de los VEs lleguen a sus viviendas. En el caso base se considera que a lo largo del día los vehículos utilizaban un 30% de media de su batería a lo largo del día, descendiendo del 95% al 65%. En este análisis se estudia un caso más favorable, en el que los usuarios llegan con un 80% de capacidad a sus viviendas, que sería un escenario en el que la mayoría de los usuarios de los vehículos hicieran trayectos cortos por la ciudad. Con una autonomía total de entre 250 y 300 km, un consumo del 15% de

la batería supone un desplazamiento de alrededor de 40 km, distancia razonable si sólo realizan trayectos por dentro de la ciudad.

Además, se consideran dos casos más desfavorables, uno en el que llegan con el 50% y otro con el 35%. Estos casos corresponden a escenarios en los que la mayoría de los propietarios de los vehículos tuvieran que hacer largos desplazamientos para ir a su trabajo o utilizarasen el vehículo de una forma muy intensa (repartidores, Taxi, Uber,...). En todos los casos se limita el porcentaje mínimo de energía almacenada al 30%, al igual que en el caso base, para evitar un deterioro mayor de la batería.

La Figura 27 muestra que hay diferencias relevantes en los distintos casos estudiados. La más evidente es la diferencia en la energía aportada en el periodo 19. Como se ha comentado, en el caso base se aprovecha dicho periodo para cargar los VEs debido a que el precio es ligeramente inferior a los siguientes periodos más cercanos (20, 21, 22 y 23). Esto cambia en el caso en el que los VEs llegan con 80% de carga, en donde los VEs se descargan en vez cargarse. Esto es posible ya que tienen suficiente batería como para aportar durante los periodos de mayor demanda y no necesita hacer una carga previa en el periodo 19. Sin embargo, se comprueba que en los escenarios en los que los vehículos llegan con un 35% y un 50% de la capacidad total, la energía que aporta el nudo Slack es mucho mayor. Esto ocurre ya que dichos vehículos están mucho más cerca del límite de batería mínima posible del 30% y por tanto no pueden ofrecer energía durante ese periodo y por tanto se cargan.

Se observa también que en el periodo 20, los VEs del caso en el que los vehículos llegan con un 35% de la batería no se descargan a la misma potencia que en los otros 3 casos. Esto es debido a que se encuentran cerca del límite del 30% y por ello no pueden ofrecer tanta energía a la red. Además, se puede ver que el caso en el que la batería disponible a la llegada es de 80% difiere de los otros tres casos en diferentes puntos nocturnos. La razón es que los niveles de batería de dichos vehículos no llegan a ser tan bajos como en los otros casos y por lo tanto necesita menos periodos para llegar al 95% de batería almacenada requerida a las 8 de la mañana.

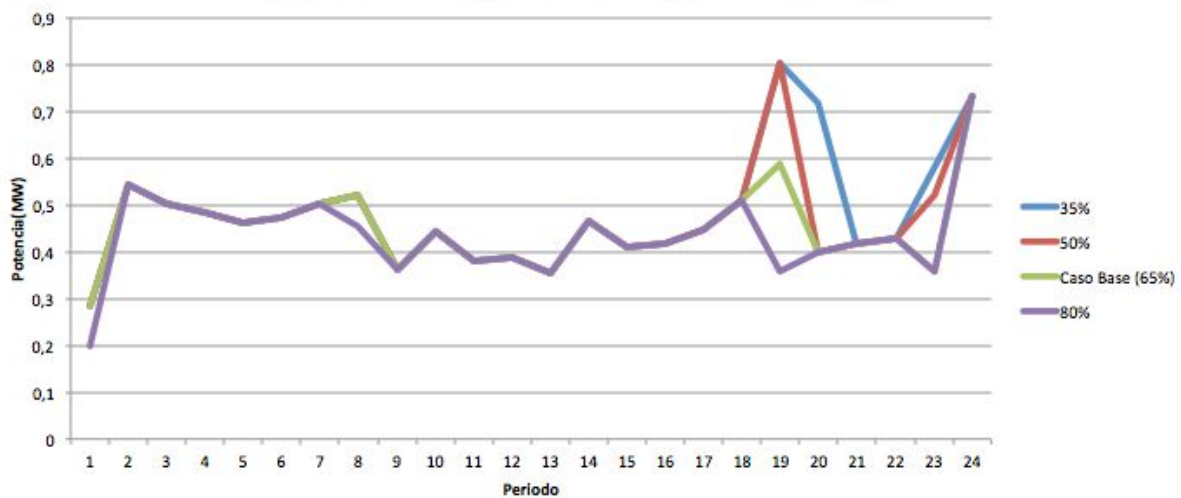


Figura 27: Generación Slack según batería disponible a la llegada

Con respecto al aspecto económico, parece evidente que cuanto más batería consuman los vehículos a lo largo del día, mayor será el coste total de operación por dos razones: 1) en todos los casos se exige una carga del 95% a las 8h y por lo tanto cuanto más consuman a lo largo del día mayor será la energía que los vehículos tienen que recibir durante las horas en las que están conectado a la red y 2) cuanto menor sea la batería de los vehículos a la llegada, menor flexibilidad para optimizar el coste al que se cargan y descargan tienen y por lo tanto el coste de operación aumentará.

La Figura 28 muestra que el coste total de operación disminuye a medida que la batería disponible a la llegada aumenta. Comparando el coste total de los dos casos más extremos, se obtiene que el escenario en el que los vehículos llegan con el 35% de batería es un 14% más elevado que el escenario en el que llegan con el 80%. Teniendo en cuenta que la autonomía de los vehículos considerados es de alrededor de 250 km, se dispondría de más de 100 km (45% de la capacidad de la batería) diarios por cada vehículo por dicho incremento de coste de operación.

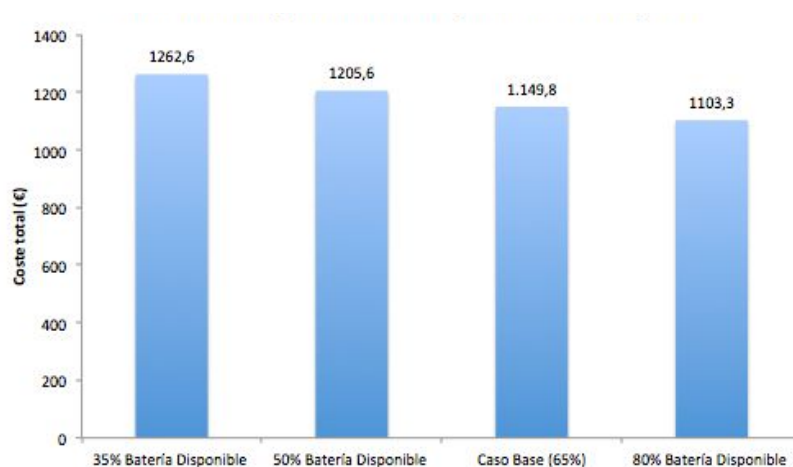


Figura 28: Coste total de operación según batería disponible a la llegada

Estudiando la potencia por la línea más demandada, la Figura 29 muestra que la potencia por la línea 1-2 aumenta considerablemente en dos periodos en los casos en los que la batería disponible a la llegada es igual al 50% o menor mientras que en los otros dos casos sólo tendría un aumento en la potencia considerable en un periodo.

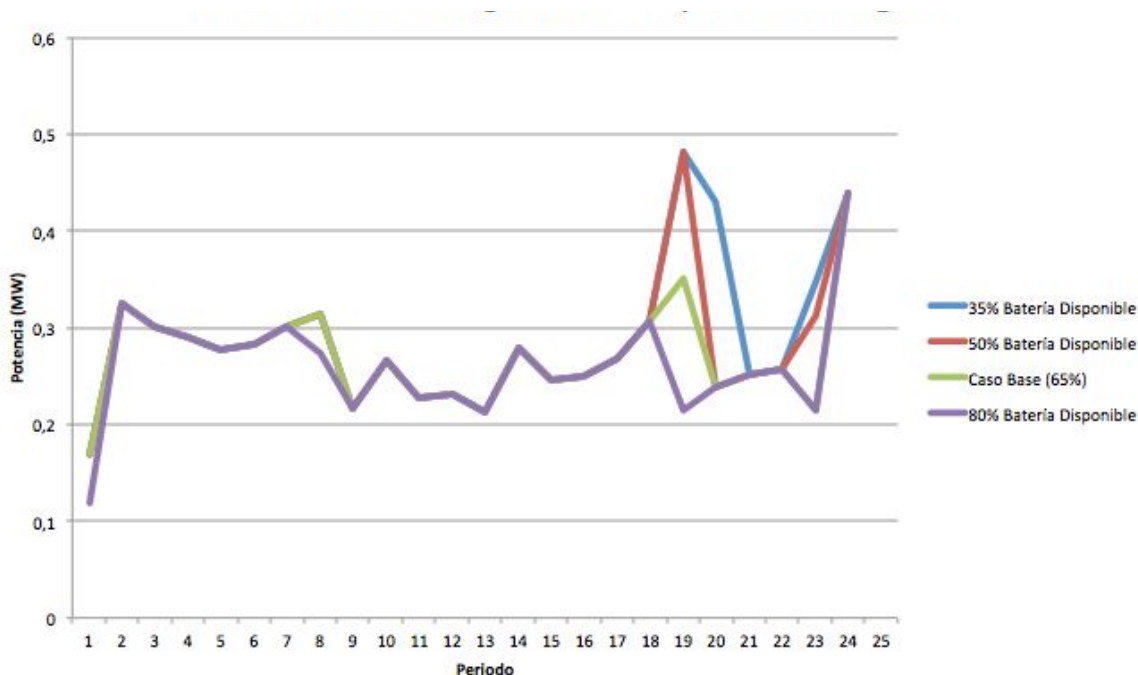


Figura 29: Potencia línea 1-2 según batería disponible a la llegada

Como conclusión de este análisis de sensibilidad, el modelo de optimización utilizado comprueba que a medida que el uso de los VEs es más intensivo, menor es la capacidad para prestar servicios a la red y por lo tanto menores son los beneficios de disponer de la tecnología V2G.

4.2.4. Efecto de la capacidad de las baterías

Cada vez más marcas de automóviles están produciendo modelos de VEs y las especificaciones de cada uno de ellos son diferentes. Para realizar el caso base se consideró una batería de 42 kWh, que es utilizada por algunos de los VEs más populares en España como el Renault Zoe o el BMW i3. Sin embargo, para entender cómo varía el comportamiento de la red ante vehículos con diferentes baterías, en este apartado se estudia el comportamiento de la red ante escenarios en los que la capacidad de los vehículos es mayor a la del caso base (60 kWh y 100 kWh) y menor a ella (16 kWh).

La Figura 30 representa la evolución de la potencia aportada por el nudo Slack en cada uno de los escenarios planteados. En el caso de tener baterías con capacidad de 16 kWh, se observa que la generación del Slack es menor en los periodos del 1 al 8. Esto es debido a que

la energía total que tienen que recibir los vehículos para llegar al 95% de carga es mucho menor debido a la menor capacidad de sus baterías. También se observa que en el periodo 19 la energía aportada en los diferentes escenarios cambia. En el caso base y en el caso con baterías de 60 kWh no se observa un pico tan grande de energía aportada por el nudo Slack en dicho periodo mientras que en los casos más extremos (VEs con baterías de 16 kWh y de 100 kWh) sí se observa una gran aportación en dicho periodo. Por último, llama la atención el pico de potencia aportada en el periodo 23 en el caso de tener baterías de 100 kWh. Este pico a que las baterías de esos VEs necesitan cargarse durante más periodos ya que, la potencia máxima de carga no se modifica y se requiere tener disponible 95 kWh a las 8 de la mañana.

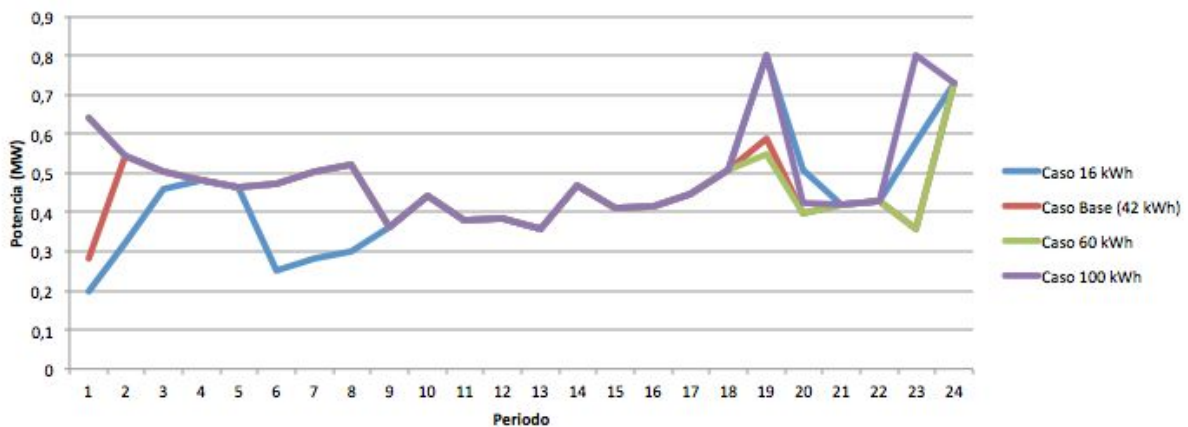


Figura 30: Generación Slack según capacidad de la batería

Por otra parte, los vehículos con baterías de mayor capacidad se encuentran más lejos del límite inferior del 30% de batería y por tanto la restricción que más afecta a la optimización es la que obliga a que los vehículos tengan el 95% de la batería cargada a las 8 de la mañana. En el caso de tener vehículos con baterías de menor capacidad ocurre lo contrario, el modelo de optimización se ve más determinado por no sobrepasar el límite inferior del 30% mientras que llegar al 95% de batería no será un problema. Teniendo esto en cuenta, la Figura 31 muestra el coste de operación en cada uno de escenarios planteados. Se observa que la variación de coste con respecto al caso de vehículos con baterías de 60 kWh es mucho mayor en el caso de que los VEs cuenten con baterías de 100 kWh (un 10% mayor) que en el caso de contar con baterías de 16 kWh (un 2% menor), siendo la diferencia en la autonomía que ofrece cada una de las baterías mucho mayor. Además, en el caso base se consigue el menor coste de operación, en el cual se ofrece a cada uno de los 60 vehículos considerados en este caso alrededor de 50 km más de autonomía que en el caso de que los vehículos dispongan de baterías de 16 kWh. Esto se debe a que, a pesar de que los vehículos con menor capacidad de demandan menos energía a la red, pueden aportar energía durante menos periodos y por lo tanto pueden aprovechar menos las caídas en los precios de la energía, sacando menor partido de disponer de tecnología V2G

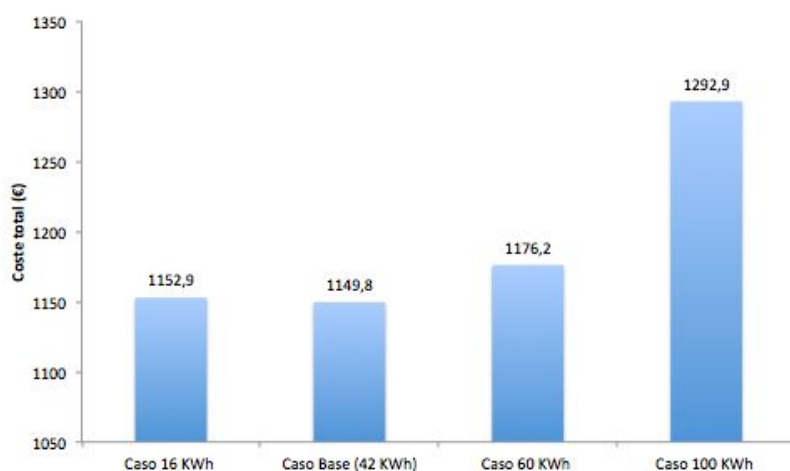


Figura 31: Coste total de operación según capacidad de la batería

La potencia por la línea que se analiza es una vez más un reflejo de la potencia demandada al punto de conexión. La Figura 32 muestra que la potencia por la línea 1-2 es especialmente elevada en el periodo 19 en los escenarios en los que la capacidad de las baterías es demasiado baja (16 kWh) o demasiado alta (100 kWh). Los casos con baterías de 42 kWh y 60 kWh son los que consiguen que haya una menor variación en la potencia que circula por la línea estudiada. Además, si se considera que el comportamiento se repite en el día posterior, es decir que a las 0h del día posterior, equivalente al periodo 25, se diera el valor obtenido en el periodo 1, el caso más favorable es en el que se cuenta con baterías de 60 kWh ya que la variación en la potencia que circula por dicha línea en esos dos periodos consecutivos es, junto con el caso de 100 kWh, la menor de todas.

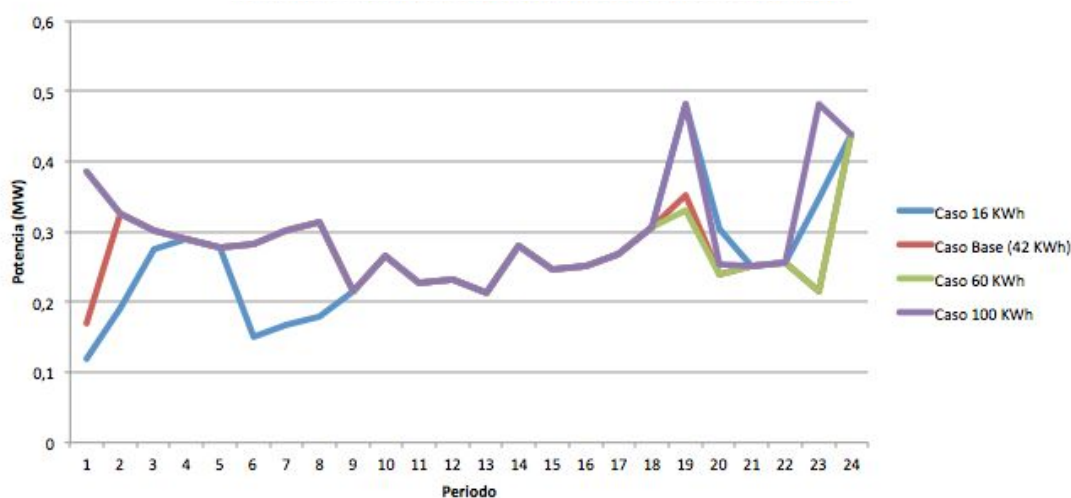


Figura 32: Potencia línea 1-2 según capacidad de la batería

A la vista de los resultados obtenidos se puede concluir que, tanto desde un punto de vista económico como de operación de la red, es preferible la utilización de baterías de gran autonomía para que se pueda obtener el mayor beneficio posible de la tecnología V2G.

4.2.4. Efecto de la eficiencia de los procesos de carga y descarga

El modelo tiene en cuenta la eficiencia tanto del proceso de carga como el de descarga y tanto en el caso base como en los análisis de sensibilidad realizados anteriormente se ha considerado una eficiencia del 100% en ambos procesos. Actualmente la eficiencia de los procesos de carga de los VEs es de alrededor del 95% y no hay referencias con respecto a los procesos de descarga ya que actualmente los VEs no realizan este proceso. En este apartado se utilizan los mismos valores de eficiencia para el proceso de carga y descarga, considerando la eficiencia mínima del 90% y la máxima del 100% (ideal).

Con el objetivo de estudiar la influencia de la eficiencia en cada uno de los procesos se estudian cuatro escenarios diferentes: eficiencia de ambos procesos del 100%, eficiencia del proceso de carga del 90% mientras que del proceso de descarga sigue siendo del 100%, viceversa y por último la eficiencia de ambos procesos es del 90%.

La Figura 33 muestra que la curva de potencia aportada por el nudo Slack en el caso con eficiencia del 90% en el proceso de descarga y 100% en el de carga es sustancialmente distinto al resto de casos. Una de las diferencias principales es que en el periodo 8 la potencia aportada es un 60% más baja que en el resto de casos. La razón de ello es que durante los periodos anteriores, los VEs se cargan con una eficiencia del 100% y por lo tanto las baterías no necesitan cargarse durante dicho periodo para llegar a la restricción del 95% de carga total a las 8h. La otra diferencia principal es que entre los periodos 19 y 24, se dan unas oscilaciones que no se han visto hasta ahora en ninguno de los casos previamente estudiados. Para entender este comportamiento es importante comprobar la evolución de las baterías de los vehículos situados en cada uno de los nudos.

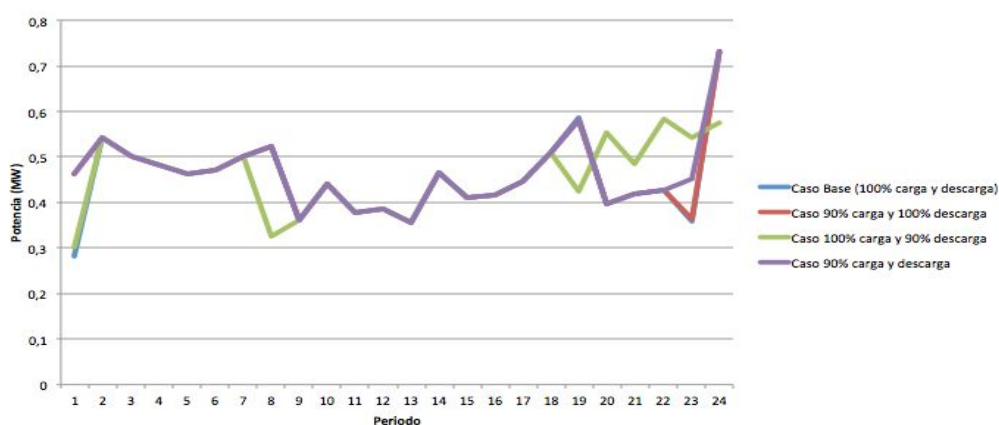


Figura 33: Generación Slack según eficiencia en procesos de carga y descarga

La Figura 34 muestra que el patrón de carga de las baterías de los vehículos conectados a los nudos 2 y 4 (los más cercanos al Slack) es diferente a las de los vehículos conectados al nudo 3. En los nudos 2 y 4 los vehículos no se descargan durante los periodos 21, 22, 23 y 24 para

ofrecer servicios V2G ya que el modelo encuentra más óptimo que la aportación de energía en estos periodos sea asumida por los vehículos conectados al nudo 3.

Con respecto al caso de eficiencia del 90% en procesos de carga y descarga se observa que la potencia aportada por el Slack coincide en la mayoría de los periodos con la que aporta el Slack en el caso base, diferenciándose en los periodos 1 y 23 donde hace una aportación mayor. Por último, la curva de potencia aportada por el Slack en el caso de 90% de eficiencia en la carga y 100% en la descarga es prácticamente igual a la del caso base.

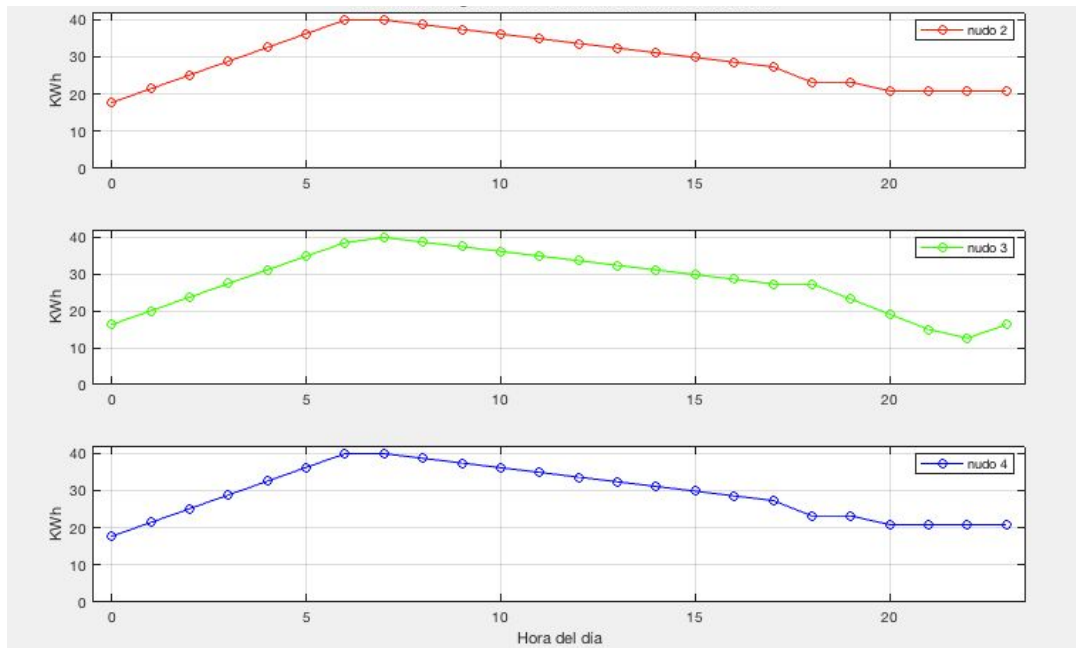


Figura 34: Energía almacenada en baterías de los VEs de los 3 nudos - caso eficiencias

Analizando el coste de operación, la Figura 35 muestra que el caso con mayor coste es en el que la eficiencia del proceso de descarga es del 90% y el de carga del 100%. Esto es debido a que bajo esas condiciones, como se ha comentado, los vehículos conectados a los nudos 2 y 4 no prestan servicios a la red durante los periodos 21, 22, 23 y 24 y por lo tanto el coste total de operación aumenta. Es llamativo que se obtenga un coste de operación menor cuando ambos procesos tienen una eficiencia del 90% que cuando se tiene 100% de eficiencia en carga y 90% en descarga. La Figura 35 también muestra que el escenario con un coste de operación más bajo es el caso base, donde se considera una eficiencia ideal para ambos procesos.

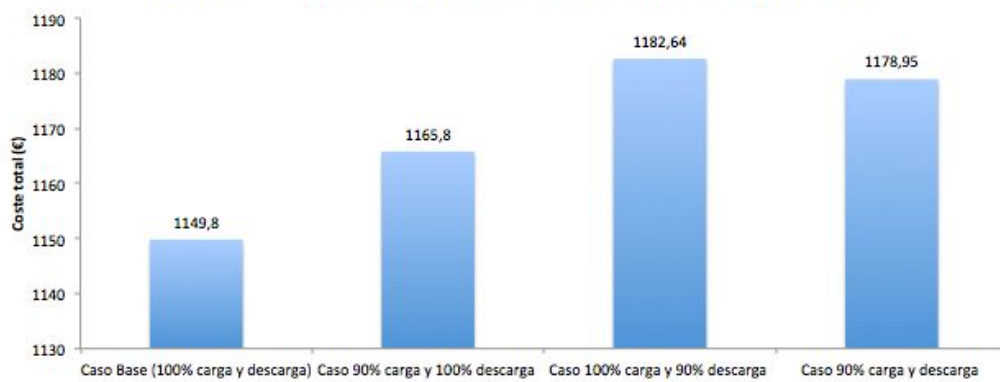


Figura 35: Coste total de operación según eficiencia en procesos de carga y descarga

Por otro lado, aunque el mayor coste de operación corresponde al caso de 100% carga y 90% descarga, la Figura 36 muestra que dicho caso es el que tiene una menor variación en la potencia que circula por la línea 1-2. Cabe mencionar que los otros 3 casos tienen una mayor variación debido al gran incremento de energía aportada por el Slack en el periodo 24, al igual que ocurre en otros escenarios analizados.

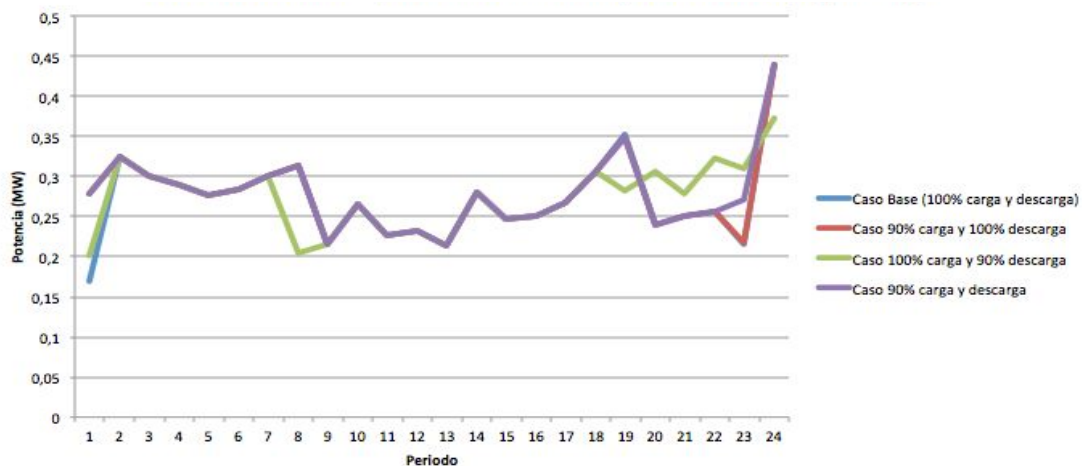


Figura 36: Potencia línea 1-2 según eficiencia en procesos de carga y descarga

Como conclusión de este apartado, se puede decir que la eficiencia del proceso de descarga tiene un efecto más relevante en cuanto a la operación de la red que la del proceso de carga.

4.2.5. Efecto de cambio en la estación del año

La estación del año tiene una gran influencia en el precio de la energía, en la generación fotovoltaica y en la demanda doméstica. Por ello, es de interés estudiar cómo se comportan las diferentes variables estudiadas en un día de verano frente al caso base, en el que se consideraba un día de invierno. Cabe destacar que los periodos en los que los vehículos están disponibles para los procesos de carga y descarga no se han modificado ya que se asume que los usuarios salen y llegan a sus viviendas a las mismas horas. En realidad, probablemente en

verano los propietarios de los VEs lleguen a sus casas antes de las 18h, pero se opta por no modificar el número de periodos en los que los vehículos están disponibles.

Antes de comparar este escenario con el caso base, se analiza la evolución de las variables relevantes del modelo. La Figura 37 muestra que, a diferencia del caso base, en este escenario hay periodos en los que coincide la aportación o demanda de energía por parte de los VEs con la generación fotovoltaica. También, debido al aumento de contribución de la generación fotovoltaica, se puede observar que los periodos en los que esta hace una mayor aportación (entre las 10h y las 15h), la potencia aportada por el nudo Slack es significativamente más baja que en el resto de periodos. Por último, cabe destacar que a las 23h se obtiene un pico en la energía aportada por el Slack debido a la bajada de precio en ese periodo con respecto a los periodos posteriores.

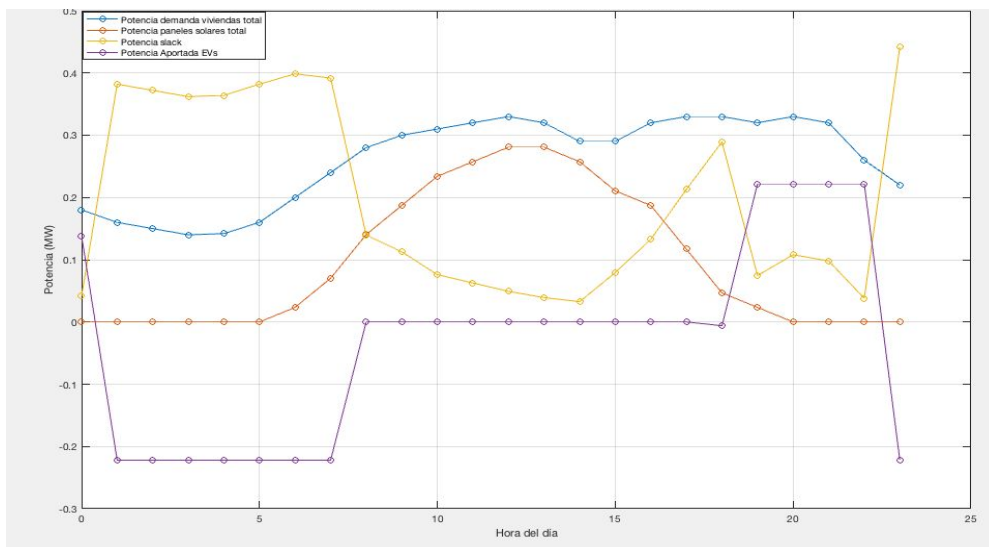


Figura 37: Evolución de potencia aportada y consumida por diferentes elementos del sistema (viviendas, generación fotovoltaica, Slack y VEs) - verano

La Figura 38 muestra que la evolución de la baterías de los VEs conectadas a los tres nudos demanda es la misma durante todos los periodos y no se observan oscilaciones en los periodos de carga y descarga. Los VEs se cargan durante los periodos nocturnos y desde las 18h hasta las 22h descargan sus baterías para aportar energía a la red.

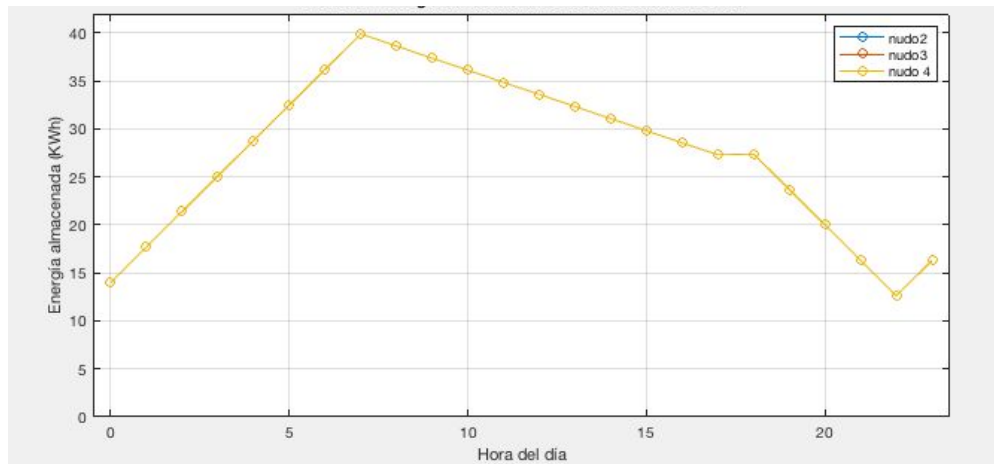


Figura 38: Energía almacenada en baterías de los VEs de los 3 nudos - caso verano

Se realiza también un estudio sobre los tres escenarios planteados en el estudio del caso base sin congestiones (sección 4.1.2) para poder analizar en este caso también el efecto de la demanda doméstica, de la generación fotovoltaica y de los VEs por separado.

La Figura 39 muestra que hay una gran diferencia entre el caso 1 y 2, donde no contar con la aportación de la generación fotovoltaica hace que el coste de operación sea un 60% más elevado. Esta diferencia es mayor que en el caso base estudiado debido a que la generación fotovoltaica en verano es significativamente mayor que en invierno. Por otra parte, la diferencia en el coste de operación entre el caso 2 y 3 es de tan sólo un 6%, resultando más económico contar con VEs, a pesar de que haya que asumir la recarga de las baterías, ofreciendo a los usuarios autonomía total de alrededor de 4500 km.

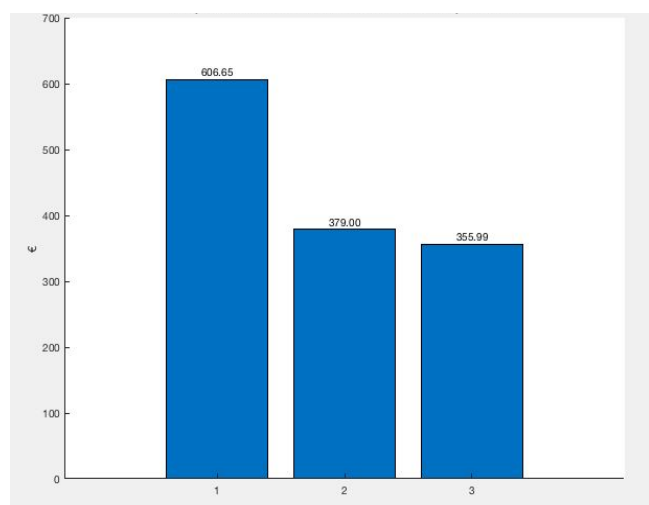


Figura 39: Comparación generación nudo Slack, escenarios 1, 2 y 3 - caso verano

Comparando el caso base con el caso del día de verano, la Figura 40 muestra la evolución de la potencia aportada por el nudo Slack en cada periodo de tiempo. En primer lugar, se puede comprobar que en todos los periodos la potencia es menor en el caso del día de verano. Esto

se debe a que, como se puede ver en la Figura 12 la demanda es menor en el día de verano y se ha considerado el mismo número de viviendas y VEs en ambos casos. En segundo lugar, se observa que hay dos zonas del gráfico, las laterales, en las que el comportamiento de las dos curvas es muy similar, mientras que en la zona central hay mayor diferencia. Esto se debe a que en la zona central la potencia aportada por el Slack es muy dependiente de la generación fotovoltaica mientras que en los periodos correspondientes a las zonas laterales depende en mayor medida de los VEs.

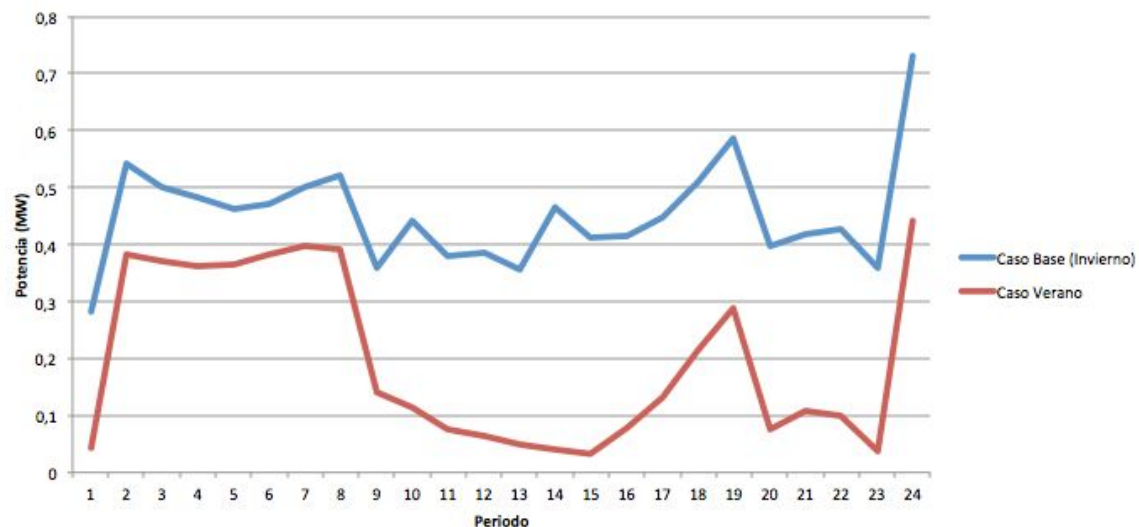


Figura 40: Potencia aportada por el Slack según estación del año

En último lugar, debido a la mayor aportación de la generación fotovoltaica, cabe esperar que el coste total de operación en invierno sea mayor que en verano. La Figura 41 corrobora esta hipótesis, mostrando que el coste total en el caso base es más de 3 veces mayor al del día de verano. Debido a que el patrón de carga y descarga de los VEs es muy similar en ambos casos no se puede decir que la diferencia en los costes de operación sea debida a una mejor optimización de costes en el día de verano.

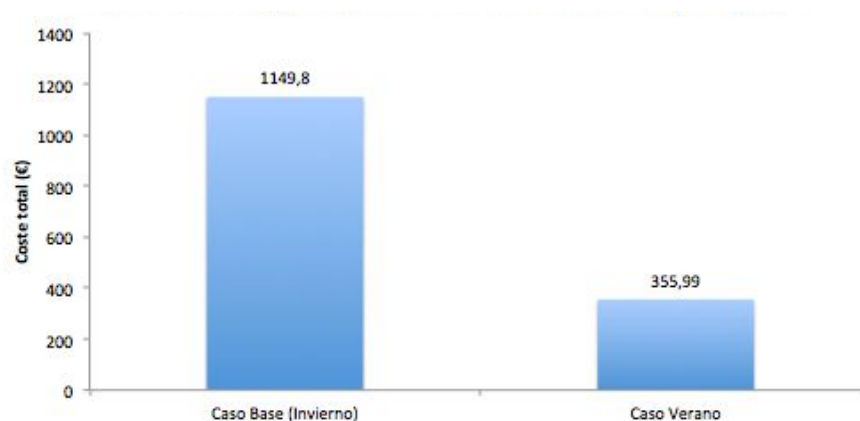


Figura 41: Coste total de operación según estación del año

4.2.6 Conclusiones parciales

Los diferentes apartados del análisis de sensibilidad sobre el caso base sin congestiones muestran que algunos de los factores estudiados van a influir en mayor medida que otros en la operación de la red si el V2G llega a ser implantado. Las condiciones que permitirían obtener mayores beneficios del V2G son:

- La utilización de baterías de gran autonomía (60+ kWh)
- Conseguir una eficiencia alta en el proceso de descarga
- Que el uso mayoritario de los propietarios de los VEs sea urbano y no excesivamente intenso
- Niveles de penetración elevados

Contar con cargadores de carga rápida es útil para los usuarios ya que reduce tiempo de espera hasta obtener la carga que deseen pero no consigue una reducción considerable en los costes de operación. Por último, las horas en las que los VEs se cargan y descargan concuerdan en todos los escenarios analizados con el comportamiento esperado; carga durante los periodos nocturnos y descarga durante los periodos de la tarde.

4.3 Caso base con congestiones

En este caso base se utiliza la misma red de distribución, considerando únicamente la demanda doméstica y la generación fotovoltaica, y se modifica el número de viviendas conectadas en cada nudo hasta que se produzcan congestiones en la red al alcanzarse el límite de potencia de 2 MW en alguna de las líneas de la red estudiada. Posteriormente se analiza cuántas viviendas se pueden abastecer hasta que se den congestiones en la red si se hace uso del V2G.

4.3.1 Datos

Todos los parámetros relacionados con las características de los VEs, la penetración de la generación fotovoltaica y el precio de la energía no se modifican con respecto al caso base sin congestiones. Sin embargo, hay que tener en cuenta que al modificar el número de viviendas, los siguientes parámetros se ven afectados y por lo tanto son diferentes a los del caso base sin congestiones: demanda doméstica total ($Potencia_demanda_i_h$), el número total de VEs (NVE_i) y la generación fotovoltaica total ($Potencia_FV_i_h$). Además, en este caso base no hay limitación de potencia aportada por el generador del nudo Slack.

4.3.2 Resultados

Se obtiene que el *feeder* puede abastecer a un total de 915 viviendas: 315 viviendas en el nudo 2 y 300 viviendas en los nudos 3 y 4. La congestión se produce a las 21h, debido a que

la demanda doméstica a esa hora hace que tenga que circular una potencia de 2 MW por la línea 1-2. Al igual que en el caso base sin congestiones y en el caso en el que se analiza un día de verano, se comparan 3 escenarios para ver el efecto de cada uno de los elementos de generación y demanda considerados en el problema de optimización (ver sección 4.1.2).

La Figura 42 muestra que la potencia aportada por la generación fotovoltaica ayuda a que circule menor potencia por la línea 1-2 durante el aumento de demanda doméstica entre las 11h y las 14h. Sin embargo, no es de utilidad para aliviar la congestión en la línea 1-2 ya que esta ocurre a las 21h y a esa hora no se dispone de generación fotovoltaica. La Figura 42 también muestra que en el caso 3, en ningún periodo llegan a circular 2 MW de potencia y por lo tanto no se daría la congestión. También se puede apreciar que en el caso 3 en el último periodo la potencia por la línea 1-2 es cercana a 2 MW. Esto ocurre por la misma razón que se ha comentado en otros casos anteriormente, al utilizarse un modelo de optimización que minimiza los costes se aprovecha al máximo que durante ese periodo el precio de la energía es más bajo.

Además, llama la atención que el periodo en el que se produce la congestión en los casos 1 y 2 pasa a ser uno de los periodos en los que menos potencia circula por la línea en el caso 3. Esto se explica ya que en ese periodo, al haber una elevada demanda doméstica, el precio de la energía es elevado y por lo tanto se utiliza la batería de los VEs para aportar la energía demandada por las cerca de 1000 viviendas.

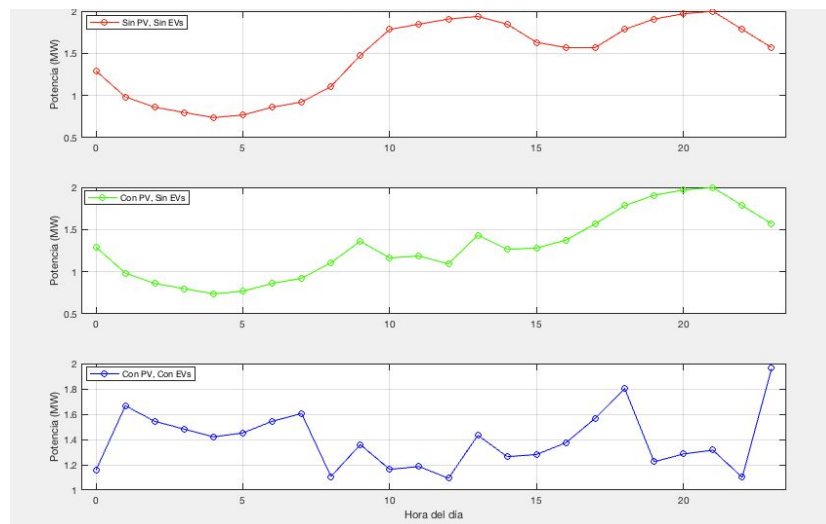


Figura 42: Comparación evolución potencia línea 1-2 - con congestiones

La Figura 43 muestra el comportamiento de todos los elementos más relevantes de la red a lo largo del día en el caso 3 (se cuenta con participación de generación fotovoltaica y de VEs). Se observa que la aportación y demanda de potencia por parte de los VEs es la misma que la obtenida en el caso base sin congestiones. Ello se debe a que al utilizar las baterías de los VEs se consigue aliviar la congestión en la línea 1-2, reduciendo la potencia que aporta el generador del nudo Slack a las 21h y, de hecho, resulta óptimo para minimización del coste

de operación. Es decir, ante congestiones puntuales en periodos de la tarde sin participación de VEs, una vez se cuente con V2G el modelo de optimización proporciona el mismo resultado que si no se dieran dichas congestiones ya que son resueltas a través de minimizar el coste de operación.

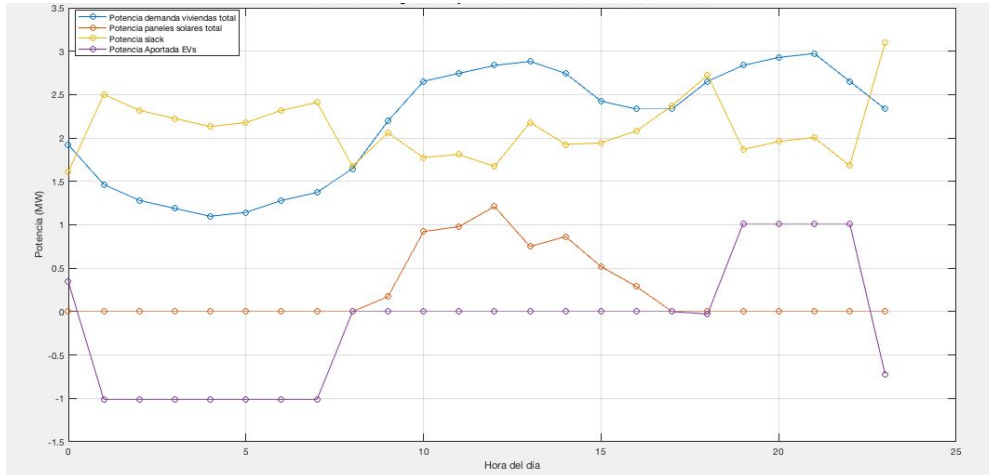


Figura 43: Evolución de potencia aportada y consumida por diferentes elementos del sistema (viviendas, generación fotovoltaica, Slack y VEs) - con congestiones

La Figura 44 muestra que el comportamiento de las baterías de los VEs conectados a los 3 nudos demanda sólo es diferente en el último periodo. En dicho periodo, los vehículos conectados a los nudos 3 y 4 se cargan a máxima potencia mientras que los del nudo 2 se cargan a una potencia más reducida.

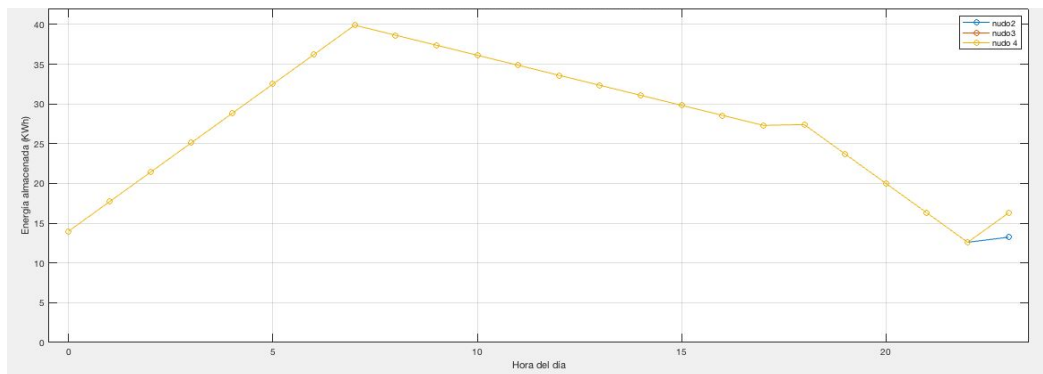


Figura 44: Energía almacenada en baterías de los VEs de los 3 nudos - con congestiones

Por último, se analiza el aspecto económico de utilizar los VEs como método para aliviar la congestión en la red. La Figura 45 muestra la gran disminución del coste de operación al utilizar generación fotovoltaica (caso 2) con respecto al caso en el que no se considera dicha generación. En segundo lugar, se obtiene que el coste total de operación es un 0.6% mayor en el escenario 3 que en el escenario 2. Una vez más hay que tener en cuenta que en el escenario 3 se carga un 30% las baterías de 275 vehículos, lo que supone capacidad para recorrer más de 20,000 km.

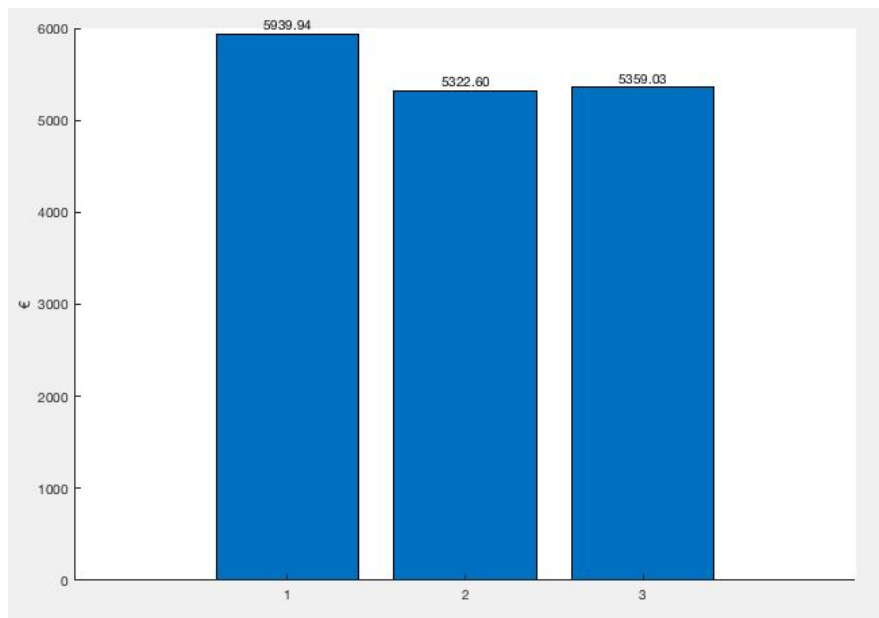


Figura 45: Comparación coste total operación, escenarios 1, 2 y 3 - con congestiones

4.3.3. Límite de viviendas hasta congestión utilizando V2G

El estudio del caso base con congestiones prueba que el V2G es un método válido para aliviar congestiones puntuales en periodos de la tarde a la vez que se consigue una reducción en los costes de operación. Lo que se estudia en esta sección es cuánto puede aumentar el número de viviendas que se pueden abastecer utilizando el V2G sin tener que reemplazar la línea 1-2 por una de mayor capacidad, es decir, sin realizar cambios en la infraestructura de la red. Como se espera que la congestión ocurra en la línea 1-2, y esta no está conectada a las viviendas del nudo 4, el número de viviendas de dicho nudo no se modifica. Tampoco se modifican ninguno de los parámetros con respecto al caso base sin congestiones para que la comparación sea lo más precisa posible.

Se obtiene que el máximo número de viviendas que se puede abastecer es de 390 en cada uno de los nudos 2 y 3. Es decir, gracias al uso del V2G la línea 1-2 puede abastecer a 780 viviendas en vez de a las 615 que podía abastecer sin su uso, lo que supone un incremento del 26.8%. La Figura 46 muestra que llegar hasta este punto no sería conveniente para la operación de la red ya que la línea se encontraría en el máximo de su capacidad durante 6 periodos.

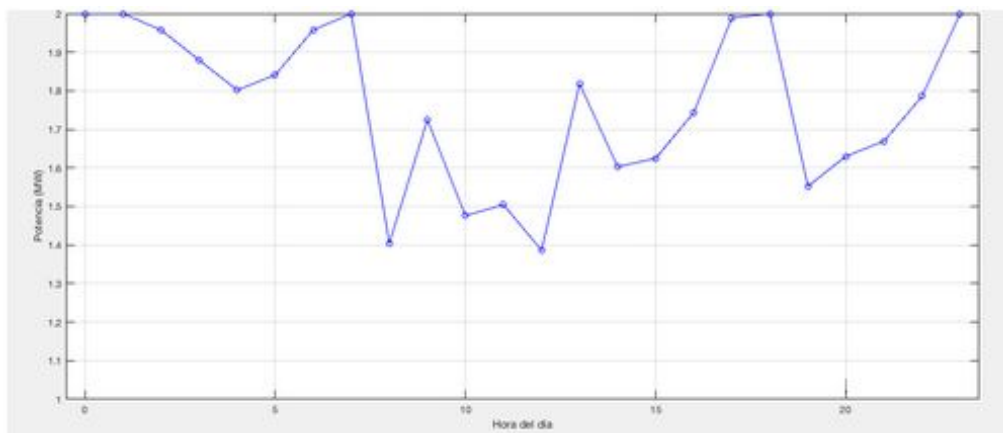


Figura 46: Potencia línea 1-2 - límite viviendas con congestiones

Por otro lado, la Figura 47 muestra que el patrón de carga y descarga de los VEs es similar al obtenido en caso base con congestiones pero existen ciertas diferencias. En primer lugar, hay muy poca diferencia entre la potencia que demandan los VEs en el periodo 1 y el 24. Ello contribuye a que la variación de potencia suministrada por el nudo Slack a las 0h del día siguiente no sea muy diferente a la aportada a las 23h. En segundo lugar se puede observar que no todos los VEs se cargan o descargan a la máxima potencia posible en varios periodos como sí ocurría en el caso base. La razón es que al ser tan alto el número de viviendas en determinados periodos no se puede cargar o descargar a la potencia a la que se hace cuando no existen congestiones.

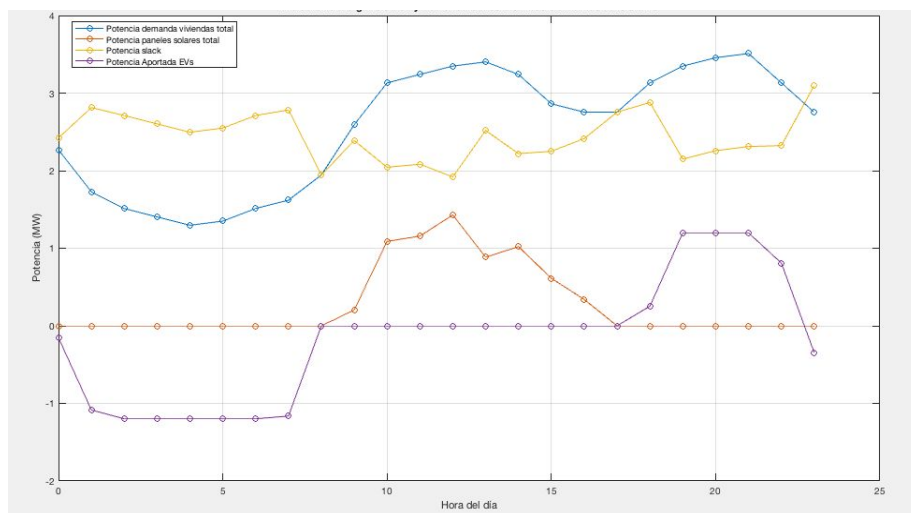


Figura 47: Evolución de potencia aportada y consumida por diferentes elementos del sistema (viviendas, generación fotovoltaica, Slack y VEs) - caso base con congestiones

Analizando la evolución de la batería de los VEs de cada nudo, la Figura 48 muestra que la curva de carga y descarga es diferente según el nudo demanda al que estén conectados. Se puede ver que la diferencia es mínima en las primeras horas del día y que las diferencias más notables se encuentran en los periodos posteriores a la llegada de los vehículos a sus viviendas (desde las 18h hasta las 23h). La Figura 48 muestra también que los vehículos

conectados al nudo 2 no se cargan en el periodo 19 a diferencia de aquellos conectados a los nudos 3 y 4. También se observa que los vehículos correspondientes a los nudos 2 y 3 no se cargan en el último periodo, mientras que los del nudo 4 sí se cargan. Estas diferencias se deben a que el elevado número de viviendas no permite que todos los vehículos aprovechen la bajada de precio en ese periodo.

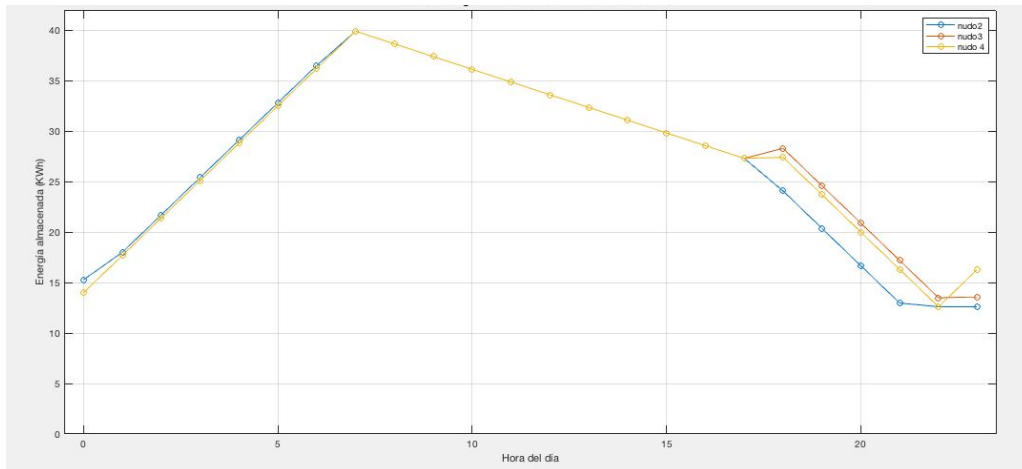


Figura 48: Energía almacenada en baterías de los VEs de los 3 nudos - límite viviendas con congestiones

Relativo al aspecto económico, la Figura 49 muestra que el coste de operación en los escenarios 2 y 3 es de nuevo muy similar y significativamente menor que en el escenario 1. Además, en este caso el coste en el escenario 3 es ligeramente inferior al del escenario tres, a diferencia de lo que ocurría en el caso base con congestiones. Esto es especialmente llamativo ya que, como se ha comentado, el elevado número de viviendas de este caso hace que durante ciertos periodos no todos los vehículos pueden aprovechar las bajadas en los precios.

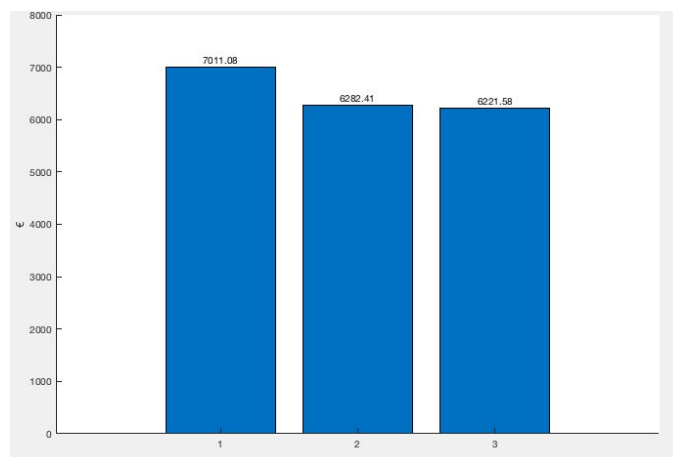


Figura 49: Comparación coste total operación, escenarios 1, 2 y 3 - límite viviendas con congestiones

4.3.4. Conclusiones parciales

Mediante el estudio del caso base sin congestiones se ha comprobado que el uso de VEs con capacidad V2G permite:

- Aliviar congestiones en las líneas más demandadas de la red en los periodos de la tarde.
- Conseguir un coste de operación ligeramente superior con respecto al escenario en el que no hubiese participación de VEs, aportando energía a cada vehículo para una autonomía de aproximadamente 75 km.
- Incrementar considerablemente el número de viviendas que pueden llegar a ser abastecidas con una determinada infraestructura eléctrica.

4.4. Análisis de sensibilidad sobre el caso base con congestiones

Una vez comprobado que gracias a la tecnología V2G se puede incrementar el número de viviendas que puede abastecer un punto de conexión sin que sea necesario un cambio en la infraestructura, se plantea un análisis de sensibilidad sobre el caso base para determinar qué condiciones o parámetros permiten un mayor incremento en el número de viviendas. Se estudia la potencia aportada por el Slack, el coste medio por vivienda, el número total de viviendas y la evolución de la potencia por la línea 1-2.

Los escenarios escogidos para este análisis de sensibilidad son algunos de los casos estudiados en el análisis de sensibilidad del caso base sin congestiones que se han considerado más relevantes. Estudiar el caso con cargadores de carga rápida permite conocer cómo de relevante es el hecho de que se necesite un número menor de periodos para cargar las baterías en una situación en la que el número de viviendas sea elevado. Por otra parte, el nivel de penetración del 30% en los VEs considerado en el caso base anterior no es realista a día de hoy en España y por lo tanto se estudia el escenario en el que el nivel de penetración es considerablemente menor, del 10%.

Además, es interesante estudiar el impacto de un uso de los vehículos más intenso, y por tanto se estudia el caso en el que los usuarios de los VEs llegan a sus viviendas con un 50% de la capacidad de batería, en vez del 65% considerado en el caso base. En último lugar, ya que en el análisis de sensibilidad del caso base sin congestiones se obtuvo que el uso de baterías de 60 kWh permitía reducir significativamente el coste de operación de la red, es interesante estudiar la diferencia en el número de viviendas se pueden abastecer si se hace de uso de baterías de mayor capacidad que las consideradas en el caso base.

La Figura 50 muestra el coste medio por vivienda y el número de viviendas que se podrían abastecer en cada uno de los escenarios planteados sin superar la capacidad máxima de ninguna de las líneas de la red. El escenario con mejores resultados es en el que se dispone de

cargadores rápidos ya que se obtiene el menor coste medio por vivienda y es escenario, junto con el escenario donde se utilizan baterías de mayor capacidad, que mayor número de viviendas puede abastecer. Destaca de la Figura 50 la caída de alrededor de un 9% en el número de viviendas total en el caso con un nivel de penetración del 10%, obteniéndose un total de 990. Aunque es un número menor con respecto al resto de casos estudiados en este análisis de sensibilidad, supone un incremento del 8% con respecto al escenario en el que no se incluían los VEs.

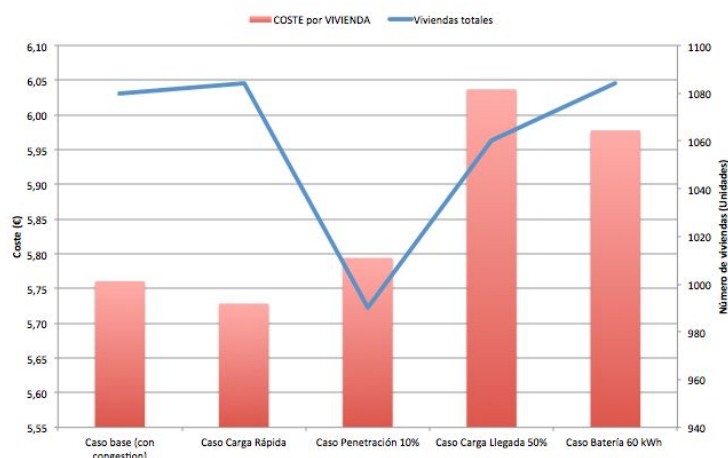


Figura 50: Coste por vivienda y viviendas totales

Sin embargo, con respecto al coste mostrado en la Figura 50, hay que tener en cuenta que no en todos los casos la energía necesaria para cargar las baterías de los VEs es la misma, ya que hay casos en los que la batería tiene más capacidad y otros en los que la carga disponible a la llegada es menor. Para una comparación más precisa del coste de la energía en cada caso se calcula el coste de cada kWh consumido, considerando la demanda doméstica y la energía aportada a los VEs. La Figura 51 muestra que el escenario en el que se dispone de cargadores rápidos es precisamente aquel con un coste específico más elevado. Además el escenario donde se utilizan baterías de 60 kWh proporciona el menor coste específico y, unido a que es uno de los dos casos que mayor número de viviendas permite, resulta ser el caso que mayores beneficios aporta.

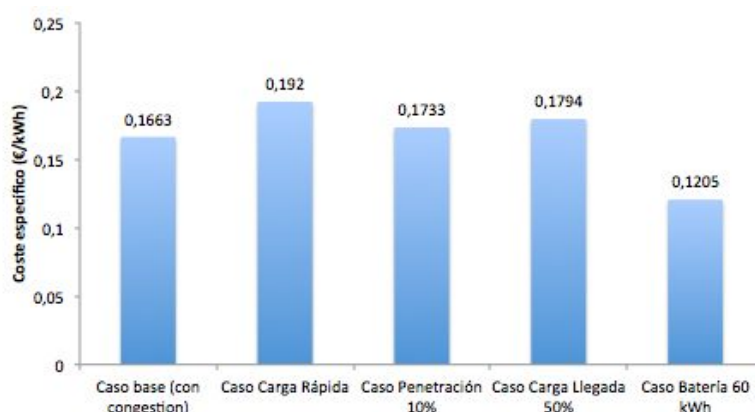


Figura 51: Comparación coste específico casos relevantes con congestiones

Por otro lado, la Figura 52 muestra la evolución de la potencia aportada por el punto de conexión en cada uno de los escenarios. Primero, se observa que las cinco curvas siguen una evolución idéntica en la zona central de la gráfica debido a que dicha zona corresponde a los periodos en los la aportación de energía por parte de los VEs no está disponible. No todos los valores en esa zona son iguales ya que el número de viviendas, y por lo tanto de demanda doméstica y la generación fotovoltaica, varía en cada uno de los casos.

La Figura 52 también muestra que el caso en que se dispone de cargadores rápidos se comporta de un modo significativamente diferente al resto donde llama especialmente la atención el pico que se produce en el periodo 21. Dicho pico se debe a que en el periodo 21 el precio de la energía y la demanda doméstica son elevados y por lo tanto todos los VEs operan a la máxima potencia de descarga, dos veces mayor que en el resto de casos, para optimizar el coste de operación. También es notable la diferencia observada en el comportamiento obtenido en el escenario con carga rápida en los periodos nocturnos (de las 0h a las 8h), en los que se puede apreciar una gran subida de aportación de energía por parte del nudo Slack en los periodos 4, 5 y 6, correspondientes a las horas en las que la energía es más barata. Esto se debe también a que la potencia de carga es mucho mayor y por los VEs pueden demandar mayor potencia en dichos periodos.

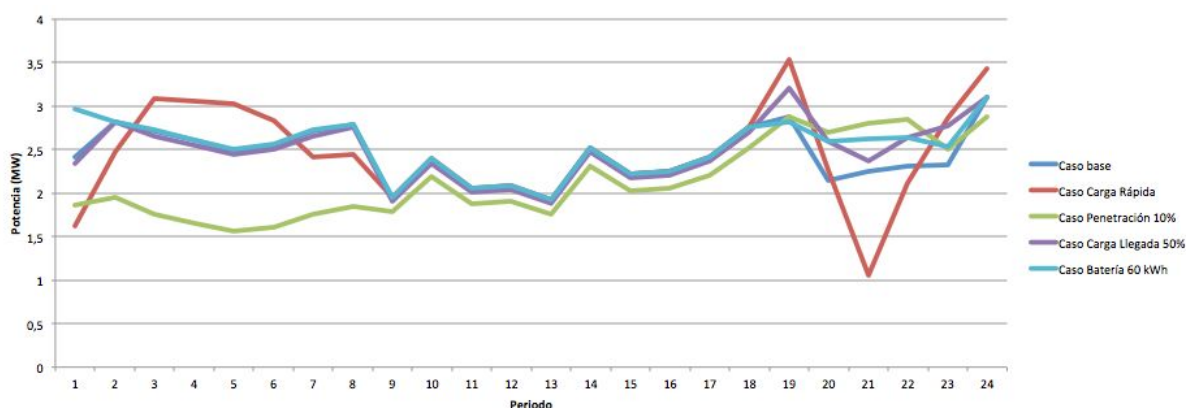


Figura 52: Generación Slack, casos análisis sensibilidad con congestiones

Comparando los otros cuatro casos, la Figura 52 muestra que la evolución de potencia aportada por el Slack es muy similar en todos ellos en los primeros periodos, existiendo ciertas diferencias en los últimos. En todos los periodos comprendidos entre las 18h y las 24h la aportación de energía es mayor en el caso en carga disponible a la llegada es del 50% que en el caso base. Esto es debido a que no se puede sobrepasar el límite inferior de energía almacenada en las baterías del 30% y es preciso cargar los vehículos durante esos periodos. Finalmente, se obtiene que durante los periodos 20, 21, 22 y 23, el escenario en el que se tiene un nivel de penetración del 10% es aquel en el que más energía es aportada por el Slack, aunque es el caso con menor número de viviendas. Esto es debido a que la baja penetración

no es capaz de contrarrestar la demanda doméstica durante esos periodos y por lo tanto la energía tiene que ser aportada por el punto de conexión.

Ya que en este análisis de sensibilidad se busca el límite de viviendas a partir del cual se superaría el límite de potencia de alguna de las líneas de la red, es especialmente relevante estudiar la potencia que circula por la línea en la que se dan las congestiones, en este caso la línea 1-2. La Figura 53 muestra que el caso con cargadores rápidos es el único en el que durante la mayoría de los periodos nocturnos circula por la línea la potencia límite fijada, 2 MW. Sin embargo, durante la mayoría de los periodos de la tarde se alcanza el límite de potencia máxima por la línea en el caso con baterías de 60 kWh. Además se observa que en los periodos 19 y 24, todos los casos alcanzan el límite de 2 MW, siendo por tanto los periodos que limitan el crecimiento del número de viviendas que puedan ser abastecidas.

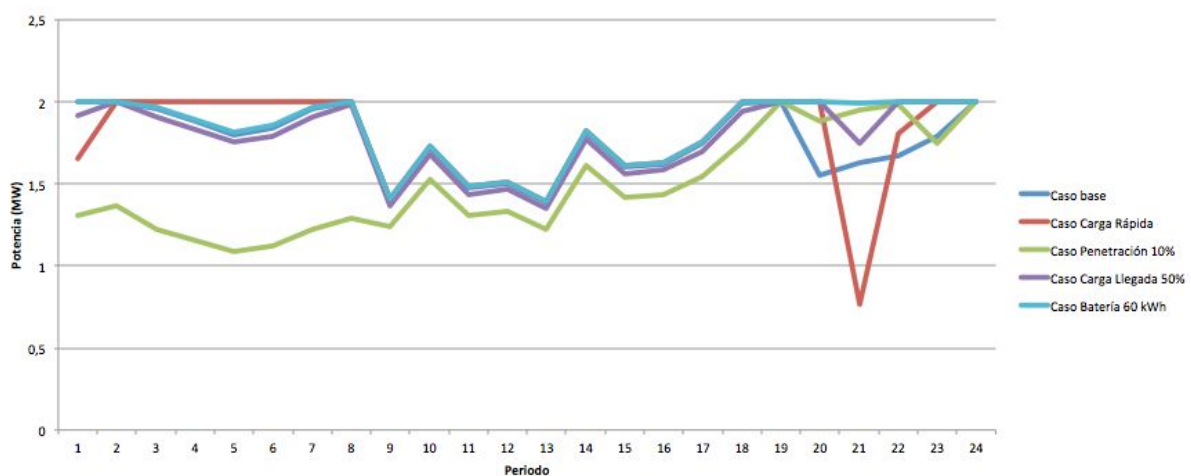


Figura 53: Potencia línea 1-2, casos análisis de sensibilidad con congestiones

A la vista de los resultados de este análisis de sensibilidad, se puede concluir que el uso de vehículos con tecnología V2G permite que un determinado punto de conexión pueda abastecer a un número mayor de viviendas en todos los escenarios analizados, con respecto a una situación en la que no se utilizase el V2G. Por otro lado, es importante tener en cuenta que dicho aumento en el número de viviendas implica que la línea opere en el límite de su capacidad durante un mayor número de periodos y por lo tanto la utilización del V2G como método de alivio de congestiones debería ser complementado con alguna medida que asegurase que no se superaría dicho límite si alguno de los vehículos dejase de prestar servicios a la red.

4.5 Comparación con batería doméstica

La principal diferencia de utilizar una batería doméstica frente a un VE es que las primeras pueden prestar servicios a la red durante las 24 horas del día mientras que al utilizar los VEs se depende de si el propietario del vehículo se encuentra en su vivienda. En esta sección se busca estudiar el efecto en la operación de la red si la energía es aportada por medio de una

batería doméstica en vez de utilizar la de los VEs. Se realizarán dos estudios, uno en el que no haya congestiones en la red y otro en el que se busca el límite de viviendas que pueden ser abastecidas sin realizar cambios en la infraestructura de la red.

Se considera la batería doméstica Tesla Powerwall 2.0, que cuenta con una capacidad de 13.5 kWh. El tamaño de esta batería es bastante menor en comparación con las baterías que montan los vehículos considerados en los casos base en los que había participación de VEs (42 kWh), y por tanto se estudian 2 escenarios, que serán comparados con los respectivos casos base:

- 1) Las viviendas dispone de una batería doméstica (capacidad de 13.5 kWh)
- 2) Las viviendas dispone de tres baterías domésticas (capacidad total de 40.5 kWh)

Todos los parámetros se mantienen sin modificar con respecto a los utilizados en los casos base a excepción de:

- $S_{disponible_h}$: Pasa a valer 1 en todos los periodos
- $Energía_alm_MAX$: Varía en función de la capacidad de las baterías de cada caso

Además, la restricción 10, expuesta en el apartado 3.2.4.2, no aplica ya en las baterías domésticas no se impone una descarga lineal desde las 8h hasta las 18h. Por otra parte, sí se mantiene la restricción de que a las 8h tenga que tener un 95% de la batería cargada. También se mantiene el nivel de penetración del 30% y por tanto hay el mismo número de viviendas con baterías domésticas que las que en los casos base disponían de VEs.

4.5.1 Resultados caso sin congestiones

Analizando primero las curvas de carga y descarga de las baterías obtenidas, la Figura 54 muestra que, en los periodos en los que los VEs están disponibles, la carga y descarga de baterías domésticas cuando se dispone de tres baterías por vivienda sigue el mismo comportamiento que cuando se utilizan los VEs como elemento de almacenamiento de energía (caso base). Sin embargo, cuando las viviendas disponen únicamente de una batería doméstica, se observa que el comportamiento de las baterías es diferente en los periodos nocturnos, donde se cargan durante los primeros periodos y mantienen el nivel de carga del 95% hasta las 8h. Por otro lado, durante los periodos en los que los VEs no podían ofrecer servicios a la red, el comportamiento en los dos casos en los que se cuenta con baterías domésticas es el mismo, hay ciertos periodos en los que se descargan y otros en los que se cargan, aprovechando las bajadas y subidas en los precios.

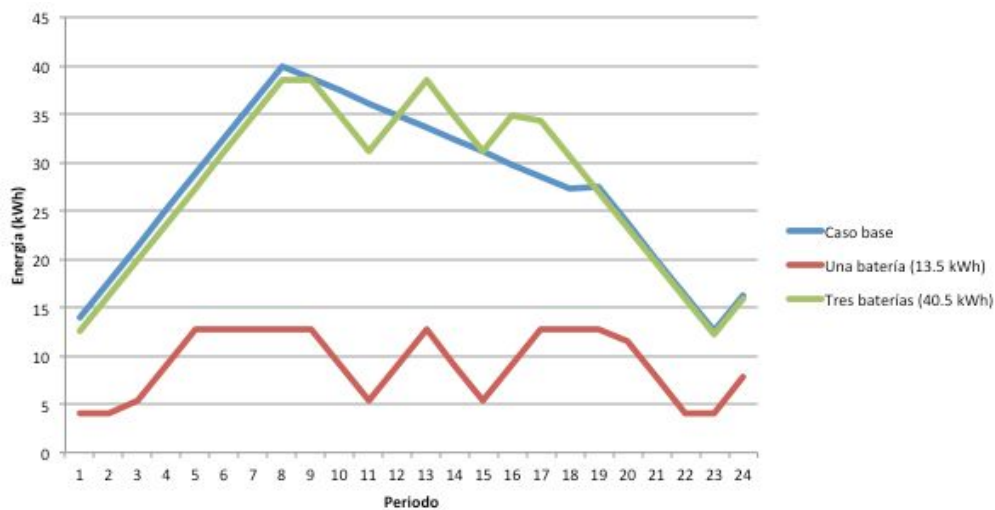


Figura 54: Energía almacenada en baterías de los VEs - casos batería doméstica sin congestiones

La Figura 55 muestra una gran variación en la potencia que tiene que aportar el nudo Slack en los periodos comprendidos entre las 8h y las 18h en los casos en los que se cuenta con baterías domésticas. Aunque esto es debido a que las baterías domésticas aportan energía a la red en los periodos en los que el precio de la energía es mayor, y por tanto permite reducir el coste de operación, no es un comportamiento ideal para la red ya que generalmente se busca variaciones pequeñas en la generación en las centrales eléctricas.

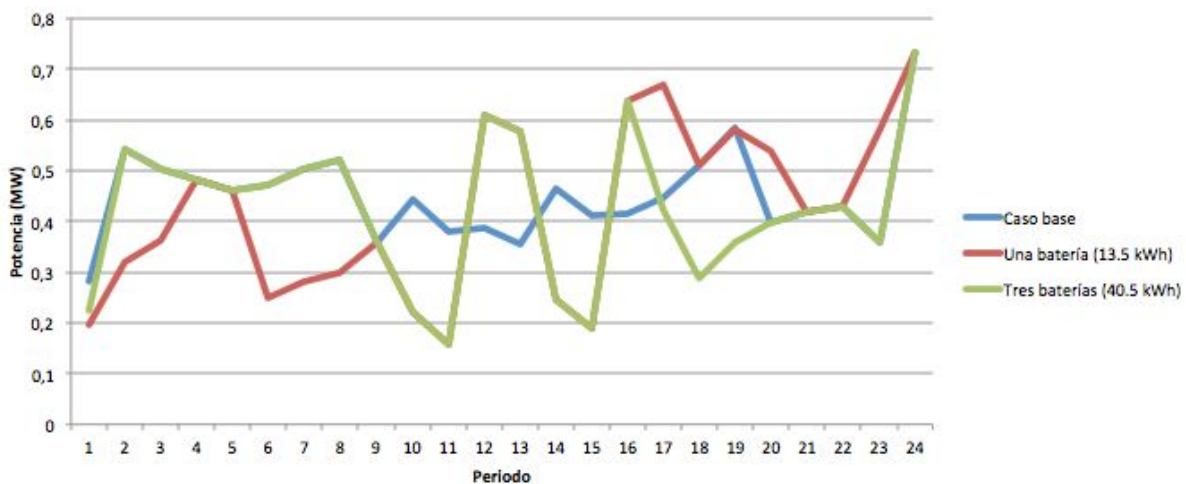


Figura 55: Generación Slack - casos batería doméstica sin congestiones

En cuanto al coste total de operación, se comprueba que en los casos en los que se utilizan baterías domésticas el coste es menor que en el caso base. Esto se debe a que, como se ha visto, con las baterías domésticas hay más periodos en los que se puede ofrecer servicios a la red y por lo tanto más posibilidades de aprovechar las variaciones en el precio de la energía. La Figura 56 muestra que si se dispone de tres baterías por vivienda, el coste de operación es un 10% menor que en el caso base mientras que si las viviendas disponen de una batería

doméstica, el coste de operación se reduce en un 3%. Cabe mencionar que en el caso base los 60 VEs considerados se pierden un 30% de su batería debido al desplazamiento de los propietarios mientras que las baterías domésticas no sufren dicha descarga.

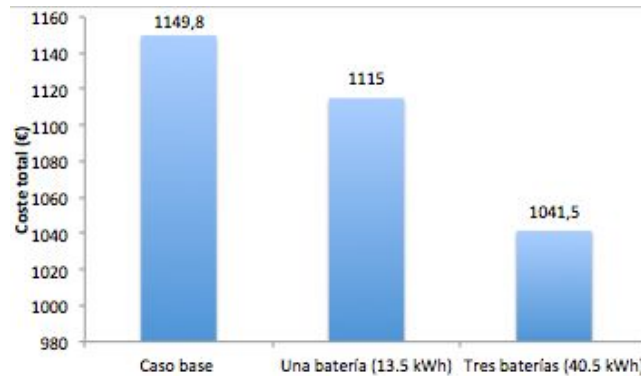


Figura 56: Coste total de operación - casos batería doméstica sin congestiones

4.5.2 Resultados caso con congestiones

La Figura 57 muestra que el número de viviendas total que se podrían abastecer si las viviendas disponen de una batería no incrementa prácticamente con respecto al caso base con congestiones y el coste medio por vivienda sólo disminuye un 3%. Por otra parte, se cuenta con baterías domésticas de 40.5 kWh se obtiene un aumento del 18% en el número de viviendas que se podrían abastecer en el nudo 2 y 3 con respecto hasta el caso base, pudiendo abastecer más de 1200 viviendas. Además, se obtiene que dicho caso el coste medio por vivienda disminuye en un 7% aproximadamente con respecto al caso base.

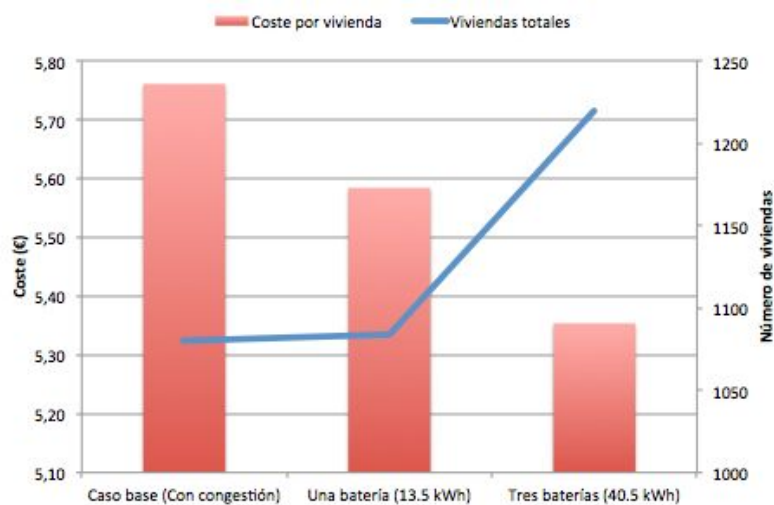


Figura 57: Coste por vivienda y viviendas totales - casos batería doméstica con congestiones

La Figura 58 muestra la evolución de la potencia en la línea 1-2 en los 3 escenarios planteados. Se observa que en el escenario con tres baterías domésticas se alcanza el límite máximo de potencia marcado de 2 MW durante un gran número de periodos. Esto es debido a

que el número al aumento de viviendas en este caso es muy alto y prueba que utilizar baterías domésticas de esa capacidad ofrece mayores flexibilidad a la hora de aportar energía a la red. Analizando el escenario con una sólo batería doméstica, se observa que la curva de potencia sigue una forma similar a la obtenida con tres baterías domésticas pero sin llegar al límite de potencia de la línea en tantos periodos. Por último, cabe comentar que durante los periodos 18 y 19, en los tres escenarios, la línea alcanza su límite de potencia.

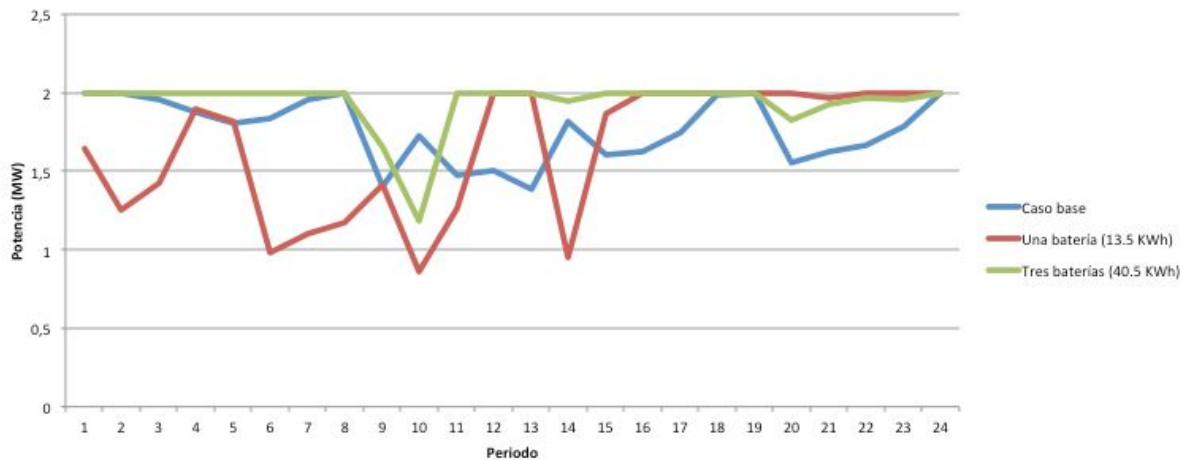


Figura 58: Potencia línea 1-2 - casos batería doméstica con congestiones

4.5.3. Conclusiones parciales

A la vista de los resultados de esta sección se puede concluir que desde un punto de operación de la red es más beneficioso utilizar baterías domésticas que las baterías de los VEs ya que se consigue un mayor abastecimiento de viviendas con la misma infraestructura, a un coste de operación más bajo. Además, utilizar baterías domésticas aporta mayor flexibilidad a la red debido al mayor número de periodos en los que estas están disponibles para aportar energía a la red.

Por otro lado, un análisis económico que considerase los siguientes parámetros podría ayudar a determinar si para un determinado usuario que disponga de generación fotovoltaica es más económico adquirir un VC y una batería doméstica o adquirir un VE:

- Remuneración que podría obtener un determinado usuario por aportar energía a la red
- El precio del combustible
- El coste de adquirir e instalar una batería doméstica
- El coste de adquisición y propiedad de un VC y un VE

5. Conclusiones

En esta sección se exponen las conclusiones con respecto a los resultados obtenidos y a las limitaciones del trabajo. Además, se proponen diferentes modificaciones sobre este trabajo que podrían ser de interés para futuros trabajos.

5.1 Resultados

Por medio del estudio de los casos base, de sus correspondientes análisis de sensibilidad y de la comparación con las baterías domésticas, a partir del modelo de optimización desarrollado, se ha obtenido los siguientes resultados:

- Cargar los VEs a la máxima potencia posible durante los periodos nocturnos y utilizar las baterías para aportar energía a la red durante las horas de la tarde, donde la demanda doméstica es más alta, es el comportamiento que permite un coste de operación menor.
- El uso de VEs que dispongan de baterías de gran autonomía, una alta eficiencia en los procesos de carga y descarga permiten obtener mayores beneficios de la tecnología V2G. Un uso mayormente urbano y altos niveles de penetración son preferibles para conseguir un mayor impacto en la red a partir V2G.
- Los VEs con capacidad V2G son de utilidad para aliviar congestiones que puedan darse en las horas de la tarde, ya que pueden cubrir parte de la demanda doméstica y por tanto reducir la potencia que circula por las líneas desde el punto de conexión.
- El uso de VEs con V2G permite incrementar considerablemente el número de viviendas que una determinada infraestructura eléctrica puede abastecer, siendo los vehículos con carga rápida y baterías de gran autonomía los que mayor incremento permiten. El uso intensivo de los VEs y bajos niveles de penetración limitan en gran medida dicho incremento.
- Las baterías domésticas permiten un mayor incremento en el número de viviendas, un coste de operación más bajo y mayor flexibilidad que los VEs con V2G.

5.2 Limitaciones del trabajo

Una de las limitaciones que se ha encontrado en el uso del modelo desarrollado ha sido no poder calcular el coste de las viviendas dependiendo de si aportaban energía con los servicios V2G o no. Esto es debido a que en determinados periodos las viviendas aportan más energía a la red de la que demandan y por lo tanto tendrían consumos negativos en ciertos periodos. Ya que el modelo no considera una remuneración económica al usuario por aportar energía, el modelo hubiera considerado estos periodos con coste negativo en vez de con coste cero. Además, tomar el *Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)* no hubiera sido correcto porque este precio no está fijado

teniendo en cuenta servicios de V2G de particulares y por lo tanto no se puede extrapolar a los casos de estudio de este trabajo.

Por otro lado, aunque el código desarrollado está programado para resolver redes de cualquier número de nudos, la red de distribución utilizada es de 4 nudos únicamente. Aunque se ha intentado representar una situación lo más semejante a la realidad posible, una red de más nudos, o una red real de un barrio en el que haya viviendas familiares con viviendas que disponen de generación fotovoltaica hubiera sido preferible. Además, todas las demandas consideradas han sido domésticas mientras que en una ciudad también hay demandas del tipo industrial y comercial. Por último, el único parámetro que se consideraba en la función objetivo era el coste de operación. Esto provoca que en ciertos escenarios se hayan dado picos de generación en el nudo Slack muy grandes, algo que precisamente se intenta evitar a la hora de operar la red.

5.3 Trabajos futuros

El modelo utilizado permite varias mejoras que pueden permitir obtener un conocimiento mayor de la operación de la red bajo escenarios en los que haya vehículos con capacidad V2G. Futuros modelos pueden incluir en la función objetivo una remuneración económica a los propietarios de los vehículos o penalizaciones si la variación de la potencia que tiene que aportar el generador del nudo Slack entre un periodo y otro es mayor de un cierto valor fijado. También podrían incluir parámetros que permitieran calcular el efecto de la degradación de las baterías y se tuvieran en cuenta como parte de la función objetivo. En cuanto al número de periodos utilizados, se podría expandir el tiempo de estudio y considerar una semana en vez de estudiar un único día. Esto ayudaría a entender la diferencia en el comportamiento entre los días de semana y los fines de semana, lo cual no ha sido abarcado en este trabajo.

Por otra parte, sería de interés desarrollar un modelo para una serie de escenarios en los que los vehículos puedan ofrecer servicios V2G en los periodos en los que los propietarios están fuera de casa. Esto se podría hacer planteando situaciones en las que, por ejemplo, grandes edificios de oficinas tuvieran parkings que contaran con cargadores con tecnología V2G en donde los trabajadores pudieran enchufar sus vehículos. De esta forma se podría optimizar aún más el coste de operación de la red y los usuarios podrían obtener beneficios gracias a esta tecnología durante más periodos.

6. Referencias

[1] Aegon, *Global Emissions Standards Driving Hybrid and Electric Vehicle Growth*, 2019. Disponible en:

<https://www.aegonassetmanagement.com/us/thought-leadership/blog/credit-research/global-emissions-standards-driving-hybrid-and-electric-vehicle-growth/>

[2] Forococheselectricos, “Reino Unido adelanta la prohibición de la venta de coches diésel y gasolina a 2035, e incluye a los híbridos e híbridos enchufables”, 4 de febrero de 2020. Disponible en:

<https://forococheselectricos.com/2020/02/reino-unido-adelanta-la-prohibicion-de-la-venta-de-coches-diesel-y-gasolina-a-2035-e-incluye-a-los-hibridos-e-hibridos-enchufables.html>

[3] EV-Volumes, *Europe BEV and PHEV Sales for Q3-2019 + October*. Disponible en: <https://www.ev-volumes.com/country/total-euefta-plug-in-vehicle-volumes-2/>

[4] Car and driver, “España a la cola de Europa en vehículos eléctricos”, 18 de junio de 2020. Disponible en:

<https://www.caranddriver.com/es/coches/planeta-motor/a32893215/espana-a-la-cola-europa-vehiculos-electricos/>

[5] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), *Plan Moves II*, 18 de junio de 2020. Disponible en:

<https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/para-movilidad-y-vehiculos/plan-moves-ii>

[6] Battery University, *BU-1003: Electric Vehicle (EV)*, 27 de noviembre de 2019.

Disponible en: https://batteryuniversity.com/learn/article/electric_vehicle_ev

[7] Tesla, Model S Long Range Plus: “Building the First 400-Mile Electric Vehicle”, 15 de junio de 2020. Disponible en:

<https://www.tesla.com/blog/model-s-long-range-plus-building-first-400-mile-electric-vehicle>

[8] Desenchufate.es, “Autoconsumo directo (sin baterías) VS con baterías ¿Cuál es la mejor opción?”. Disponible en:

<https://desenchufate.es/autoconsumo-directo-autoconsumo-baterias/>

[9] Esios, Término de facturación de energía activa del PVPC. Última consulta: 17 de julio de 2020. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>

[10] El periódico de la energía, “La eficiencia energética aumenta en España incluso después de la crisis”, 22 de enero de 2019. Disponible en:

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-eficiencia-energetica-aumenta-en-espana-incluso-despu-es-de-la-crisis/>

[11] Ecoinventos, “Los daneses pueden recibir hasta 1.300 euros al año por devolver el excedente de energía de sus coches eléctricos”, 30 de agosto de 2017. Disponible en:

<https://ecoinventos.com/daneses-excedentes-coches-electricos/>

[12] Adslzone, “Degradación de las baterías: lo que deberías saber antes de comprar un coche eléctrico”, 22 de enero de 2020. Disponible en:

<https://www.adslzone.net/reportajes/tecnologia/degradacion-baterias/>

- [13] Uddin, Kotub & Jackson, Tim & Widanage, W.D. & Chouchelamane, Gael & Jennings, Paul & Marco, James. (2017). *On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by an integrated vehicle and smart-grid system*. Energy. 133. 10.1016/j.energy.2017.04.116.
- [14] Movilidad eléctrica, “Nissan y Enel inician ensayos de redes V2G”, 13 de diciembre de 2015. Disponible en :
<https://movilidadelectrica.com/nissan-y-enel-inician-ensayos-de-redes-v2g/>
- [15] Enel X, “The Different EV Charging Connector Types”, 20 de abril de 2019. Disponible en: <https://evcharging.enelx.com/eu/about/news/blog/552-ev-charging-connector-types>
- [16] Forococheselectricos, “A finales de 2020 se comenzarán a comercializar los primeros cargadores V2G en Australia”, 28 de febrero en 2020. Disponible en:
<https://forococheselectricos.com/2020/02/a-finales-de-2020-se-comenzaran-a-comercializar-los-primeros-cargadores-v2g-en-australia.html>
- [17] The Driven, “Tesla’s switch on vehicle-to-grid technology is big news for clean energy shift”, 20 de mayo de 2020. Disponible en:
<https://thedriven.io/2020/05/20/teslas-switch-on-vehicle-to-grid-technology-is-big-news-for-clean-energy-shift/>
- [18] Diario Motor, “La batería low-cost del millón de millas, ¿la próxima revolución de Tesla?”, 22 de mayo de 2020 . Disponible en:
<https://www.diariomotor.com/noticia/bateria-low-cost-tesla/>
- [19] Movilidad eléctrica, “Smart se convertirá en una marca de coches exclusivamente eléctricos en 2020”, 10 de noviembre de 2017. Disponible en:
<https://movilidadelectrica.com/smart-se-convertira-una-marca-coches-exclusivamente-electricos-2020/>
- [20] Yusoff, Nurul & Mohd Zin, Abdullah & Khairuddin, Azhar. (2017). *Congestion management in power systems: A review*. 22-27. 10.1109/PGSRET.2017.8251795.
- [21] Kinhekar, Nandkishor & Padhy, Narayana & Gupta, Hari. (2015). *Particle swarm optimization based demand response for residential consumers*. 1-5. 10.1109/PESGM.2015.7286466.
- [22] Adrase, Acceso a Datos de Radiación Solar en España. Última consulta: 15 de julio de 2020. Disponible en: <http://www.adrase.com/acceso-a-los-mapas.html>
- [23] Ministerio de Asuntos Exteriores, Unión Europea y Cooperación, Objetivos de Desarrollo Sostenible. Disponible en:
<http://www.exteriores.gob.es/Portal/es/PoliticaExteriorCooperacion/NacionesUnidas/Paginas/ObjetivosDeDesarrolloDelMilenio.aspx>
- [24] Expansión, “Revolución 'verde': las renovables alcanzan el 52% de la energía instalada en España”, 12 de marzo de 2020. Disponible en:
<https://www.expansion.com/empresas/energia/2020/03/12/5e6a666de5fdead7608b459c.html>
- [25] Naciones Unidas, Cumbre sobre la Acción Climática 2019. Disponible en:
<https://www.un.org/es/climatechange/cities-pollution.shtml>

7. Anexos

Anexo A: Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible son parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada por las Naciones Unidas en 2015 [23]. Un total de 17 objetivos y 169 metas se fijaron para buscar la colaboración entre los países que conforman las Naciones Unidas con el fin de conseguir un mundo más justo socialmente, económicamente y medioambientalmente, en un plazo de 15 años. De los 17 ODS, este trabajo está alineado con cuatro de ellos principalmente:

- 1) Asegurar el acceso a energías asequibles, fiables, sostenibles y modernas para todos.
- 2) Desarrollar infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación.
- 3) Conseguir que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles.
- 4) Tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

Asegurar el acceso a energías asequibles, fiables, sostenibles y modernas para todos.

Como se ha podido ver a lo largo del trabajo, por medio de la tecnología V2G las viviendas podrían llegar a obtener la energía suficiente como para abastecer el consumo eléctrico que necesitan a partir de la energía almacenada en los VEs durante un periodo de tiempo determinado. Es cierto que para cargar dichas baterías se sigue dependiendo de una fuente de generación externa, que puede ser de tipo renovable o no renovable. En España, en 2020, las fuentes renovables han superado el 50% del total de energía instalada [24], superando por tanto a las no renovables por primera vez. El uso de la tecnología V2G no deja de ser una forma de almacenar energía para poder ser aportada a la red consiguiendo utilizar la energía disponible de forma más óptima, y por lo tanto puede ayudar a integrar mejor el crecimiento de las energías renovables en la red eléctrica. Además, como se ha expuesto a lo largo del capítulo 4, incluir el V2G tiene un impacto económico que resulta en un coste de operación más barato y que por lo tanto implica energía más barata para los usuarios.

Desarrollar infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación.

Las infraestructuras resilientes se conocen como aquellas que son capaces de prestar servicio a los usuarios durante y después de peligros naturales. Una de las ventajas del V2G es precisamente permitir que las viviendas obtengan energía de una fuente que es mucho más cercana al lugar donde se consume (parking de la vivienda en este caso). Esto permite que si hay un peligro natural o una situación no prevista y hay líneas dañadas, se pueda seguir

obteniendo energía, durante un determinado tiempo, ya que no se depende directamente de las centrales eléctricas. Esto podría permitir que muchas viviendas no se vieran afectadas durante un apagón, aprovechando la energía almacenada en las baterías de los VEs, que serían cargados de nuevo cuando el problema estuviese solucionado. Además, incluir la tecnología V2G en los VEs supone un gran reto desde el punto de vista de la innovación a diferentes niveles ya que es algo que hasta el momento no se ha hecho a gran escala. Tanto para las marcas de automóviles como para las empresas eléctricas, el V2G puede marcar un antes y un después en su modelo de negocio.

Conseguir que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles.

Debido a la gran concentración de personas viviendo en las ciudades, las áreas urbanas son responsables del 60% de las emisiones de gases de efecto invernadero, ocupando tan sólo un 2% de la superficie total del planeta [25]. A la vista de este hecho, es fácil entender la urgencia de llegar a tener ciudades que sean sostenibles. Para conseguirlo, se requieren una serie de transformaciones que son complejas a la hora de ser aplicadas y que probablemente lleven un largo tiempo. Sin embargo, tomar medidas que aceleren ese proceso es vital. Un ejemplo claro son las medidas de restricción a los VCs que se están aprobando en ciudades españolas y europeas. Plantear diferentes escenarios en los que se hayan considerado diferentes niveles de penetración, potencias de carga o tamaño de la baterías ha sido de gran utilidad para poder analizar mejor las ventajas, y los posibles inconvenientes, que pueden aparecer en las ciudades si se llega a utilizar el V2G. Potenciar los VEs y el V2G puede llegar a resultar clave para conseguir ciudades significativamente más sostenibles a las que tenemos actualmente.

Tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

Por último, los VCs son una fuente de emisiones de CO₂ que contribuyen en gran medida al cambio climático. Para que se pueda llevar a cabo una transición total hacia los VEs son necesarias dos cosas: 1) que haya suficientes razones para que el usuario prefiera comprar un coche eléctrico frente a uno de combustión y 2) que las ciudades estén preparadas para soportar la demanda que supondría que todos los vehículos fueran eléctricos. Con respecto al primero de estos puntos, si se llegase a utilizar el V2G y resultase finalmente económico, los usuarios podrían ahorrar dinero prestando servicios a la red, algo que con un VC no pueden hacer. Por otro lado, el uso del V2G ayudaría al segundo punto mencionado ya que a medida que fuese incrementando el número de vehículos que cargar en las ciudades, también se dispondría de más baterías para prestar servicios a la red.

Anexo B: Especificaciones Tesla Powerwall

ESPECIFICACIONES DE RENDIMIENTO

Tensión de CA (nominal)	120/240 V
Tipo alimentación	Fase dividida
Frecuencia de la red	60 Hz
Energía total ¹	14 kWh
Energía utilizable ¹	13,5 kWh
Potencia real, máx. continua	5 kW (carga y descarga)
Potencia real, pico (10 s, off-grid/reserva)	7 kW (carga y descarga)
Potencia aparente, máx. continua	5,8 kVA (carga y descarga)
Potencia aparente, pico (10 s, off-grid/reserva) ²	7,2 kVA (carga y descarga)
Corriente de avería de suministro máxima	10 kA
Corriente de avería de salida máxima	32 A
Dispositivo de protección contra sobrecorriente	30 A
Desequilibrio para cargas de fase dividida	100 %
Intervalo de salida del factor de potencia	ajustable en +/- 1,0
Intervalo del factor de potencia (máxima potencia nominal)	+/- 0,85
Tensión de CC de la batería interna	50 V
Eficiencia de ida y vuelta ³	90 %
Garantía	10 años

¹Valores proporcionados para 25 °C (77 °F) y potencia de carga/descarga de 3,3 kW.

²En modo de respaldo, la potencia de carga de la red está limitada a 3,3 kW.

³CA a batería y a CA, en el inicio de su vida útil.

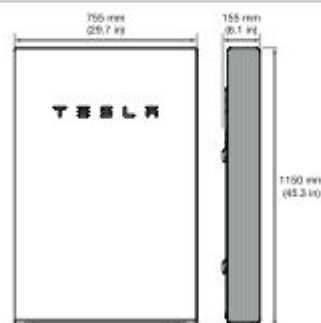
INFORMACIÓN DE CONFORMIDAD

Certificaciones	UL 1642, UL 1741, UL 1973, UL 9540, IEEE 1547, UN 38.3
Conexión a la red	Compatibilidad mundial
Emisiones	FCC parte 15 clase B, ICES 003
Medio ambiente	Directiva RoHS 2011/65/UE
Certificación sísmica	AC156, IEEE 693-2005 (ajta)

TESLA

ESPECIFICACIONES MECÁNICAS

Dimensiones	1150 mm x 755 mm x 155 mm (45,3 pulg. x 29,7 pulg. x 6,1 pulg.)
Peso	125 kg (276 lb)
Opciones de montaje	Montaje en pared o suelo



ESPECIFICACIONES MEDIOAMBIENTALES

Temperatura de funcionamiento	-20°C a 50°C (-4°F a 122°F)
Temperatura óptima	0°C a 30°C (32°F a 86°F)
Humedad de funcionamiento (humedad relativa)	Hasta un 100 % con condensación
Condiciones de almacenamiento	-20°C a 30°C (-4°F a 86°F) Hasta un 95 % de humedad relativa sin condensación Estado de energía: 25 % inicial
Elevación máxima	3000 m (9843 pies)
Medio ambiente	Certificado para interiores y exteriores
Tipo de caja	NEMA 3R
Grado de protección	IP67 (batería y sistema electrónico de alimentación) IP56 (Compartimento de cableado)
Certificación de ubicación húmeda	SI
Nivel de ruido a 1m	< 40 dBA a 30°C (86°F)

TESLA.COM/ENERGY

Anexo C: Especificaciones cable N2XSH / N2XSEH 12/20 (24)kV



Find this product online: elandcables.com | Cables & Accessories
Medium Voltage Cable | N2XSH / N2XSEH 12-20 (24)kV Cable

N2XSH / N2XSEH 12/20 (24)kV Cable



Eland Product Group: A9X

APPLICATION

UV resistant Medium voltage cables for distribution networks; also for connection to generation units and plant and process connection. LSZH outer sheath allows internal and external installation including directly in ground and in cable ducts.

CHARACTERISTICS

Voltage Rating U_0/U (Um)
12/20 (24)kV

Temperature Rating

-15°C to +90°C

Permissible short-circuit temperature up to 5 sec: +250°C

Minimum Bending Radius

15 x overall diameter

CONSTRUCTION

Conductor

Class 2 Stranded Copper

Inner Semi-Conductive Layer

Semi-conductive Material

Insulation

XLPE (Cross-Linked Polyethylene)

Outer Semi-Conductive Layer

Semi-conductive Material

Screen

Copper Wires and Copper Tape

Sheath

LSZH (Low Smoke Zero Halogen)

Sheath Colour

● Red

STANDARDS

IEC 60502-2, EN 60332-1-2

UV Resistant



ISO/IEC 17025 LABORATORY TESTED

This product is subject to the Quality Assurance protocols of The Cable Lab®, an ISO/IEC 17025 accredited cable testing laboratory. Testing includes vertical flame, conductor resistance, tensile & elongation, and dimensional consistency, verified to published standards and approved product drawings.



REGULATORY COMPLIANCE

This cable meets the requirements of the Low Voltage Directive 2014/35/EU and the RoHS Directive 2011/65/EU. RoHS compliance has been tested and confirmed by The Cable Lab® as meeting the requirements of the BSI RoHS Trusted Kitemark™.



DIMENSIONS

ELAND PART NO.	NO. OF CORES	NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA mm ²		NOMINAL OVERALL DIAMETER mm	NOMINAL WEIGHT kg/km
		Conductor	Copper Wire Screen		
A9XH20KV1035RDC	1	35	16	27	1000
A9XH20KV1050RDC	1	50	16	28	1200
A9XH20KV1070RDC	1	70	16	30	1400
A9XH20KV1095RDC	1	95	16	32	1700
A9XH20KV1120RDC	1	120	16	33	1900
A9XH20KV1150RDC	1	150	25	35	2300
A9XH20KV1185RDC	1	185	25	36	2750
A9XH20KV1240RDC	1	240	25	38	3300
A9XH20KV1300RDC	1	300	25	41	4000
A9XH20KV1400RDC	1	400	35	43	4800
A9XH20KV1500RDC	1	500	35	46	6000
A9XH20KV1630RDC	1	630	35	51	7300
A9XH20KV3035RDC	3	35	16	52	3300
A9XH20KV3050RDC	3	50	16	55	3900
A9XH20KV3070RDC	3	70	16	60	4800
A9XH20KV3095RDC	3	95	16	63	5800
A9XH20KV3120RDC	3	120	16	66	6700
A9XH20KV3150RDC	3	150	25	70	8000
A9XH20KV3185RDC	3	185	25	73	9200
A9XH20KV3240RDC	3	240	25	80	11300
A9XH20KV3300RDC	3	300	25	84	13500
A9XH20KV3400RDC	3	400	35	90	16500

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Single Core

NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA OF CONDUCTOR mm ²	NOMINAL SHORT-CIRCUIT CURRENT FOR 1 SECOND OF CONDUCTOR kA	CONDUCTOR DC RESISTANCE AT 20°C Ohm/km	CONDUCTOR AC RESISTANCE BY MAX. TEMPERATURE Ohm/km	CURRENT CARRYING CAPACITY A		CONDUCTOR LOSSES IN THE GROUND kW/km
				In Ground at 20°C	In Air at 30°C	
35	5.01	0.524	0.670	213	233	30.40
50	7.15	0.387	0.497	250	279	31.05
70	10.01	0.268	0.344	304	347	31.79
95	13.59	0.193	0.248	361	420	32.32
120	17.16	0.153	0.196	407	483	32.47
150	21.45	0.124	0.160	445	540	31.68
185	26.46	0.099	0.128	498	614	31.74
240	34.32	0.0754	0.0980	569	718	31.73
300	42.90	0.0601	0.0800	633	813	32.06
400	57.20	0.0470	0.0640	686	904	30.12
500	71.50	0.0366	0.0510	756	1011	29.15
630	90.09	0.0283	0.0420	848	1160	30.20

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Multi Core

NOMINAL CROSS SECTIONAL AREA OF CONDUCTOR mm ²	NOMINAL SHORT-CIRCUIT CURRENT FOR 1 SECOND OF CONDUCTOR kA	CONDUCTOR DC RESISTANCE AT 20°C Ohm/km	CONDUCTOR AC RESISTANCE BY MAX. TEMPERATURE Ohm/km	CURRENT CARRYING CAPACITY A		CONDUCTOR LOSSES IN THE GROUND kW/km
				In Ground at 20°C	In Air at 30°C	
35	5.01	0.524	0.670	178	173	63.68
50	7.15	0.387	0.497	210	206	65.75
70	10.01	0.286	0.344	256	257	67.63
95	13.59	0.193	0.248	307	313	70.12
120	17.16	0.153	0.196	349	360	71.62
150	21.45	0.124	0.160	392	410	73.76
185	26.46	0.099	0.128	443	469	75.36
240	34.32	0.0754	0.0960	513	553	77.37
300	42.90	0.0601	0.0800	576	635	79.63
400	57.20	0.0470	0.0640	650	731	81.12

Air ambient temperature: 30°C
Ground ambient temperature: 20°C
Conductor operating temperature: 90°C
Depth of duct: 0.7m
Soil thermal resistivity: 1km/W

Anexo D: Código de MATLAB utilizado

%% DEMANDA DE CASAS INVIERNO Y VERANO

```
tiempo=0:23;  
demanda_vivienda_invierno=xlsread('TFG_DATOS.xlsx','invierno','I3:I26');  
demanda_vivienda_verano=xlsread('TFG_DATOS.xlsx','verano','I3:I26');
```

%% GENERACIÓN FOTOVOLTAICA VERANO E INVIERNO

```
PV_dia_verano_uni=xlsread('TFG_DATOS.xlsx','verano','G3:G26'); % ESTO ES EN UNITARIAS  
PV_dia_invierno_uni=xlsread('TFG_DATOS.xlsx','invierno','G3:G26'); % ESTO ES EN UNITARIAS  
PV_dia_invierno_vivienda=3.5*6; %MULTIPLICO LO MÁXIMO AL DÍA POR EL NÚMERO DE M2 DE  
PLACAS  
PV_dia_verano_vivienda=6.5*6;
```

%% PRECIO TARIFA ELECTRICIDAD

```
precio_energia_generador_invierno=xlsread('TFG_DATOS.xlsx','invierno','C51:C74');  
precio_energia_generador_verano=xlsread('TFG_DATOS.xlsx','verano','C75:C98');
```

%% CARGAR RED DE DISTRIBUCIÓN DESDE MATPOWER

```
define_constants; % Para poder acceder a las variables de MATPOWER
```

```
mpc1= loadcase('case4_dist');  
mpc1.bus(4,1)=4;  
mpc1.branch(3,1)=4;  
mpc1.gen(2,:)=[];
```

```
results10=rundcpf(mpc1); % Lo ejecuto con MATPOWER
```

%% DECLARAR PARÁMETROS

```
H=24;% Número de periodos  
ncasos=H;  
Duracion_periodo=1;
```

```
%Ajustar las variables para que concuerden con que el primer periodo son las 8 de la mañana y no las 0:00
```

```
PV_dia_invierno_uni_ajustado=zeros(24,1);  
PV_dia_verano_uni_ajustado=zeros(24,1);  
demanda_vivienda_verano_ajustado=zeros(24,1);  
demanda_vivienda_invierno_ajustado=zeros(24,1);  
precio_energia_generador_invierno_ajustado=zeros(24,1);  
precio_energia_generador_verano_ajustado=zeros(24,1);
```

```
for i=9:24
```

```
    PV_dia_invierno_uni_ajustado(i-8) = PV_dia_invierno_uni(i);  
    PV_dia_verano_uni_ajustado(i-8) = PV_dia_verano_uni(i);  
    demanda_vivienda_invierno_ajustado(i-8) = demanda_vivienda_invierno(i);
```

```

    demanda_vivienda_verano_ajustado(i-8)= demanda_vivienda_verano(i);
    precio_energia_generador_invierno_ajustado(i-8)= precio_energia_generador_invierno(i);
    precio_energia_generador_verano_ajustado(i-8)= precio_energia_generador_verano(i);
end

for i=1:8

    PV_dia_invierno_uni_ajustado(i+16)= PV_dia_invierno_uni(i);
    PV_dia_verano_uni_ajustado(i+16)= PV_dia_verano_uni(i);
    demanda_vivienda_invierno_ajustado(i+16)= demanda_vivienda_invierno(i);
    demanda_vivienda_verano_ajustado(i+16)= demanda_vivienda_verano(i);
    precio_energia_generador_invierno_ajustado(i+16)= precio_energia_generador_invierno(i);
    precio_energia_generador_verano_ajustado(i+16)= precio_energia_generador_verano(i);

end

% DAR VALORES A LOS PARÁMETROS DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN
N_Viviendas=zeros((Nnudos-1),1);
N_Viviendas(1,1)=60;
N_Viviendas(2,1)=60;
N_Viviendas(3,1)=80;

Penetracion_EV=0.3;

NEV=zeros((Nnudos-1),1); %Número de VEs en cada nudo
NEV(1)=round(Penetracion_EV*N_Viviendas(1,1));
NEV(2)=round(Penetracion_EV*N_Viviendas(2,1));
NEV(3)=round(Penetracion_EV*N_Viviendas(3,1));

Penetracion_PV=0.3;
Potencia_PV=zeros((Nnudos-1),ncasos);
Potencia_PV(1,:)=PV_dia_invierno_uni_ajustado'*PV_dia_invierno_vivienda*N_Viviendas(1,1)*Penetracion_PV/1000; %Expresado en MW.
Potencia_PV(2,:)=PV_dia_invierno_uni_ajustado'*PV_dia_invierno_vivienda*N_Viviendas(2,1)*Penetracion_PV/1000;
Potencia_PV(3,:)=PV_dia_invierno_uni_ajustado'*PV_dia_invierno_vivienda*N_Viviendas(3,1)*Penetracion_PV/1000;

Potencia_demanda_uni=demanda_vivienda_invierno_ajustado/1000;
Energia_alm_MAX=42/1000; %Expresado en MWh.
Energia_alm_MIN= 0.3*Energia_alm_MAX; %Expresado en MWh
Potencia_carga_MAX=3.7/1000; %Expresado en MW
Potencia_descarga_MAX=3.7/1000; %Expresado en MW

Efi_alm_carga=1;
Efi_alm_descarga=1;
S_disponible=zeros(H,1);
for i=1:10
    S_disponible(i,1)=0;
end
for i=11:24

```

```

        S_disponible(i,1)=1;
end

Precio_energia=precio_energia_generador_invierno_ajustado; %Expresado en €/MWh

Pij_MAX=zeros((Nnudos-1),ncasos);

for i=1:ncasos
    Pij_MAX(:,i)=2;
end
%% Creación de la estructura para trabajar con los periodos

for i=1:24
    mpc(i)=mpc1; % Creo un caso para cada periodo
    mpc(i).bus([2,3],PD)=Potencia_demanda_uni(i)*N_Viviendas(1,1); %
    mpc(i).bus(4,PD)=Potencia_demanda_uni(i)*N_Viviendas(3,1);
end

%% Resolución del flujo de cargas
Nnudos=size(mpc(1).bus,1);
nlines=size(mpc(1).branch,1);
ngen=size(mpc(1).gen,1);

B=zeros(Nnudos,Nnudos);
for i=1:Nnudos

    for j=1:Nnudos

        for k=1:nlines

            if mpc(1).branch(k,F_BUS)==i
                if mpc(1).branch(k,T_BUS)==j
                    B(i,j)=(-1)*(1/mpc(1).branch(k,BR_X));
                end
            end
        end
    end
end

B1=B';
Y= B+B1;
aux=sum(Y,2)*(-1);

for i=1:Nnudos

    for j=1:Nnudos
        if i==j
            Y(i,j)= aux(i);
        end
    end
end
end

```

```

finder = find(round(mpc(1).bus(:,BUS_TYPE)) == 3);

Yfinal=Y;
Yfinal(finder,:)=[];
Yfinal(:,finder)=[];
Bij=Yfinal;

%% Creación de la matriz A
Aalmost= zeros(Nnudos,nlines);

for i=1:nlines
    for j=1:Nnudos
        if mpc(1).branch(i,F_BUS)==j
            Aalmost(j,i)=1;
        elseif mpc(1).branch(i,T_BUS)==j
            Aalmost(j,i)=-1;
        end
    end
end

A=Aalmost;
A(finder,:)=[];

%Creación de la matriz X
Xvector= zeros(nlines,1);
for i=1:nlines
    Xvector(i)=mpc(1).branch(i,BR_X);
end

X=diag(Xvector);

%% Creación matriz de cambio entre Pin y Plineas

matcambiopotencias = (inv(X)*A'*inv(Yfinal));

%% COMIENZO DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

%% Nombre del problema y definición

OPT_final = optimproblem('ObjectiveSense','minimize');

%% Creación variables de optimización

S_descarga= optimvar ('S_descarga',(Nnudos-1),ncasos,'Type','integer','LowerBound',0,'UpperBound',1);
Potencia_slack= optimvar('Potencia_slack',1,ncasos,'LowerBound',0.02,'UpperBound',100);
Potencia_carga= optimvar('Potencia_carga',(Nnudos-1),ncasos,'LowerBound',0);
Potencia_descarga= optimvar('Potencia_descarga',(Nnudos-1),ncasos,'LowerBound',0);

```

```

Energia_alm=
optimvar('Energia_alm',(Nnudos-1),ncasos,'LowerBound',Energia_alm_MIN,'UpperBound',0.95*Energia_alm_
MAX);
%% Creación función objetivo
OPT_final.Objective=sum(Precio_energia'.*Potencia_slack)
%% Creación de restricciones de Flujo de Cargas

Pneta=optimexpr((Nnudos-1),ncasos);
for k=1:ncasos
    for i=1:(Nnudos-1)
        Pneta(i,k)= Potencia_PV(i,k) - Potencia_carga(i,k)*NEV(i) + Potencia_descarga(i,k)*NEV(i) -
mpc(k).bus((i+1),PD);
    end
end

Balance_potencias = optimconstr(1,ncasos);
for i=1:ncasos
    Balance_potencias(1,i)= Potencia_slack(1,i) + sum(Pneta(:,i),1) == 0;
end

Plineas=optimexpr(nlines,ncasos);

for k=1:ncasos
    Plineas(:,k)=matcambiopotencias*Pneta(:,k);
end

potencia_maxima_lineas=optimconstr(nlines,ncasos);

for k=1:ncasos
    for i=1:nlines
        potencia_maxima_lineas(i,k)= Plineas(i,k) <= Pij_MAX(i,k);
    end
end

potencia_minima_lineas=optimconstr(nlines,ncasos);

for k=1:ncasos
    for i=1:nlines
        potencia_minima_lineas(i,k)= (-1)*Pij_MAX(i,k) <= Plineas(i,k);
    end
end

%% Restricciones de las baterías

Potencia_carga_maxima=optimconstr((Nnudos-1),ncasos);
for k=1:ncasos
    for i=1:(Nnudos-1)
        Potencia_carga_maxima(i,k)= Potencia_carga(i,k) <=
Potencia_carga_MAX*(1-S_descarga(i,k))*S_disponible(k);
    end
end

```

```

Potencia_descarga_maxima=optimconstr((Nnudos-1),ncasos);
for k=1:ncasos
    for i=1:(Nnudos-1)
        Potencia_descarga_maxima(i,k)= Potencia_descarga(i,k) <=
Potencia_descarga_MAX*S_descarga(i,k)*S_disponible(k);
    end
end
Energia_alm_inicial=optimconstr((Nnudos-1),1);
for i=1:(Nnudos-1)
    Energia_alm_inicial(i,1)= Energia_alm(i,ncasos) == 0.95*Energia_alm_MAX;
end

Energia_alm_1=optimconstr((Nnudos-1),1); % Constraint de que en el periodo esté al %
for i=1:(Nnudos-1)
    Energia_alm_1(i,1)= Energia_alm(i,1) == 0.92*Energia_alm_MAX;
end
%% Comportamiento baterías cuando no está disponible el V2G
despues=2:10
antes=1:9
ncasos_nodisponible=length(despues);

Energia_alm_nodisponibles=optimconstr((Nnudos-1),ncasos_nodisponible);

for k=1:ncasos_nodisponible
    for i=1:(Nnudos-1)
        Energia_alm_nodisponibles(i,k)= Energia_alm(i,despues(k)) == Energia_alm(i,antes(k)) -
0.03*Energia_alm_MAX
    end
end
%% Comportamiento baterías cuando sí está disponible el V2G
tiempo_despues= 11:1:ncasos;
tiempo_antes= 10:1:(ncasos-1);
ncasos_disponible=length(tiempo_despues);
Energia_alm_disponibles=optimconstr((Nnudos-1),ncasos_disponible);

for k=1:ncasos_disponible
    for i=1:(Nnudos-1)
        Energia_alm_disponibles(i,k)= Energia_alm(i,tiempo_despues(k)) == Energia_alm(i,tiempo_antes(k))
+
Potencia_carga(i,tiempo_despues(k))*Efi_alm_carga*Duracion_periodo -
Potencia_descarga(i,tiempo_despues(k))*(1/Efi_alm_descarga)*Duracion_periodo ;
    end
end

OPT_final.Constraints.Balance_potencias=Balance_potencias;
OPT_final.Constraints.potencia_maxima_lineas=potencia_maxima_lineas;
OPT_final.Constraints.potencia_minima_lineas=potencia_minima_lineas;
OPT_final.Constraints.Potencia_carga_maxima=Potencia_carga_maxima;
OPT_final.Constraints.Potencia_descarga_maxima=Potencia_descarga_maxima;
OPT_final.Constraints.Energia_alm_inicial=Energia_alm_inicial;
OPT_final.Constraints.Energia_alm_1=Energia_alm_1;
OPT_final.Constraints.Energia_alm_nodisponibles=Energia_alm_nodisponibles;

```

```
OPT_final.Constraints.Energia_alm_disponibles=Energia_alm_disponibles;
```

```
%% RESOLVER EL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN
```

```
[sol,fval,exitflag,output] = solve(OPT_final);
```

```
%% OBTENER RESULTADOS PARA PODER REPRESENTARLOS
```

```
%Poner los resultados en función de la hora del día en vez de en función del periodo
```

```
Energia_alm_hora=zeros((Nnudos-1),ncasos);
```

```
potencia_slack_hora=zeros(1,ncasos);
```

```
potencia_carga_hora=zeros((Nnudos-1),1);
```

```
potencia_descarga_hora=zeros((Nnudos-1),1);
```

```
Potencia_PV_hora=zeros((Nnudos-1),ncasos);
```

```
for i=1:(Nnudos-1)
```

```
    for k=1:16
```

```
        Energia_alm_hora(i,k+8)=1000*sol.Energia_alm(i,k);
```

```
        potencia_slack_hora(k+8)=sol.Potencia_slack(k);
```

```
        potencia_carga_hora(i,k+8)=sol.Potencia_carga(i,k)*NEV(i);
```

```
        potencia_descarga_hora(i,k+8)=sol.Potencia_descarga(i,k)*NEV(i);
```

```
        Potencia_PV_hora(i,k+8)=Potencia_PV(i,k);
```

```
    end
```

```
end
```

```
for i=1:(Nnudos-1)
```

```
    for k=17:24
```

```
        Energia_alm_hora(i,k-16)=1000*sol.Energia_alm(i,k);
```

```
        potencia_slack_hora(k-16)=sol.Potencia_slack(k);
```

```
        potencia_carga_hora(i,k-16)=sol.Potencia_carga(i,k)*NEV(i);
```

```
        potencia_descarga_hora(i,k-16)=sol.Potencia_descarga(i,k)*NEV(i);
```

```
        Potencia_PV_hora(i,k-16)=Potencia_PV(i,k);
```

```
    end
```

```
end
```

```
demanda_vivienda_total=zeros(1,ncasos);
```

```
demanda_vivienda_hora=zeros((Nnudos-1),ncasos);
```

```
demanda_vivienda_hora(1,:)=demanda_vivienda_invierno*N_Viviendas(1,1)/1000;
```

```
demanda_vivienda_hora(2,:)=demanda_vivienda_invierno*N_Viviendas(2,1)/1000;
```

```
demanda_vivienda_hora(3,:)=demanda_vivienda_invierno*N_Viviendas(3,1)/1000;
```

```
for k=1:ncasos
```

```
    for i=1:(Nnudos-1)
```

```
        demanda_vivienda_total(k)=demanda_vivienda_total(k)+demanda_vivienda_hora(i,k);
```

```
    end
```

```
end
```

```
Potencia_PV_total=zeros(1,ncasos);
```

```
for k=1:ncasos
```

```
    for i=1:(Nnudos-1)
```

```
        Potencia_PV_total(k)=Potencia_PV_total(k)+Potencia_PV_hora(i,k);
```

```
    end
```

```
end
```

```

Potencia_aportada_total_EV=zeros(1,ncasos);
for k=1:ncasos
    for i=1:(Nnudos-1)

Potencia_aportada_total_EV(k)=Potencia_aportada_total_EV(k)-potencia_carga_hora(i,k)+potencia_descarga_hora(i,k);
        end
    end

%%% COMPARACIÓN PRODUCCIÓN SLACK

potencia_slack_solo=demanda_vivienda_total;
potencia_slack_con_PV=zeros(1,ncasos);

for k=1:ncasos
    potencia_slack_con_PV(k)=demanda_vivienda_total(k)-Potencia_PV_total(k);
end

%%% COMPARACIÓN COSTES
coste_total=fval;
coste_total_solo=sum(potencia_slack_solo.*precio_energia_generador_invierno');
coste_total_con_PV=sum(potencia_slack_con_PV.*precio_energia_generador_invierno');
comprobacion_coste_con_EV=sum(potencia_slack_hora.*precio_energia_generador_invierno');

%%% COMPARACIÓN POTENCIA POR LAS LÍNEAS

Pneta_solo=zeros((Nnudos-1),ncasos);
for k=1:ncasos
    for i=1:(Nnudos-1)
        Pneta_solo(i,k)= - demanda_vivienda_hora(i,k);
    end
end

Plineas_solo=zeros(nlines,ncasos);
for k=1:ncasos
    Plineas_solo(:,k)=matcambiotencias*Pneta_solo(:,k);
end

% CON PV y sin VEs
Pneta_con_PV=zeros((Nnudos-1),ncasos);
for k=1:ncasos
    for i=1:(Nnudos-1)
        Pneta_con_PV(i,k)= Potencia_PV_hora(i,k) - demanda_vivienda_hora(i,k);
    end
end
Plineas_con_PV=zeros(nlines,ncasos);
for k=1:ncasos
    Plineas_con_PV(:,k)=matcambiotencias*Pneta_con_PV(:,k)
end

% Con PV y con VEs

```

```

Pneta_todo=zeros((Nnudos-1),ncasos);
for k=1:ncasos
    for i=1:(Nnudos-1)
        Pneta_todo(i,k)= Potencia_PV_hora(i,k) - potencia_carga_hora(i,k)+ potencia_descarga_hora(i,k) -
demanda_vivienda_hora(i,k);
    end
end
Plineas_todo=zeros(nlines,ncasos);
for k=1:ncasos
    Plineas_todo(:,k)=matcambiopotencias*Pneta_todo(:,k);
end

```