



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

***PROVISION OF FLEXIBILITY USING SECOND LIFE OF ELECTRIC
VEHICLES BATTERIES***

Autor: Roberto Knop Salto

Director: Pablo Frías Marín

Co-Director: Carlos Mateo Domingo

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Provision of flexibility using second life of electric vehicles batteries”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/2022 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.: Roberto Knop Salto

Fecha:29/8/2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Pablo Frías Marín y Carlos Mateo Domingo

Fecha:29/8/2022

PROVISION OF FLEXIBILITY USING SECOND LIFE OF ELECTRIC VEHICLES BATTERIES

Autor: Knop Salto, Roberto.

Director: Marín Frías, Pablo y Mateo Domingo, Carlos

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Ante la creciente expansión del vehículo eléctrico que se prevé, es importante pensar en las consecuencias que este hecho traerá consigo. Por ello, este trabajo ofrece una posible solución basada en la reutilización de las baterías de los vehículos eléctricos para la mejora del sistema eléctrico y reducción del impacto medioambiental.

Palabras clave: batería, coche eléctrico, celda, DoD, segunda vida, capacidad, efectos de calendario, RNM, peak shaving.

1. Introducción

El número de vehículos eléctricos en España ha crecido de forma exponencial durante la última década. Además, los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión Europea contribuirán a la aceleración del proceso de penetración del vehículo eléctrico.

Las consecuencias de este crecimiento deberán ser consideradas para evitar posibles impactos medioambientales y encontrar soluciones a otros problemas. Este trabajo se centra en la reutilización de las baterías de los coches eléctricos. Se propone para la segunda vida de las baterías la creación de un sistema de almacenamiento estacionario en redes de distribución, que ayudaría a la mejora del sistema eléctrico en su conjunto.

2. Definición del proyecto

En un primer momento se analizan las consecuencias medioambientales que trae consigo la movilidad eléctrica estimando la reducción de emisiones CO_2 en comparación con la movilidad tradicional. Posteriormente, se investiga el impacto del aumento de demanda de otros recursos como el litio y el efecto que tendría la reutilización de las baterías.

Tras la definición de los parámetros más relevantes de una batería, se trata de comprender la degradación que sufren a lo largo su vida en el sector de la automoción, para poder así evaluar las condiciones en las que se encontrarán al comienzo de la segunda vida. A continuación, se realiza un análisis de características técnicas para la nueva utilidad que se plantea. Esto es un estudio de las pruebas normalizadas que tiene que superar, la homogeneidad del montaje y la longevidad esperada dependiendo de la degradación.

Por último, se describe el uso propuesto en este trabajo, el modelo económico y la herramienta empleada. Después realizar las simulaciones, se obtienen resultados y análisis con los que sacar conclusiones a cerca de la viabilidad del uso de baterías reutilizadas en redes de distribución.

3. Descripción Reference Network Model

El Modelo de Red de Referencia (RNM) del IIT es una herramienta de planificación de redes de distribución a gran escala. Los reguladores pueden utilizar los RNM para estimar los costes de distribución de forma eficiente. Se trata de una tarea muy complicada, sobre todo porque la planificación de la red es un problema combinatorial, especialmente difícil de

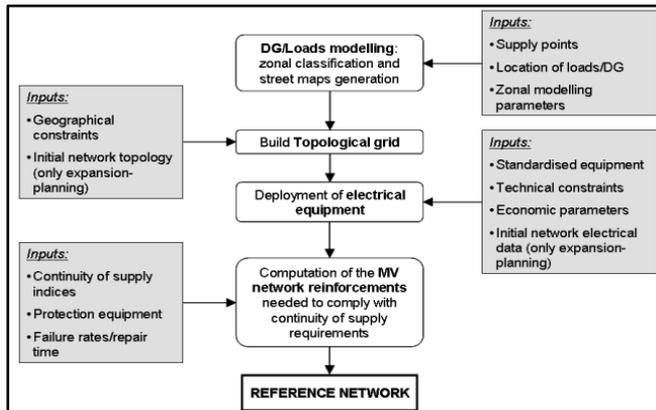


Ilustración 1 - Esquema resumen de los RNMs
Fuente [32]

resolver debido al gran tamaño de las zonas de distribución y al uso de varios niveles de tensión. Se destacan dos propiedades del modelo: la planificación simultánea de redes de alta, media y baja tensión mediante el uso de factores de simultaneidad; y el trazado de cables en zonas urbanas, teniendo en cuenta un mapa de la calle, que es generado automáticamente por el modelo. La Ilustración 1 muestra el esquema resumen del RNM empleado.

4. Resultados

Resultados generales:

- Con la penetración del vehículo esperada se estima una reducción del 3,2% de emisiones de CO₂e debido a turismos respecto a 2020. Para el año 2050 se espera que esa cifra alcance el 58%. Ambos resultados están por debajo de los objetivos establecidos por la UE.
- Se prevé un aumento de la demanda de litio mundial del 465% para 2030 respecto a la actualidad. En caso de mantenerse esa tendencia, se agotarían las reservas y recursos entre 2050 y 2100. Dar un segundo uso a las baterías ayudaría a retrasar este hecho hasta 30 años, dependiendo del grado de reutilización y reciclaje.
- Respecto a la degradación que sufren las baterías a lo largo de su primera vida, se concluye que la pérdida de capacidad y aumento de resistencia interna están dominadas por los efectos de calendario, y no tanto por los efectos de ciclo. Se espera que la segunda vida de las baterías comience después de 12-15 años de vida automovilística y hayan sufrido una pérdida de capacidad del 20%-30%.
- Alargar lo máximo la segunda vida de las baterías (10 años) para el uso propuesto o similares, implica tener que homogeneizar tanto como sea posible el montaje de las celdas de cada batería. Además, el grado de descarga (o de carga) empleado en los ciclos de trabajo (DoD-Depth of Discharge) guarda una fuerte correlación con la degradación de las baterías. El DoD óptimo para alargar la segunda vida de las baterías ronda el 50%-60% de la capacidad inicial. Se recomienda el uso de ratios de carga-descarga moderados.

Resultados de las simulaciones con el RNM donde se instala un sistema de almacenamiento de energía en una red de distribución:

- El grado DoD no influye en los resultados. Es decir, los resultados del RNM (costes, pérdidas, metros de conductores, zanjas, fachadas, etc) varían en función del número de locales
- El aumento de la demanda del 3% anual durante 12 años en la red implicaría un aumento del 65% de los costes de la red.
- Para la red de estudio, los mínimos costes adicionales respecto al escenario base, incluyendo operación y mantenimiento, suceden con 2 ubicaciones para las baterías (29.000 €), lo cual es más que asumible.
- El efecto de las pérdidas debido al sistema de almacenamiento es casi nulo.
- Ubicar las baterías en un único punto implicaría una potencia tan elevada que habría que conectar directamente a una línea de alta tensión, con lo que además de requerir una línea de este tipo, dejaría de beneficiar a los flujos de media tensión.
- Los costes de inversión inicial desde el punto de vista de la empresa privada dueña de las baterías ascenderían a casi 2 millones de euros.

5. Conclusiones

Como muestran los datos, la penetración del vehículo eléctrico no ha sido la esperada hasta ahora. Aun así, son muchas las predicciones que han demostrado que esta situación se va a revertir. En primer lugar, porque tiene un interés económico y segundo, porque tiene otro interés medioambiental.

Ha quedado demostrado como la reducción de emisiones del CO₂ es posible con la implantación del vehículo eléctrico. Eso sí, la velocidad de penetración del vehículo eléctrico debe acelerarse si se pretende llegar a los objetivos. Por otro lado, cabe esperar un impacto no tan positivo en otros recursos empleados en la fabricación de las baterías. Es posible que se llegue a estado de agotamiento de recursos como el litio antes del final de siglo. Esta situación se podría revertir en cierta medida si se reutilizasen las baterías, alargando la duración de las reservas de litio y reduciendo el factor de emisión de CO₂ del país.

Respecto al interés económico, el vehículo eléctrico permitiría la reducción de la dependencia energética de combustibles fósiles del exterior, lo que ayudaría a la seguridad de suministro a la Unión Europea. El almacenamiento de grandes cantidades de energía también ayudaría a la seguridad de suministro mediante el impulso de las energías renovables y a la mejora del sistema eléctrico mediante el aplanamiento de la curva de demanda y la reducción de instalaciones ociosas. Las baterías de coches eléctricos tienden a evolucionar reduciendo sus costes y aumentando su rendimiento. Además, se ha comprobado como la degradación de la primera vida de las baterías no es un impedimento para su reutilización en sistemas de almacenamiento estacionario.

Desde el punto de vista técnico, es posible el uso de la segunda vida de las baterías en redes de distribución. El proceso de implantación de este tipo proyectos será más sencillo a medida que las baterías tengan mayor capacidad y aumente el número de baterías disponibles, hecho que se conseguirá cuanto mayor sea la penetración del vehículo eléctrico. Aun así, la justificación de este uso no reside tanto en los beneficios para la red de distribución, cuya inversión inicial para la introducción de sistemas de almacenamiento es baja, sino para el

sistema en eléctrico en general como ya se ha mencionado. En la actualidad, económicamente no es justificable desde el punto de vista de una empresa privada. Primero, por la elevada inversión inicial que se requiere, y segundo, por el poco beneficio que se puede obtener al haber mucha variabilidad en los precios de la electricidad. Se espera que, en cuanto la situación del mercado eléctrico cambie y las baterías evolucionen, esto se revierta.

De esta forma, el uso de baterías reutilizadas de coches para redes de distribución será una opción más rentable a medida que las baterías evolucionen, haya una normativa clara y que lo permita y aumente la cantidad de autoconsumos y generación distribuida que hagan una red más robusta.

PROVISION OF FLEXIBILITY USING SECOND LIFE OF ELECTRIC VEHICLES BATTERIES

Author: Knop Salto, Roberto.

Supervisor: Marín Frías, Pablo y Mateo Domingo, Carlos

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

In view of the increasing expansion of electric vehicles that is expected, it is important to think about the consequences that this fact will bring with it. Therefore, this work offers a possible solution based on the reuse of electric vehicle batteries to improve the electrical system and reduce the environmental impact.

Keywords: battery, electric car, cell, DoD, second life, capacity, calendar effects, RNM, peak shaving.

1. Introduction

The number of electric vehicles in Spain has grown exponentially over the last decade. In addition, the European Union's greenhouse gas emission reduction targets will contribute to the acceleration of the electric vehicle penetration process.

The consequences of this growth should be considered to avoid possible environmental impacts and to find solutions to other problems. This work focuses on the reuse of electric car batteries. It is proposed for the second life of the batteries the creation of a stationary storage system in distribution networks, which would help to improve the electric system.

2. Definition of the project

First, the environmental consequences of electric mobility are analysed by estimating the reduction of CO₂ emissions compared to traditional mobility. Subsequently, the impact of increased demand for other resources such as lithium and the effect of reusing batteries is investigated.

After defining the most relevant parameters of a battery, it is time to understand the degradation they suffer throughout their life in the automotive sector, in order to evaluate the conditions in which they will be at the beginning of the second life. This is followed by an analysis of the technical characteristics for the new utility that is being considered, which includes a study of the standardized tests a battery must pass, the homogeneity of the assembly and the expected longevity depending on degradation.

Finally, the proposed use in this work, the economic model and the tool used are described. After performing the simulations, results and analysis are obtained to draw conclusions about the feasibility of using reused batteries in distribution networks.

3. Reference Network Model Description

The Reference Network Model (RNM) is a large-scale distribution network planning tool. Regulators can use RNMs to estimate distribution costs efficiently. This is a very challenging task, particularly being network planning is a combinatorial problem, which is especially difficult to solve due to the vast size of distribution areas and the use of several voltage

levels. Two properties of the model are highlighted: simultaneous planning of high, medium and low voltage networks by using simultaneity factors; and the layout of cables in urban areas, taking into consideration a street map, which is automatically generated by the model. Illustration 1 shows the summary scheme of the RNM used.

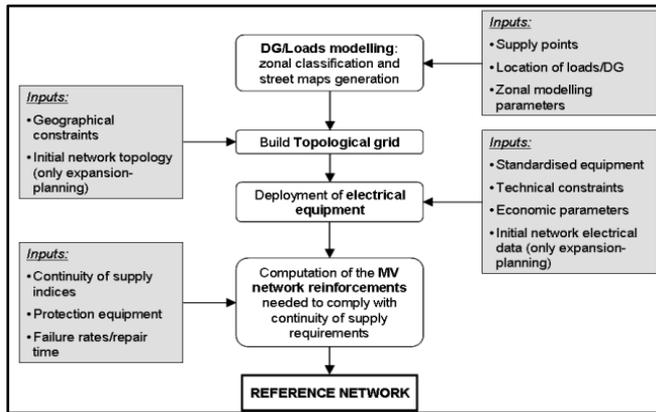


Illustration 2 – Summary diagram of RNMs

4. Results

Overall results:

- With the expected vehicle penetration, a 3.2% reduction in CO2e emissions due to passenger cars is estimated for 2020. By 2050, this figure is expected to reach 58%. Both results are below the targets set by the EU.
- Global lithium demand is expected to increase by 465% by 2030 compared to today. If this trend continues, reserves and resources would be depleted between 2050 and 2100. Using batteries second life would help to delay this by up to 30 years, depending on the degree of reuse and recycling.
- Regarding the degradation suffered by batteries during their first life, it is concluded that the loss of capacity and increase in internal resistance are dominated by calendar effects, and not by cycle effects. The second life of batteries is expected to start after 12-15 years of automotive life and have suffered a 20%-30% capacity loss.
- Extending as much as possible the second life of the batteries (10 years) for the proposed use or similar, implies having to homogenize as much as possible the assembly of the cells of each battery. In addition, the degree of discharge (or charge) used in the duty cycles (DoD-Depth of Discharge) is strongly correlated with the degradation of the batteries. The optimal DoD to extend the second life of batteries is around 50%-60% of the initial capacity. Moderate charge-discharge ratios are recommended.

Results of simulations with the RNM where an energy storage system is installed in a distribution network:

- The DoD grade does not influence the results. In other words, the RNM results (costs, losses, meters of conductors, trenches, facades, etc.) vary depending on the number of premises.
- Increasing demand by 3% per year for 12 years in the network would imply a 65% increase in network costs.
- For the study network, the minimum additional costs respect to the base scenario, including operation and maintenance, occur with 2 locations for the batteries (29,000 €), which is more than acceptable.
- The effect of losses due to the storage system is almost zero.
- Locating the batteries in a single point would imply such a high power that they would have to be connected directly to a high voltage line, which, in addition to requiring such a line, would no longer benefit the medium voltage flows.
- The initial investment costs from the point of view of the private company owner of the batteries would amount to almost 2 million euros.

5. Conclusions

As data show, the penetration of electric vehicles has not been as expected so far. Even so, many predictions have shown that this situation will be reversed. Firstly, because it has an economic interest and secondly, because it has another environmental interest.

It has been demonstrated how the reduction of CO₂ emissions is possible with the implementation of electric vehicles. However, the rate of penetration of the electric vehicle must be accelerated if the objectives want to be achieved. On the other hand, a less positive impact on other resources used in the manufacture of batteries is expected. It is possible that resources such as lithium will be depleted before the end of the century. This situation could be reversed if batteries were reused, extending the life of lithium reserves and reducing the country's CO₂ emission factor.

Regarding the economic interest, the electric vehicle would allow the reduction of energy dependence on fossil fuels from abroad, which would help the security of supply to the European Union. The storage of large amounts of energy would also help security of supply by boosting renewable energies and improving the electricity system by flattening the demand curve and reducing idle installations. Electric car batteries tend to evolve by reducing their costs and increasing their performance. In addition, it has been proven that the degradation of the first life of batteries is not an impediment to their reuse in stationary storage systems.

From a technical point of view, it is possible to use the second life of batteries in distribution networks. The process of implementing this type of project will become easier as the batteries have greater capacity and the number of available batteries increases, a fact that will be achieved as the penetration of electric vehicles increases. Even so, the justification for this use does not come from the benefits for the distribution network, whose initial investment for the introduction of storage systems is low, but for the electricity system in

general, as already mentioned. At the moment, it is not economically justifiable from the point of view of a private company. First, because of the high initial investment required, and second, because of the low profit that can be made due to the high variability of electricity prices. It is expected that, as soon as the electricity market situation changes and batteries evolve, this will be reversed

Thus, the use of reused car batteries for distribution grids will be a more profitable option as batteries evolve, as there are clear regulations that allow it, and as the amount of self-consumption and distributed generation increases to make a more robust grid.

Índice

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 Motivación	5
1.2 Estado del Arte	8
1.3 Objetivos	9
1.4 Objetivos de Desarrollo Sostenible	10
Capítulo 2. Caracterización de la segunda vida	12
2.1 Consecuencias Medioambientales	12
2.2 Fin de la Utilidad para el Sector de la Automoción	18
2.3 Características Técnicas para la Segunda Vida	21
2.3.1 Preparación	21
2.3.2 Homogeneidad del Montaje	22
2.3.3 Longevidad	27
Capítulo 3. Metodología	30
3.1 Reference Network Model	30
3.2 Modelo Económico	33
Capítulo 4. Caso de estudio	35
4.1 Red de Estudio	35
4.2 Proyecciones de la Disponibilidad de las Baterías	37
4.3 Sensibilidades	39
Capítulo 5. Resultados	41
5.1 Comparación Escenario Base y Sensibilidades	41
5.2 Análisis	44
Capítulo 6. Conclusiones	47
Capítulo 7. Bibliografía	49
ANEXOS	55

Índice de figuras

Figura 1. Evolución del Vehículo Eléctrico en España	6
Figura 2. Demanda de Energía Nacional	7
Figura 3. Emisiones GEI en España por sectores	12
Figura 4. Previsión de necesidades de almacenamiento energético	15
Figura 5. Distribución Geográfica de los Recursos Mundiales de Litio	16
Figura 6. Perspectiva de la evolución de la demanda de litio mundial	16
Figura 7. Pérdida de capacidad y aumento de resistencia debido a efectos de calendario y ciclo en BEV y PHEV	19
Figura 8. Evolución de la pérdida de capacidad y aumento de resistencia interna de tres celdas de dos baterías homogéneas	22
Figura 9. Comparación de la vida útil del segundo uso con la degradación de la batería al final del servicio del automóvil.	23
Figura 10. Evolución de la pérdida de capacidad y aumento de resistencia interna de tres celdas de dos baterías heterogéneas.....	24
Figura 11. Predicción de la longevidad de la segunda vida de las baterías.....	28
Figura 12. Evolución capacidad restante de la segunda vida de baterías con diferentes políticas de control de carga	29
Figura 13. Curvas de la pérdida de capacidad de una batería bajo distintos ratios de carga.	29
Figura 14. Estructura típica de una red de distribución.....	31
Figura 15. Algoritmo para la obtención del callejero.....	32
Figura 16. Ejemplo de red de distribución creada por el modelo.....	32
Figura 17. Esquema resumen de los RNMs	33
Figura 18. Mapa de la red urbana a estudiar.....	35
Figura 19. Red de Distribución Greenfield creada a partir de la Figura 18	35
Figura 20. Proyección anual de la demanda de vehículos eléctricos.....	37
Figura 21. Predicción stock global vehículos eléctricos.....	38

Figura 22. Evolución anual de la demanda de energía eléctrica en España	39
Figura 23. Demanda de energía eléctrica horaria del Escenario Base.....	41
Figura 24. Demanda de energía eléctrica horaria del todos los escenarios	42
Figura 25. Coste adicional total en la red debido a la instalación del sistema de almacenamiento estacionario.....	42
Figura 26. Red de Distribución Brownfield reforzada con dos ubicaciones para las baterías	43
Figura 27. Evolución y predicción del precio de las baterías	45
Figura 28. Perfil de carga del sistema de almacenamiento.....	46

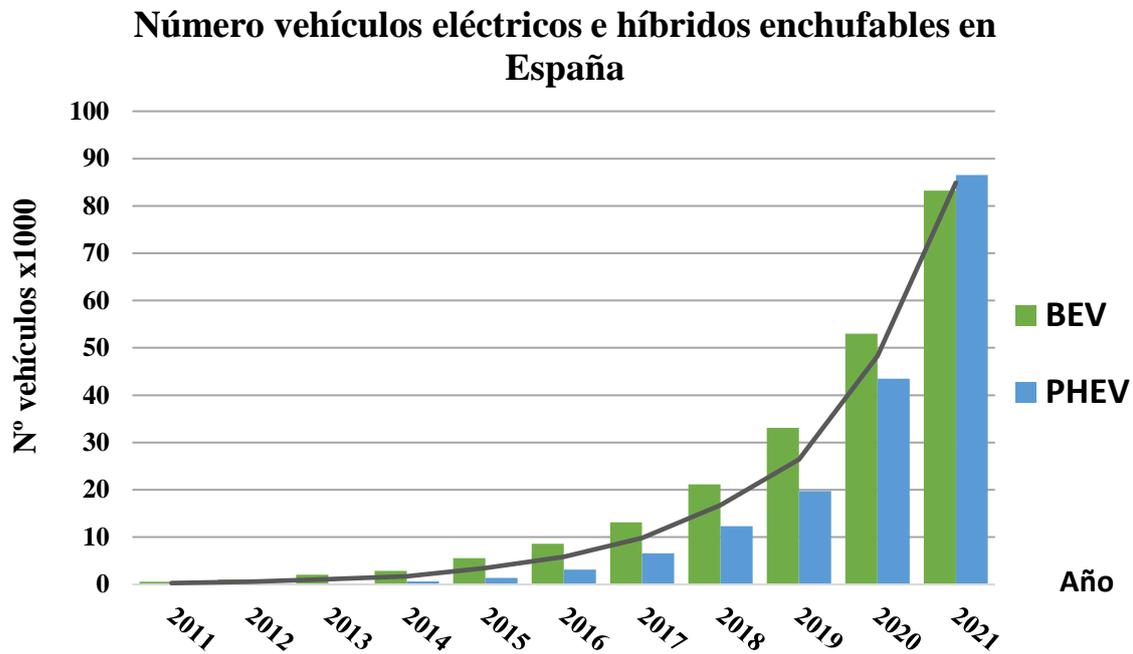
Índice de tablas

Tabla 1. Emisiones CO2 turismos por tipo de combustible	13
Tabla 2. Emisiones CO2 BEV	13
Tabla 3. Características Red de Estudio	36
Tabla 4. Costes Red de Estudio	36
Tabla 5. Zanjas, fachadas y postes iniciales de la Red de Estudio	36
Tabla 6. Incremento en costes y pérdidas en Escenario Base debido al aumento de la demanda.....	41
Tabla 7. Número de baterías por DoD.....	44

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

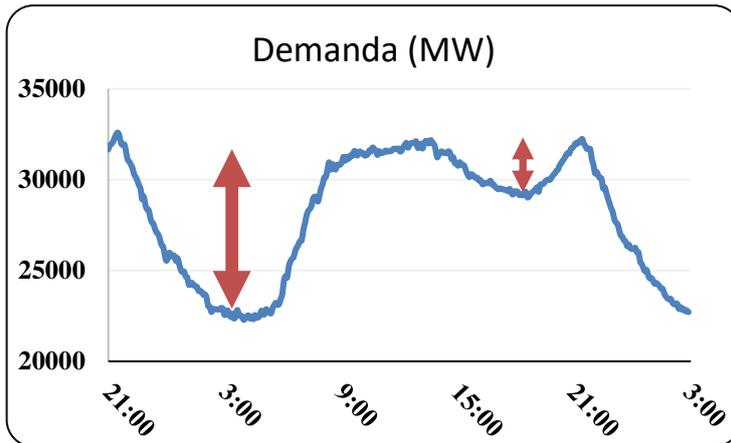
La creciente expansión del vehículo eléctrico es una realidad. El número de vehículos 100% eléctricos (BEV) e híbridos enchufables (PHEV) en España se incrementó más de un 75% en 2021, según EAFO (European Alternative Fuels Observatory) [1]. Las unidades vendidas en el país el último año suponen una cuota mercado del 2,8% para BEV y un 5,0% para PHEV [2]. A pesar de que estos números son inferiores a los de los principales países europeos, la penetración del coche eléctrico sigue su camino a un ritmo exponencial, tal y como muestra la Figura 1, hecho que hará que el automovilismo urbano cambie drásticamente en los próximos años. Ante este nuevo horizonte, la sociedad tiene la obligación de adaptarse a lo que supone el dejar atrás los vehículos convencionales de gasolina y valorar las oportunidades y limitaciones que los vehículos eléctricos traerán consigo. Las entidades públicas y privadas (fabricantes de coches) son las encargadas de promover esta transición hacia la movilidad sostenible, donde las electrolinerías y su desarrollo también tienen un papel clave. Las primeras deben tratar de dinamizar este proceso mediante los recursos pertinentes, como por ejemplo el Real Decreto 184/2022, por el que se establece la disponibilidad de 100.000 puntos de recarga en 2023 [3], o el programa MOVES III, que destina 400 millones de euros en ayudas a particulares que decidan comprar un coche eléctrico [4]. Por otro lado, los precios de venta de estos se irán reduciendo a medida que los fabricantes consigan reducir los costes de fabricación. Actualmente, los mayores costes de producción de coches eléctricos residen en las baterías. Es por ello que las investigaciones y desarrollos que se están llevando a cabo están centrados en la mejora, sobre todo en cuanto a capacidad, de las baterías. La penetración del coche eléctrico podría llegar a su fin cuando la capacidad de sus baterías aumente y se equipare a las de los coches convencionales, así como el precio de venta al público.



*Figura 1. Evolución del Vehículo Eléctrico en España
Elaboración propia*

Cabe recordar que este interés en la implantación del vehículo eléctrico como forma de transporte tiene varias explicaciones [5]. La primera es puramente económica. El coche eléctrico permitiría la reducción de la dependencia energética de combustibles fósiles del exterior, lo que ayudaría a la seguridad de suministro a la Unión Europea. La segunda explicación tiene que ver con el impacto medioambiental actual del sector transportes. Se estima que actualmente en España este sector consume un 42% de la energía consumida total, siendo esta cifra ligeramente menor para la UE (33%). La reducción de consumo de gasóleos y sus derivados para el sector automovilístico traería consigo una mejora en la calidad del aire, así como la reducción de emisiones de CO₂. La UE tiene como objetivo la emisión nula de este gas (equivalente) para el año 2050, siendo la movilidad eléctrica un fuerte impulso para la consecución de este. Pero la renovación del parque de vehículos no sólo va a traer consigo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y una forma de transporte más sostenible, sino que va a poner sobre la mesa problemas que todavía no se habían planteado. Uno de estos problemas es el aumento de consumo de litio, níquel y cobalto utilizado en las baterías, que traería consigo un gran impacto medioambiental.

Este trabajo plantea no sólo una posible solución al problema de reutilización de baterías, sino que también podría traer una posible respuesta a la resolución de otra cuestión de igual magnitud. Esta es la eficiencia del sistema eléctrico y la variabilidad de la curva de demanda eléctrica. En España, el perfil de la curva de demanda es muy variable. La razón principal



*Figura 2. Demanda de Energía Nacional
Fuente: REE*

es el gran peso que tiene el sector de servicios, que hace bien visible un valle y dos picos en la curva de demanda eléctrica diaria. El uso de baterías mejoraría la eficiencia del sistema eléctrica en cuanto que aplanaría la curva de demanda, lo que permitiría aprovechar mejor la infraestructura del

sistema. Además, se reduciría el número de instalaciones ociosas y habría una menor dependencia energética del exterior de combustibles fósiles. Para ello, lo que se plantea es analizar el efecto de este tipo de almacenamiento de energía en redes de distribución, estudiando diferentes escenarios y valorando los casos en los que se consigue mejorar la eficiencia del sistema.

1.2 ESTADO DEL ARTE

Actualmente, en España y en el resto del mundo, apenas se utilizan baterías como formas de almacenamiento de grandes cantidades de energía. Sin embargo, son muchos los organismos que están experimentando con baterías en diferentes tipos de redes. I-DE, la compañía distribuidora de Iberdrola ha inaugurado el primer sistema de almacenamiento de energía eléctrica con baterías de ion de litio para redes de distribución en España [6]. El sistema tiene una capacidad de 3 MWh, lo que hace que se pueda proporcionar energía hasta 5 horas en caso de interrupción de suministro. Las baterías permiten aprovechar mejor el recurso solar generado en el municipio murciano de Caravaca de la Cruz. En [7] se hace un análisis coste-beneficio del uso de baterías como forma de almacenar energía en redes eléctricas de distribución. El almacenamiento de energía en redes de distribución puede ayudar a suavizar la curva de demanda, y, por tanto, reducir la demanda máxima total. Se reducen los requisitos de capacidad, así como las necesidades de refuerzo de la red causadas por el crecimiento de la demanda a largo plazo. En [8] analizan el uso del almacenamiento distribuido como alternativa para reducir los refuerzos de la red. Como resultado, se puede concluir que a más refuerzo de la red se suele tener menores tasas de fallo, pero las baterías son más fáciles de instalar, especialmente en zonas urbanas donde las redes son mayoritariamente subterráneas. En [9] y [10] se investiga el uso de baterías en granjas fotovoltaicas, que es la aplicación principal que se les está dando a las baterías actualmente. Además, en esta última referencia se minimizan las pérdidas a través de la optimización de la ubicación de las baterías.

Por otra parte, se está estudiando la influencia de los coches eléctricos en la red eléctrica. Las investigaciones tienen, entre otros objetivos, desarrollar nuevas herramientas para la integración del vehículo eléctrico y tratar de optimizar la forma de recargar, que vendrá determinada, en gran parte, por el usuario. Esto es lo que, según Red Eléctrica, se denomina recarga inteligente [11].

La normativa actual exige el reciclado de al menos el 50% del peso de las baterías de los coches eléctricos. Para ir más allá, muchas otras compañías de vehículos están trabajando en darle una segunda vida a las baterías de sus vehículos, ya sean 100% eléctricos (BEV) o

híbridos enchufables (PHEV). Algunas de estas compañías son Toyota o Audi. Rivian, haciendo una apuesta novedosa e innovadora, da un paso más y diseña sus baterías de forma que facilite la reutilización de estas. Massachusetts Institute of Technology realiza un estudio similar al que se pretende con este trabajo: se investiga en granjas fotovoltaicas reutilizando baterías de coches eléctricos [12]. En China hay estudios donde se analiza la viabilidad económica del uso de baterías reutilizadas en zonas residenciales para almacenar energía de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo [13].

1.3 OBJETIVOS

Las cuestiones que se quieren resolver con este trabajo son las siguientes:

- Hasta qué punto son útiles las baterías de los coches eléctricos una vez no sirven para el sector del transporte. Esto sería un estudio de capacidad y económico. De capacidad porque para el uso en redes de distribución las baterías deben ser capaces de suministrar una energía mínima bajo ciertas condiciones, y económica, porque se estudiará el valor de la energía que las baterías pueden aportar a la red.
- Emplazamiento y cantidad de baterías en la red de distribución: Optimización de la ubicación de las baterías para los casos estudiados y conclusiones generales. Además, se tendrá en cuenta el número de baterías necesarias para esta optimización.
- Proponer un modelo económico en el que se establezca cómo y qué agentes se benefician del uso de baterías en redes de distribución.

1.4 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Entre los principales objetivos de desarrollo sostenible definidos por las Naciones Unidas, este trabajo colaborará en la ejecución de los siguientes:

7- Energía asequible y no contaminante



La justificación del uso de baterías en redes de distribución sería un paso importante para la reducción de obtención de energía procedente de centrales contaminantes. Además, los estudios económicos muestran que los principales beneficiados son los consumidores.

9- Industria, Innovación e Infraestructura



Se modernizaría la infraestructura y se reconvertiría la industria de energía eléctrica para que sea sostenibles, utilizando los recursos con mayor eficacia y promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales.

11- Ciudades y Comunidades Sostenibles



La capacidad de gestión de energía por parte de las baterías aumentaría considerablemente el número de ciudades y asentamientos humanos que adoptan e implementan políticas y planes integrados para promover la inclusión, el uso eficiente de los recursos, la mitigación del cambio climático y la adaptación a él.

12- Producción y consumos responsables



Se reduciría considerablemente la generación de desechos mediante actividades de reutilización y prevención, dando una segunda vida a las baterías una vez no sirven para el sector de la automoción.

Además, se lograría una gestión sostenible y se promovería el uso eficiente de los recursos naturales.

Capítulo 2. CARACTERIZACIÓN DE LA SEGUNDA VIDA

2.1 CONSECUENCIAS MEDIOAMBIENTALES

En este apartado se tratará de demostrar el beneficio medioambiental que traerá consigo la reutilización de las baterías de coches eléctricos, así como el efecto de la penetración del coche eléctrico en las emisiones de GEI.

Como se mencionaba anteriormente, la UE tiene como objetivo la reducción de emisión de gases de efecto invernadero. Los objetivos oficiales fijados son la reducción de estos gases un 55% para 2030, y más de un 80% para 2050, en comparación con las emisiones registradas en el año 1990 [14]. Además, se busca un mix energético en el que la participación de las energías renovables sea del 32%. El uso de baterías modificaría este porcentaje en cuanto que aumentase la capacidad instalada, tanto de almacenamiento estacional como diario, que es el uso propuesto para este trabajo.

Actualmente, el sector transporte supone el 27,7% del inventario nacional de emisiones de gases de efecto invernadero, tal y como se muestra en la Figura 3. Dentro de este sector, el transporte por carretera es, con diferencia, el que más emisiones aporta por delante del transporte marítimo, aéreo o ferroviario. A la vista de estos datos, resulta interesante ver como la descarbonización del sector transporte, así como el cierre de las centrales de carbón que se ha llevado a cabo en los últimos años, podría reducir significativamente las emisiones GEI del país. Una aproximación para cuantificar este escenario se realiza a continuación:

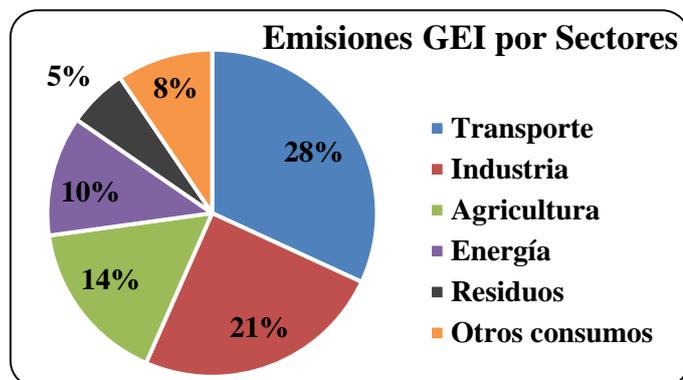


Figura 3. Emisiones GEI en España por sectores
Fuente: Ministerio de Transporte

	Gasóleo	Gasolina
Factores de emisión (kg CO ₂ /l)	2,488	2,236
Consumo medio (l/100 km)	5,7	7,6
Emisiones (kg CO₂/100km)	14,2	17

Tabla 1. Emisiones CO₂ turismos por tipo de combustible

Los factores de emisión están publicados por el Ministerio para la Transición Ecológica [15], mientras que los datos de consumo medio se obtuvieron en la página oficial de la DGT. Por otro lado, los consumos relacionados al vehículo 100% eléctrico son los siguientes:

	BEV
Factores de emisión (kg CO ₂ /kWh)	0,259
Consumo (kWh/100 km)	13
Emisiones (kg CO₂/100km)	3,4

Tabla 2. Emisiones CO₂ BEV

Respecto a los híbridos enchufables, el cálculo es más complejo. Tanto es así, que la UE va a endurecer las pruebas de emisiones para este tipo de vehículos porque se estima que pueden llegar a ser 2,5 veces más contaminantes de lo que está homologado [16][17]. De esta manera se llega a la conclusión de que, de media en España, un PHEV llega a emitir 11,7 kgCO₂/100km y no 4,4 kgCO₂/100km como establece WLTP.

Las emisiones de CO₂e en el año 2020 en España debido turismos son las siguientes, donde los datos para este cálculo se han obtenido del INE (kilómetros medios recorridos por un turismo anualmente) y de las series históricas de vehículos de la DGT (cantidad turismos gasolina y gasóleo):

$$\text{Gasóleo: } 14,2 \frac{\text{kgCO}_2\text{e}}{100\text{km}} * 12.500 \text{ km} * 13,5 \text{ mill turismos} = 24.000 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$\text{Gasolina: } 17 \frac{\text{kgCO}_2\text{e}}{100\text{km}} * 12.500 \text{ km} * 11 \text{ mill turismos} = 23.400 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$\text{Emisiones 2020 en España debido a turismos} = 47.400 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

Esto, sumado a las emisiones de otros tipos de vehículos (incluidos eléctricos, aunque su aportación es residual) hace un total 74.000 kt CO₂e correspondiente al sector transporte. A continuación, se considera el escenario propuesto la Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (ANFAC), en el que se considera la presencia de **3 millones** de

vehículos BEV y PHEV para el año 2030. Siendo coherente con la mejora que se están realizando en las baterías y con las limitaciones que van a sufrir los vehículos híbridos enchufables, se supone una proporción del 65% BEV-35% PHEV para el año 2030. Además, se supondrá una disminución del 7,5% de turismos gasóleo y gasolina respecto a 2020. De esta manera, se obtienen las siguientes emisiones GEI para 2030 correspondientes a turismos:

$$\text{Gasóleo: } 14,2 \frac{\text{kgCO}_2\text{e}}{100\text{km}} * 12.500 \text{ km} * 13,5 \text{ mill turismos} * 92,5\% = 22.000 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$\text{Gasolina: } 17 \frac{\text{kgCO}_2\text{e}}{100\text{km}} * 12.500 \text{ km} * 11 \text{ mill turismos} * 92,5\% = 21.600 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$\text{BEV: } 3,4 \frac{\text{kgCO}_2\text{e}}{100\text{km}} * 12.500 \text{ km} * 3 \text{ mill turismos} * 65\% = 800 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$\text{PHEV: } 11,7 \frac{\text{kgCO}_2\text{e}}{100\text{km}} * 12.500 \text{ km} * 3 \text{ mill turismos} * 35\% = 1.500 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

$$\text{Emisiones 2030 en España debido a turismos} = 45.900 \text{ kt CO}_2\text{e}$$

Lo que supone una **reducción del 3,2%** de las emisiones debidas a turismos respecto a 2020. No es una cifra muy alentadora, sobre todo viendo los objetivos establecidos por la UE para ese año. Para 2050 se espera que esta cifra alcance el 58% [18].

La reutilización de las baterías para el almacenamiento de energía forma una parte fundamental de la transición energética porque permitiría flexibilizar la producción de energías renovables y garantizaría su integración en el sistema. Esta incorporación se vería reflejada en el factor de emisión de CO₂e de la generación nacional, viéndose reducido de forma proporcional a la cantidad de energía de las baterías. Haciendo una gestión de las baterías de la forma que propone este trabajo (explicada en el punto 3.2), el factor de emisión de CO₂e asociado a cada comercializadora también se vería modificado.

Los escenarios marcados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima y por la Estrategia a Largo Plazo muestran (Figura 4) una previsión sobre las necesidades mínimas de almacenamiento energético para la consecución de la descarbonización del sistema eléctrico. “Para cubrirlos, se estima pasar de los 8,3 GW disponibles en la actualidad, aportados en su mayor parte por sistemas de bombeo y de almacenamiento térmico en centrales termosolares, a un valor de alrededor de 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050 de potencia de almacenamiento energético total disponible en esos años, aportado por un amplio espectro de tecnologías”.



Figura 4. Previsión de necesidades de almacenamiento energético
Fuente: PNIEC y ELP: Estrategia de Almacenamiento Energético

Además, tal y como se muestra en la gráfica, el crecimiento de las previsiones de necesidades es mayor para el tipo de almacenamiento elegido para el caso de estudio. Las sensibilidades del caso de estudio se basarán en distintas estrategias de descarga de baterías, como puede ser el “peak shaving”, en el que se ajusta a la demanda diaria de la red estudio.

Por otro lado, la penetración del coche eléctrico traerá consigo el aumento de los recursos necesarios para la fabricación de las baterías. En la actualidad, el tipo de batería más empleada para los coches eléctricos son las baterías iones-litio. Estas baterías tienen grandes ventajas respecto a otro tipo de baterías como la de níquel-cadmio. Cuentan con una elevada densidad energética, tienen un peso menor y destaca su gran eficiencia energética, lo que se traduce en un mayor rendimiento y un mejor aprovechamiento de la energía. También tienen una mayor vida útil, al no tener efecto memoria. La Figura 5 se muestra la distribución

geográfica mundial de los recursos de litio. Es importante diferenciar entre recursos y reservas. La primera se refiere a los depósitos confirmados y estimados, mientras que reservas hace alusión a los depósitos conocidos. Casi el 60% del recurso de litio se encuentra en América del Sur, sobre todo en Chile, Bolivia y Argentina. Aquí se encuentran los mayores depósitos de salmuera de litio, mientras que en Australia (5,3% de los recursos totales) se encuentra el mayor depósito de minerales de litio. En Europa, los países que cuentan con mayores recursos son Alemania, República Checa y Serbia (3,5% del total).

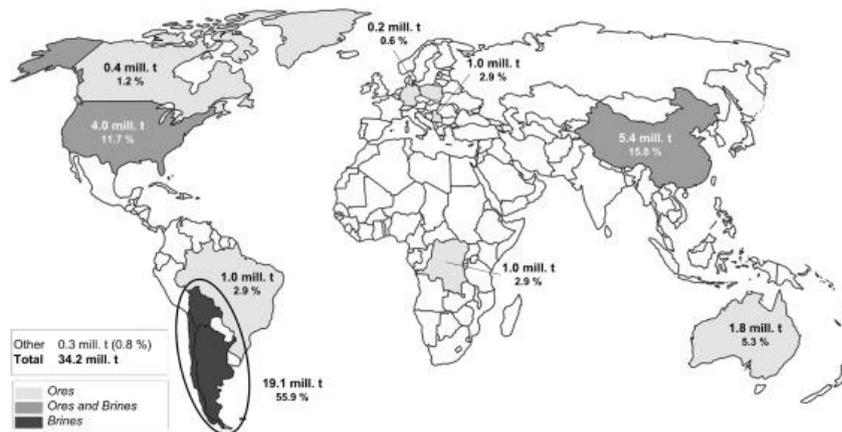


Figura 5. Distribución Geográfica de los Recursos Mundiales de Litio
Fuente

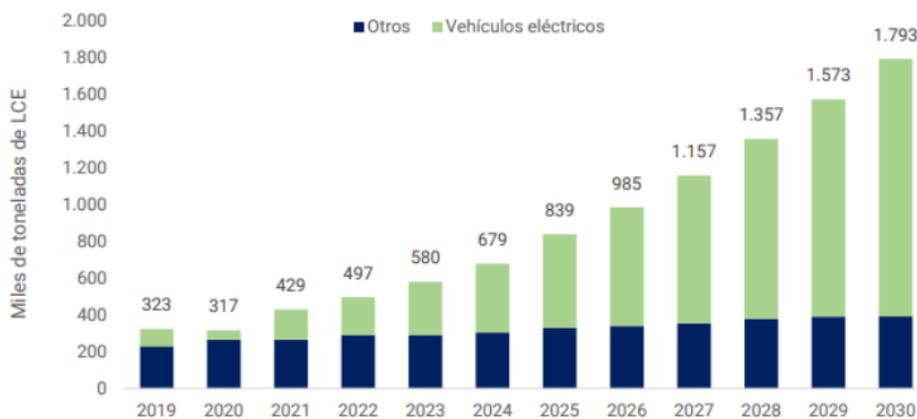


Figura 6. Perspectiva de la evolución de la demanda de litio mundial
Fuente [20]

Hay que tener en cuenta que la demanda de litio no está cubierta únicamente por el sector de las baterías. Otros usos del litio son cerámica y vidrio, metalurgia o grasas y lubricantes. La evolución de la demanda del litio se muestra en la Figura 6, elaborado por el Ministerio de Desarrollo Productivo de Argentina. Según las previsiones, la demanda en el año 2030 sería

un 465% mayor a la demanda de 2020. Además, se diferencia la creciente demanda destinada a la fabricación de baterías de coches eléctricos frente a la constante demanda de los otros usos mencionados previamente. Estos datos y previsiones llevan a hacerse la pregunta de cuál es la cantidad de litio restante en la Tierra. Para ello se necesitan modelos más complejos que supongan distintos escenarios de demanda y oferta de litio. Esto mismo hicieron los investigadores de LUT-Augsburgo [19][20]: examinaron varios modelos para determinar la cantidad de litio restante en la Tierra, con estimaciones que varían entre 20 y 95 millones de toneladas (Mt). Elaboraron cuatro escenarios de suministro de litio. En el peor de los casos, no se descubrirán recursos adicionales de litio. Eso dejaría a la humanidad 26 Mt de litio. Los otros escenarios asumieron existencias restantes de 41, 56 y 73 Mt, en el que se descubrirían nuevos depósitos de litio. Respecto a la demanda futura, se modelaron ocho escenarios, teniendo en cuenta variables como la adopción de vehículos eléctricos, los usos de segunda vida de las baterías y el reciclado y la integración del vehículo en la red. Utilizando los dos conjuntos de escenarios, los investigadores obtuvieron 18 resultados, cada uno de los cuales destacaba un año diferente en el que se agotarían los suministros de litio. En el escenario base se suponían 3 billones de turismos eléctricos para el año 2050, un reciclado del 95% de las baterías en 2020 que se eleva hasta el 99% en 2050 y una vida útil de las baterías de 8 años para los turismos y otros 8 para la segunda vida. Las simulaciones muestran, para este escenario, que la oferta y la demanda se mantendrían equilibradas durante la próxima década, y la oferta incluso superaría la demanda hasta mediados de siglo, pero a partir de ese momento, la escasez se haría sentir. El litio se agotaría más allá del año 2100. En cambio, para el escenario con baja rendimiento de reciclaje (75%), misma oferta de litio, y mismas suposiciones, se tiene que el litio se **agotaría 30 años antes**. Parte del resultado se debe a que la demanda emergente es satisfecha por el litio reciclado de las baterías, siendo este un claro ejemplo de economía circular. Por último, habría que tener en cuenta el incremento de la demanda de otros materiales utilizados las baterías. Según informa Rystad Energy [21], el suministro de níquel para las baterías podría colapsar para 2024, cuando la demanda mundial aumente de los 2,5 millones de toneladas a 3,7.

Las siguientes secciones del capítulo 2 se centran en parámetros técnicos de las baterías, tanto de la primera como de la segunda vida. Los parámetros que se han considerado relevantes para el estudio del rendimiento de las baterías son: años de vida útil, pérdida de capacidad, aumento de resistencia interna, efectos de ciclo de carga-descarga, efectos de calendario y potencia de carga-descarga. El precio de las baterías es otro parámetro que se tendrá en cuenta en la sección de análisis.

2.2 FIN DE LA UTILIDAD PARA EL SECTOR DE LA AUTOMOCIÓN

La comprensión de la vida automotriz de las baterías es crítica para la predicción de la disponibilidad para el segundo uso, así como el estado de salud las baterías. Para ello hay que tener en cuenta diversos factores y variables que hacen complicado responder a esta cuestión. Los aspectos más relevantes, de acuerdo con NREL (National Renewable Energy Laboratory), son los siguientes [22]:

- Desarrollo de un método para predecir la degradación de las baterías en función del ciclo de trabajo, entorno y tiempo.
- Comprensión de cómo los conductores de PEVs (Plug-in Electric Vehicle) tomarán las decisiones de sustitución de las baterías.
- Contabilizar la amplitud de los ciclos de trabajo y los entornos que experimentarán las baterías de los PEVs de tal manera que los métodos de predicción de la degradación de las baterías pueden ser aplicados al servicio del automóvil.

La cuantificación del funcionamiento disponible de una batería requiere entender la degradación de esta. La predicción de la degradación de baterías en determinadas condiciones es actualmente un área de investigación muy amplia dentro del mundo de las baterías. Desde un punto de vista técnico, los principales parámetros utilizados para la caracterización de las baterías son la capacidad y la resistencia interna. NREL ha desarrollado un modelo en el que junta datos empíricos de la evolución de la capacidad y resistencia interna de las baterías de los coches, con principios básicos físicos más complejos, de forma que se obtiene un modelo semi empírico que permite extrapolar para

distintas situaciones. Se tienen en cuenta por separado los efectos en la capacidad y la resistencia interna mediante mecanismos de ciclos de carga-descarga y basados en el calendario, que abordan la degradación que se produce incluso en ausencia de flujo de corriente. Los efectos no lineales, temperatura y DoD (Depth of Discharge) están también incluidos. Se aplica este modelo a una vida útil del vehículo de 15 años, momento en el que aproximadamente el 67% de los vehículos han sido retirados del servicio [23]. Se aplica el modelo para computar el SoH (State of Health) de baterías de 91 PEV durante 15 años de servicio, teniendo en cuenta estudios realizados en los que se demuestra que factores como el patrón de conducción y el clima tiene mayor efecto que otros aspectos como la agresividad de conducción, la gestión térmica del vehículo y la batería o la infraestructura de recarga. Los escenarios empleados por NREL en [22] predicen la degradación de la batería para un escenario de clima frío (MNP-Minneapolis), moderado (LA-Los Ángeles) y cálido (PHX-Phoenix). Cada vehículo recorrió más de 12.800 kilómetros anuales. Además, para cada caso se tenía un vehículo 100% eléctrico y un híbrido enchufable. El primero tenía una autonomía de 120 kilómetros, batería 22,1 kWh operada con un SoC (State of Charge) 0-100%, mientras que la batería del PHEV era de 7,74 kWh y operaba con un SoC 20-100%. La recarga de los

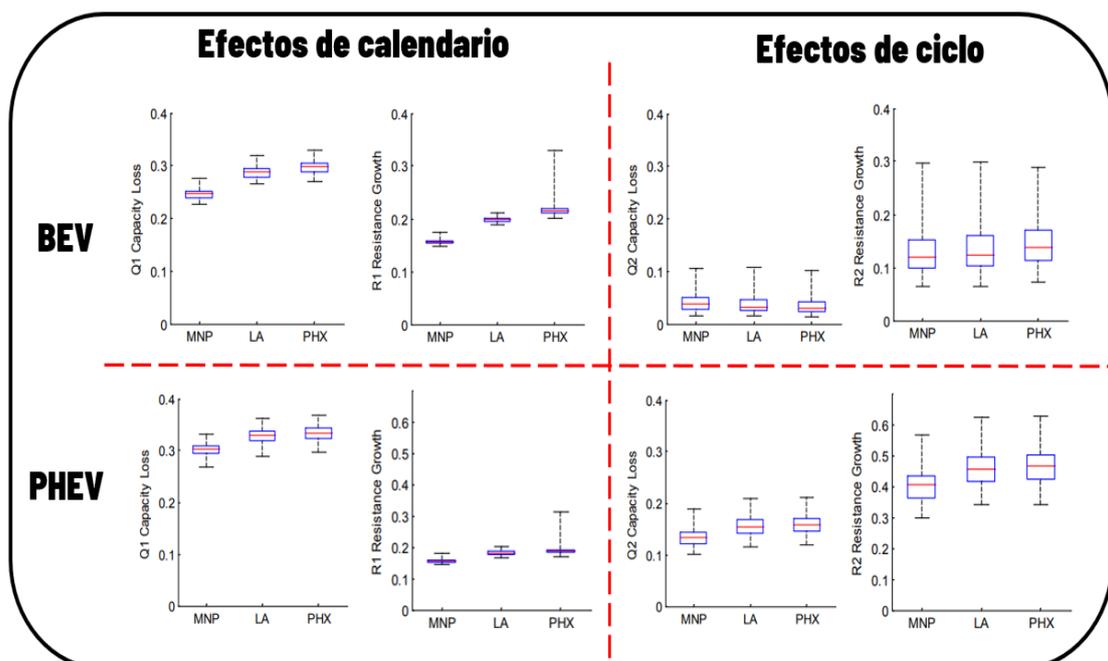


Figura 7. Pérdida de capacidad y aumento de resistencia debido a efectos de calendario y ciclo en BEV y PHEV
Fuente [23]

vehículos se realizó a nivel doméstico 6,6 kW. Los resultados muestran que, para ambos tipos de vehículos, BEV y PHEV, la pérdida de capacidad de las baterías se debe principalmente por efectos de calendario y no tanto por efectos de ciclos de carga. Esta pérdida de capacidad se sitúa en torno al 25%-32% (15 años), siendo mayor la degradación para climas cálidos. Además, la pérdida de capacidad debido a efectos de calendario y ciclos de carga es superior para PHEVs. Respecto al aumento de la resistencia interna de las baterías, los efectos de calendario tienen mayor peso que los ciclos de carga para los BEV (19% y 13%), mientras que para PHEVs ocurre lo contrario (17% y 44%).

Una vez se tiene una referencia del SoH de la batería al final de la vida del vehículo, es importante saber si el momento de retirada de la batería de un PEV automoción coincide o es anterior/posterior. Esto requiere conocer las decisiones de sustitución de la batería del PEV, que pueden tomarse sobre múltiples supuestos. Se resumen en dos:

- 1) En los casos en los que la **garantía** de la batería garantiza unos requisitos mínimos de rendimiento disponibles, la decisión de sustitución puede ser sencilla. Actualmente, la batería del Tesla Model 3, al igual que la del Renault Zoe, está garantizada para permanecer por encima del 70% de su capacidad durante su plazo de 8 años o 160.000 kilómetros [24][25]. La garantía ofrecida por Kia para el e-Niro es permanecer también un 70% por su capacidad inicial durante 7 años 150.000 kilómetros [26].
- 2) Si se considera que el vehículo es propiedad del usuario, la mayoría de las decisiones de sustitución de la batería serán tomadas por el propietario. Las motivaciones a tener en cuenta son aquellas que tienen **implicaciones económicas** para el usuario, como puede ser aumentar la autonomía del vehículo, disminuir el coste por combustible o aumentar el valor de reventa.

En definitiva, se espera que la mayoría de las baterías de los vehículos eléctricos se encuentren disponibles para otros usos al final de 12-15 años de vida automovilística [27] y hayan sufrido una pérdida de capacidad del 20%-30%. Los posteriores análisis tendrán en cuenta estos resultados.

2.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA LA SEGUNDA VIDA

Una las principales cuestiones a tener en cuenta en referencia a la longevidad y las características de las baterías es la aplicación que se le va a dar en su segunda vida. El uso propuesto en este trabajo, que será explicado más adelante con más detalle, se basa en el “peak shaving” (afeitado de picos) de la curva de demanda de redes de distribución. Los requerimientos necesarios para ello son distintos a los que pueden exigir otras aplicaciones como puede ser los de una granja fotovoltaica. Para ese caso, las baterías necesitan tener una potencia pico mayor para poder ajustarse a la radiación solar, mientras que para el uso propuesto la potencia pico no será un factor crítico ya que se pretende cargar a potencia moderada en horas de baja demanda.

2.3.1 PREPARACIÓN

El correcto funcionamiento de las baterías para la aplicación elegida exige previamente la realización de análisis o test que determinen la capacidad real, la salud de los componentes internos y una clasificación para posteriormente ser ensamblada. Estas pruebas o análisis, que se realizarán a nivel de celda¹, y que están estandarizados por la normativa USABC para verificar el SoH son los siguientes [28]:

- Test de capacidad. Se determina cuánta electricidad pueden almacenar durante la carga y devolver durante la descarga a diferentes temperaturas y ratios de descarga.
- Test de pulsos. Se determina la resistencia interna de la batería y las pérdidas de prestaciones de potencia máxima.

En el Anexo 1 y Anexo 2 se detallan los pasos para la realización de las pruebas. Una vez realizadas ambas pruebas, las celdas serán identificadas como aptas o no aptas. Si son clasificadas como no aptas deberían gestionarse como residuos según la normativa que aplique. En caso de ser aptas y mostrar una correcta respuesta a las pruebas realizadas, las

¹ La celda es una unidad única que convierte energía química en energía eléctrica, mientras que la batería es un conjunto de celdas.

celdas estarían listas para ser ensambladas y formar parte del equipo de almacenamiento estacionario.

2.3.2 HOMOGENEIDAD DEL MONTAJE

En segundo lugar, se deberá tener en cuenta la homogeneidad de las baterías montadas. Esto es comprobar cuál ha sido la procedencia de la primera vida de las celdas y valorar el estado en el que se encuentran al final de esta para ver si es posible su montaje con el resto de las celdas. En [29] se realizó un estudio en el que se llevaron a cabo pruebas con pilas agrupadas de forma homogénea y heterogénea para ver la diferencia de rendimiento. La Figura 8 muestra la evolución de la pérdida de capacidad y aumento de resistencia interna de tres celdas de dos baterías homogéneas distintas (Figura 8(a) y 8(b)) en función del número de ciclos equivalentes (Full Equivalent Cycles). La parte subrayada representa la evolución de la segunda vida de cada una de las celdas, mientras que la parte sin subrayar representa la evolución de la primera vida de las baterías. La diferencia entre la evolución de cada una de las celdas de cada una de las figuras es el DoD empleado para cada trío de celdas en la primera vida (80%-Figura 8(a) y 35%-Figura 8(b)) y la velocidad de carga de estas. El uso de la segunda vida para todas las celdas fue el de suavizar curva de potencia. Para más detalles de las condiciones de las pruebas, ver el Anexo 3.

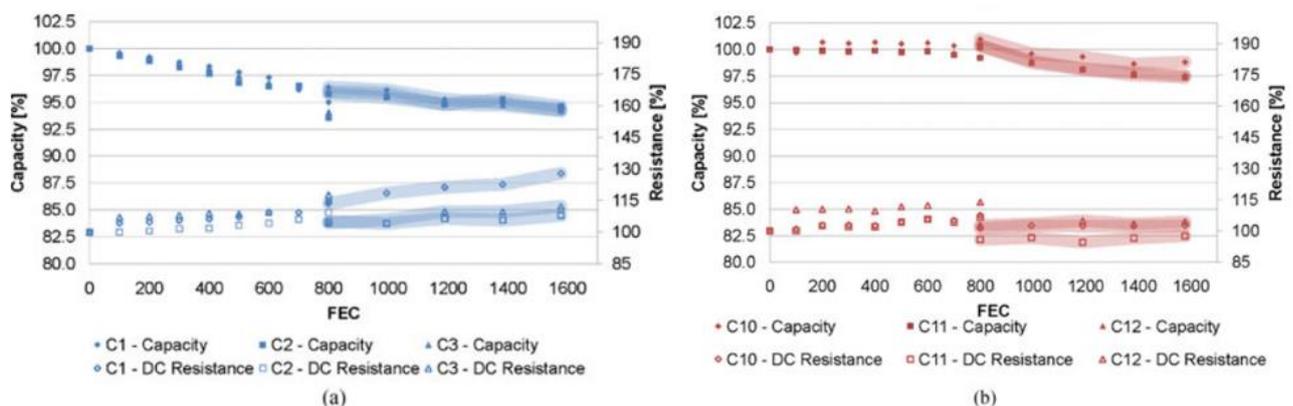


Figura 8. Evolución de la pérdida de capacidad y aumento de resistencia interna de tres celdas de dos baterías homogéneas. Fuente [29]

La evolución de la capacidad de cada una de las celdas dentro de cada batería (C1, C2 y C3 en la batería 1. C10, C11 y C12 en la batería 2) es prácticamente la misma para la primera vida y segunda vida. Respecto a la Figura 8(b), se observa un aumento de la capacidad al

comienzo de la primera vida por encima del 100%, que se atribuye al efecto del electrodo pasivo. La evolución de la resistencia interna de las celdas es muy similar, aunque hay cierta desviación debido a la forma la calcularla. Además, se tiene que apenas hay pérdida de capacidad en la primera vida de las celdas. Esto se debe a que todas las celdas (batería 1 y 2) se sometieron a 800 ciclos equivalentes en la primera vida (lo que corresponde 3,2 años según el autor) y más de 4 meses de segunda vida, que, según [29], que corresponde a 8 años en la aplicación de integración de energía renovables que se pretende. Sin embargo, habría que evaluar el efecto del envejecimiento debido al calendario para que la estimación del rendimiento de la batería sea completa y precisa, tal y como se demostró en la sección 0 para la primera vida y se demuestra en la siguiente gráfica para la segunda vida.

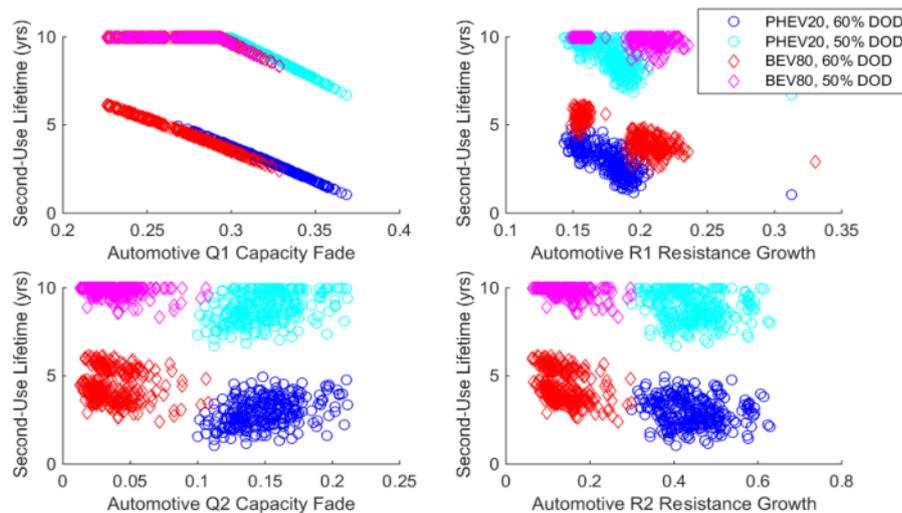


Figura 9. Comparación de la vida útil del segundo uso con la degradación de la batería al final del servicio del automóvil. Fuente [22]

La Figura 9, fuente de NREL [22], muestra la fuerte correlación que tiene la duración de la segunda vida de las baterías con la pérdida de capacidad debido a los efectos del calendario (Q1). En cambio, no se aprecia fuerte correlación entre la duración de la segunda vida y la pérdida de capacidad debido a los efectos de ciclo de carga-descarga (Q2). Se estableció un límite superior de 10 años de segunda vida, justificado en la sección 2.3.3. Respecto al aumento de resistencia debido a efectos de calendario (R1) y ciclos de carga-descarga (R2),

se concluye que tampoco tiene una notable correlación con la duración de la segunda vida de las baterías.

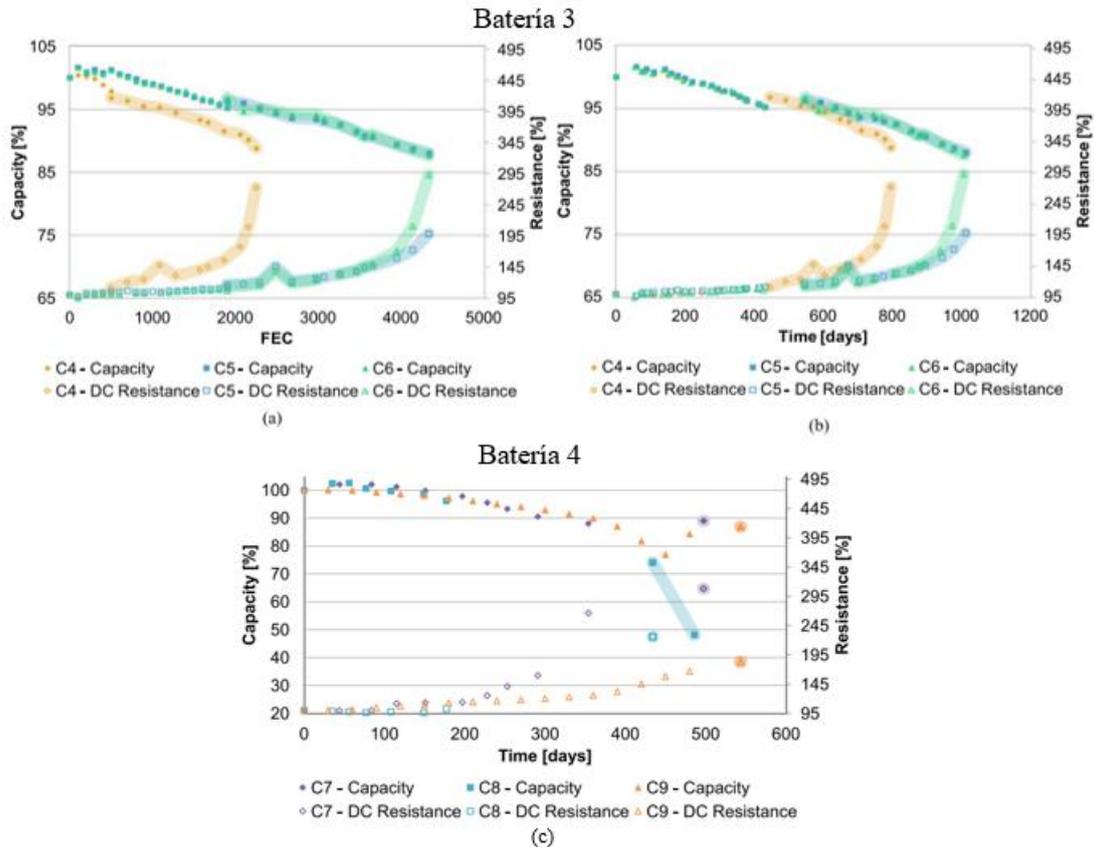


Figura 10. Evolución de la pérdida de capacidad y aumento de resistencia interna de tres celdas de dos baterías heterogéneas Fuente [29]

Las celdas que forman la batería heterogénea 3 se seleccionaron considerando un nivel de heterogeneidad limitado. Las celdas C5 y C6 fueron sometidas a idénticas condiciones de envejecimiento de primera vida, mientras que la celda C4 fue sometida a condiciones de más exigentes. Por otro lado, se tiene la batería 4, que fue ensamblada con celdas cuyas condiciones de funcionamiento (temperatura, DoD, SoC, ratio de carga y FEC) de la primera vida había sido muy dispares. La Figura 10 muestra la evolución de la capacidad y la resistencia interna de las 6 celdas que forman las baterías heterogéneas 3 y 4 frente al número FEC y el tiempo de prueba, ya que en este caso el número de ciclos completos por día varía entre las celdas seleccionadas durante el primer y segundo uso.

○ Batería 3

Las tres celdas experimentaron un comportamiento de envejecimiento muy similar durante la primera vida, como puede observarse en la Figura 10(b). Sin embargo, la celda C4 experimentó un desvanecimiento más rápido de capacidad por FEC, como muestra la Figura 10(a). Como consecuencia de la disminución de frecuencia de los ciclos después de una fase intensiva en la transición de la primera a la segunda vida, se registró un aumento de la capacidad en las celdas C5 y C6, tal y como se informó en estudios anteriores en [30]. El rendimiento del envejecimiento de las tres celdas durante la segunda vida (según la aplicación de “peak shaving”) mostró una tendencia muy similar durante los primeros seis meses. Después de ese tiempo, la celda C4 experimentó una aceleración significativa del aumento de la resistencia interna y desvanecimiento de la capacidad. En el caso de las celdas C5 y C6, se experimentó una aceleración homóloga en la tendencia de envejecimiento. Los test realizados comprendieron la operación de dos años en un solo mes de prueba. De acuerdo con los resultados experimentales, la celda C4 soportaría los ciclos equivalentes a unos 12 años de funcionamiento en la aplicación de “peak shaving” de segunda vida considerada antes de experimentar el llamado codo de envejecimiento. En cambio, las celdas C5 y C6 podrían soportar unos 20 años de funcionamiento antes de que se produzca dicho fenómeno.

○ Batería 4

Como se puede observar en la Figura 10(c), la capacidad restante de las tres celdas era diferente al final de la primera vida, del mismo modo que la resistencia interna. En cuanto al envejecimiento de la segunda vida, las tres celdas consideradas mostraron una evolución desigual. La celda C7, con aproximadamente un 88% de capacidad restante al final de la primera vida, mostró una recuperación de capacidad muy pequeña en la transición de la primera a la segunda vida. Por el contrario, la resistencia interna mostró un aumento significativo en esta transición (aprox. 65%). La tendencia de evolución en la primera vida provocó un cambio brusco en el envejecimiento de la celda. Tras unas semanas de pruebas en segunda vida, dicha celda se hinchó y tuvo que ser retirada de las pruebas. En el caso de la celda C8, las pruebas de segunda vida comenzaron después de aproximadamente 240 días

de almacenamiento entre el final de la primera vida y el comienzo de la segunda. La celda C8 fue sometida a altos ratios de carga/descarga durante la primera vida útil, lo que puede considerarse la causa principal de esa repentina disminución de la capacidad del 95% a aproximadamente el 80% en la transición de primera a segunda vida. Del mismo modo, la resistencia interna pareció experimentar un aumento significativo durante el último período de la primera prueba de vida (desde el 100% hasta 225% aproximadamente). Tal alteración en la evolución de la capacidad y resistencia interna sugiere un cambio en el patrón de envejecimiento que conduce al denominado codo de envejecimiento. Después de sólo un mes de pruebas de segunda vida, la capacidad de la celda disminuyó hasta el 43% de la capacidad inicial, lo que confirma la brusca caída de rendimiento registrada en la transición de primera a segunda vida. La celda se retiró de las pruebas al no poder cumplir con el perfil de ensayo debido a la muy baja energía que podía suministrar.

La celda C9 fue sometida a un envejecimiento por calendario durante la primera vida. Al final de la primera vida, la celda seguía conservando el 84% de su capacidad inicial. La resistencia interna siguió creciendo hasta un 166%. Después de unos 100 días de almacenamiento en la transición de la primera vida a la segunda vida, la celda C9 mostró una ligera recuperación de la capacidad, pero la resistencia interna siguió aumentando hasta el 183%. Un aumento tan significativo de la resistencia interna durante la transición de la primera a la segunda vida útil sugiere de nuevo una aceleración del envejecimiento, que se produjo entre los 300 y los 400 días de prueba. Al igual que en el caso de la celda C7, se hinchó después de unas semanas de pruebas de segunda vida y se retiró inmediatamente del montaje experimental.

Se concluye que para un correcto funcionamiento del pack de baterías instaladas en el sistema de almacenamiento estacionario global se deberá ensamblar cada batería de la forma más homogénea posible, pudiendo incorporar celdas limitadas cuyas condiciones de primera vida han sido diferentes al grueso del resto de celdas de cada batería.

2.3.3 LONGEVIDAD

En el modelo empleado por NREL se predice la degradación de la capacidad y el aumento de la resistencia interna de las baterías, pero estos resultados no son indicativos al 100% del rendimiento restante. Por ejemplo, una pérdida de capacidad del 30% no significa que se haya perdido el 30% del valor de la batería. La batería podría operar un par de ciclos más antes de volverse inutilizable, lo que se traduciría en una pérdida de valor enorme, o podría seguir funcionando sin sufrir pérdida de capacidad apenas, lo que implicaría muy poca pérdida de valor. Como muestran los ejemplos, el rendimiento restante de las baterías depende del número de ciclos restantes y del tiempo. Para ello, NREL realizó otras simulaciones en las que se simulaba la longevidad de la segunda vida de las baterías simuladas previamente [22]. El fin de la segunda vida de las baterías se definió como el punto en el que las baterías no pueden operar el ciclo de carga-descarga definido al menos por encima de la tensión mínima permitida de la celda y el 0% de SoC. El ciclo de carga-descarga definido fue un proceso de “peak shaving” que consiste en dos horas de descarga a potencia constante por la tarde y seis horas de carga a potencia constante por la noche, durante 252 días al año. Se asumió una temperatura media de 10°C por encima de la temperatura ambiente media nacional de Estados Unidos de 11,2°C para representar de forma conservadora los efectos combinados del contenedor de la batería, la generación de calor durante la descarga y la irradiación solar si la batería se encuentra en el exterior. Esta temperatura efectiva también puede ser representativa de la ubicación de la batería dentro de una instalación de clima controlado con refrigeración moderada. Respecto al DoD empleado en las simulaciones, está limitado debido a dos factores. El primero, grandes DoDs no son posibles ya que si, por ejemplo, una batería ha perdido un 30% de su capacidad no se podría trabajar con ciclos de más de un 70% de DoD, puesto que está referenciado a la capacidad al comienzo de la vida de las baterías. En segundo lugar, no es razonable el uso de DoDs excesivamente bajos que alarguen muchos años la segunda vida. Hay que recordar que las baterías ya han tenido una primera vida para el sector de la automoción de 15 años y no han sido diseñadas para exceder considerablemente la vida de los vehículos. Por lo tanto, otros procesos no tenidos en cuenta para el modelo de degradación de la batería, como la corrosión, fallo de las juntas de celdas, fatiga de las conexiones eléctricas o efectos

electroquímicos, podrían ser los responsables de los fallos de las baterías si se alarga la segunda vida de estas. Por estas razones, se decidió emplear ciclos con DoD de 50% y 60% y un uso máximo de 10 años de segunda vida. En la Figura 11 se muestra las medianas de las simulaciones realizadas de la longevidad de las segundas vidas de las baterías para las condiciones establecidas.

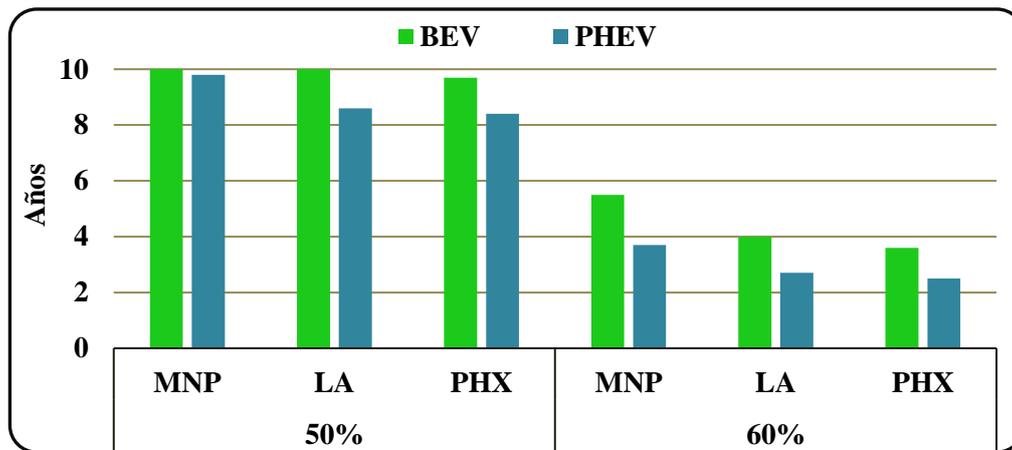


Figura 11. Predicción de la longevidad de la segunda vida de las baterías
Fuente [22]

Los resultados muestran que, al igual que las simulaciones para el sector automoción, la diferencia entre climas moderados y cálidos (Los Ángeles y Phoenix) son menores que la diferencia entre climas fríos y moderados (Minneapolis y Los Ángeles). Por otro lado, las baterías retiradas de los híbridos enchufables tienen una esperanza de segunda vida menor que las baterías retiradas de vehículos 100% eléctricos, debido a una combinación de mayor crecimiento de la resistencia interna y desvanecimiento de la capacidad basado en los ciclos del servicio de automoción. Por último, la diferencia entre un DoD del 50% y 60% resulta en una mayor longevidad de la segunda vida de las baterías para un DoD del 50%, llegando en algunos casos al límite superior de 10 años establecido. Para un DoD del 60% apenas se superan los 5 años de segunda vida.

MIT ha realizado estudios sobre la segunda vida de las baterías de coches eléctricos aplicada a granjas fotovoltaicas, donde se realiza un ciclo diario de carga/descarga. Estas condiciones son similares a las que se pretende en este trabajo, aunque las horas de carga/descarga no

sean las mismas que las que se usarán para mejorar una red de distribución. En [12] también se demuestra que usando menores DoDs se consigue alargar la segunda vida de las baterías:

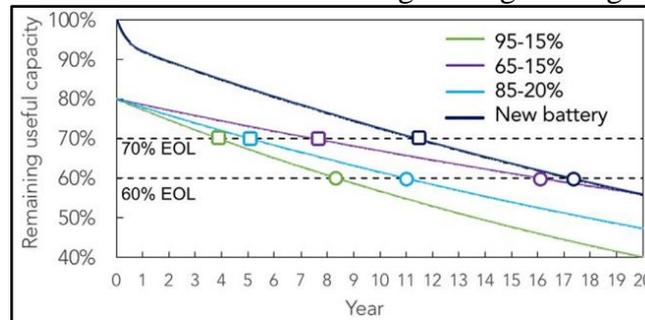


Figura 12. Evolución capacidad restante de la segunda vida de baterías con diferentes políticas de control de carga
Fuente [12]

La leyenda de la figura superior está referida a los SoC empleados para cada batería. Por lo tanto, el DoD usado para cada batería es 80% para la verde, 50% para la morada y 65% para la azul. Se supuso un 80% de capacidad restante al comienzo de la segunda vida. Como muestra el gráfico, la menor pérdida de capacidad (se supuso lineal) se produce con un DoD de 50%. Además, se tiene que para un DoD de 50% y 60% se mantiene una capacidad de más del 60% de la capacidad original tras 10 años de segunda vida. El 70% de la capacidad original se alcanzaría entre los 4 y 8 años de segunda vida, dependiendo del DoD.

Por último, se destaca la importancia del uso de ratios de carga descarga moderados, tal y como se muestra en la Figura 13. 1C significa que la batería se carga (o descarga) en 1 hora, mientras que el ratio 2C lleva el proceso de carga (o descarga) en media hora.

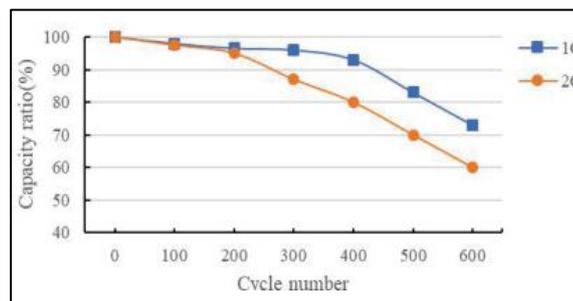


Figura 13. Curvas de la pérdida de capacidad de una batería bajo distintos ratios de carga
Fuente [33]

Capítulo 3. METODOLOGÍA

El RNM elaborado por el Instituto de Investigación Tecnológica será la herramienta empleada para valorar la rentabilidad económica y técnica del emplazamiento de las baterías en redes de distribución. Se tratará de sacar conclusiones desde el punto de vista de la empresa distribuidora poseedora de la red y desde el punto de vista de la empresa privada propietaria de las baterías.

3.1 REFERENCE NETWORK MODEL

Un Modelo de Red de Referencia (RNM) es una herramienta de planificación de redes de distribución a gran escala [31]. Los reguladores pueden utilizar los RNM para estimar los costes de distribución de forma eficiente. Se trata de una tarea muy complicada, sobre todo porque la planificación de la red es un problema combinatorial, especialmente difícil de resolver debido al gran tamaño de las zonas de distribución y al uso de varios niveles de tensión. El modelo puede utilizarse para planificar redes de distribución desde cero (Greenfield) o de forma incremental a partir de redes existentes (Brownfield). Se destacan dos propiedades del modelo: la planificación simultánea de redes de alta, media y baja tensión mediante el uso de factores de simultaneidad; y el trazado de cables en zonas urbanas, teniendo en cuenta un mapa de la calle, que es generado automáticamente por el modelo [32]. Diferentes casos de estudio ilustran la aplicabilidad de estos modelos a la evaluación del impacto del despliegue masivo de generación distribuida renovable, acciones de respuesta a la demanda y penetración de vehículos eléctricos enchufables en los costes de distribución [33], [34]. Los resultados obtenidos proporcionan una valiosa información para orientar las decisiones políticas estratégicas relativas a la implantación de programas de energías renovables e iniciativas de redes inteligentes.

La principal información requerida por el Greenfield del RNM es la ubicación y la cantidad de la demanda contratada de los clientes de AT/MT/BT, la ubicación y capacidad instalada

de la generación distribuida (GD). Además, la ubicación y la capacidad instalada de las subestaciones de transmisión, que actúan como puntos de suministro, también deben proporcionarse como datos de entrada. El RNM de expansión (Brownfield) requiere también datos correspondientes a las instalaciones de la red existente. En lo que respecta al escenario de planificación, debe facilitarse la ubicación y la capacidad de las nuevas cargas y la GD. En España, las distribuidoras están obligadas por ley a proporcionar toda esta información en un formato específico establecido por el regulador. Este requisito es una cuestión clave para el éxito del enfoque regulador propuesto. El RNM utiliza una biblioteca detallada de instalaciones de red estándar para todos los niveles de tensión y para cada elemento de equipamiento: cables, líneas aéreas, transformadores de distribución, componentes de subestación y dispositivos de protección. Estos elementos son utilizados por el modelo para diseñar la red de referencia desde cero y/o para reforzar la red existente.

El kernel del modelo se ha programado usando C++. Se ha estructurado en 4 capas, que modelan diferentes niveles de abstracción: 1) lógico, que comprende la estructura básica de la red; 2) topológico, que incluye información de las coordenadas de cada elemento; 3) eléctrico, que añade atributos eléctricos relacionados con la red, como cargas de clientes, DG, transformadores o cables; y 4) calidad de suministro, que da información sobre la fiabilidad del sistema: tasas de fallo, tiempos de restauración, acciones de mantenimiento correctivo y preventivo, dispositivos de protección y equipos de mantenimiento.

Los componentes de la red de distribución, como las líneas y los transformadores, están diseñados para poder transmitir la demanda máxima requerida. La versión actual del RNM

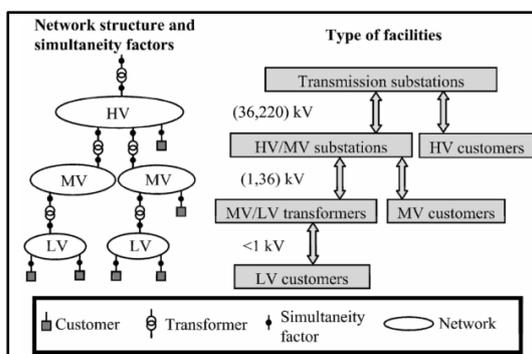


Figura 14. Estructura típica de una red de distribución. Fuente [32]

diseña la red bajo un único escenario, que corresponde a las condiciones de demanda máxima. Para averiguar cuál es el flujo máximo que impone el diseño de cada componente de la red, se introducen factores de simultaneidad como datos de entrada en el RNM. La Figura 14 representa un diagrama simplificado de la estructura típica de una red de distribución. En

esta figura se consideran tres niveles jerárquicos de tensión: BT (baja tensión), MT (media tensión) y AT (alta tensión). Se introducen factores de simultaneidad para definir qué parte de la demanda conectada aguas abajo de un componente de la red contribuye al flujo máximo de dicho componente. La generación automática de callejeros en zonas urbanas es una de las características clave implementadas en el módulo GIS del RNM. El trazado de las líneas eléctricas en las zonas rurales está limitado por factores ambientales como reservas naturales, ríos, montañas, etc. Sin embargo, en las zonas urbanas, las líneas eléctricas aéreas o subterráneas siguen el trazado de las calles, cruzándolas ocasionalmente, especialmente en las grandes avenidas. El callejero se utiliza para determinar un trazado factible de la red de distribución. Dado que el RNM utiliza las coordenadas de localización de los clientes finales como datos de entrada, es posible diseñar un algoritmo que genere automáticamente el correspondiente callejero a partir de esta información. El

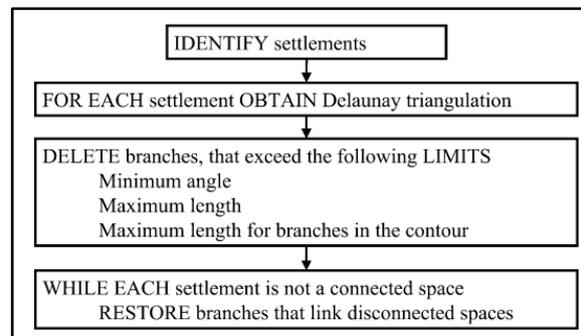


Figura 15. Algoritmo para la obtención del callejero
Fuente [32]

callejero se representa mediante un gráfico $G(V,E)$. Los nodos V son los puntos eléctricos para suministrar, es decir, las ubicaciones de los clientes, mientras que las ramas E son enlaces entre nodos que corresponden a enlaces eléctricos factibles entre clientes. El

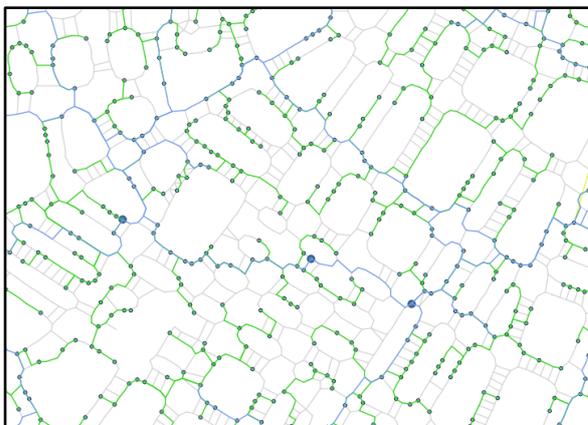


Figura 16. Ejemplo de red de distribución creada por el modelo
Fuente: Elaboración propia

algoritmo desarrollado para obtener el callejero sigue los pasos representados en la Figura 15.

Un ejemplo de una red de distribución creada por el modelo y graficada sería la Figura 16, donde los puntos verdes son los clientes BT, los puntos azules los clientes MT, las líneas azules y verdes son líneas MT y BT y el trazado gris son las calles.

Por último, la Figura 17 muestra un esquema que resume la arquitectura lógica de los RNMs, esto es los procesos que sigue y la información de entrada al modelo relevante.

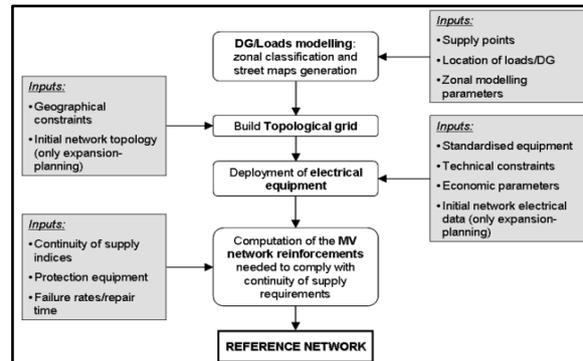


Figura 17. Esquema resumen de los RNMs
Fuente [32]

3.2 MODELO ECONÓMICO

El uso propuesto por el autor para la segunda vida de las baterías de los coches eléctricos es el de almacenamiento estacionario para redes de distribución, modificando la curva de demanda mediante “peak shaving”. La red de distribución está formada por el conjunto de líneas, cables y centros de transformación que permiten hacer llegar la energía hasta el consumidor final. Son las distribuidoras las compañías responsables de construir, mantener y operar las instalaciones de distribución. El Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico define su actividad como “aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectadas a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores” [35]. Además de las ya mencionadas ventajas que traería consigo la reutilización de baterías para el sistema, otros aspectos positivos son [36]:

- Descenso de los costes de producción debido a que son instalaciones que puede instalarse en un breve periodo de tiempo.
- Disminución de las pérdidas de energía en la red por transporte y distribución (con generación distribuida).
- Evitar costes extensión y dilatados procesos de construcción que fueran necesarios para subsanar las restricciones de la red.

Este tipo de proyectos es, por lo tanto, una oportunidad más que interesante de cara a la integración de energías renovables en el sistema, además de suponer una inversión con cierta rentabilidad económica para las distribuidoras españolas, que mejorarían la calidad del suministro eléctrico. Este interés por parte de las distribuidoras, sumado a las evoluciones que sufrirán las redes de distribución debido a necesidades de funcionamiento en isla, aumento de la demanda eléctrica o a una mayor congestión de las redes, ya se ha puesto en evidencia con el proyecto anteriormente mencionado [6] de la compañía distribuidora de Iberdrola. I-DE inauguró el primer sistema de almacenamiento con baterías para redes en España en el año 2019. El modelo propuesto es el de una empresa privada propietaria de las baterías y sus instalaciones, que vende sus servicios a la empresa distribuidora, bien pactando los peajes de acceso o mediante servicios proporcionados. Es la empresa privada la encargada de conseguir las baterías/celdas a través de las distintas marcas de coches o centros autorizados de tratamientos de vehículos (desguaces) para su posterior montaje y realización de pruebas. A continuación, se justifica el modelo propuesto.

- I. La imposibilidad de saber las barreras legales que ha tenido que cumplir el proyecto de i-DE y viendo lo restrictiva que es la ley en relación con la propiedad de almacenamiento por parte de las distribuidoras, además de la gran cantidad de normativa que hay vigente, hace que se descarte la opción del modelo que tiene como propietarios del almacenamiento a las distribuidoras².
- II. Se trata de un proyecto futuro, en el que no se sabe cómo evolucionará la ley, pero la con normativa actual sí que se podría definir la actividad de estas empresas. Estas deberían acogerse, según la Ley 24/2013, a la modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, que puede ser individual o colectivo, dependiendo del número de instalaciones y su proximidad entre sí.

² Aunque no es uno de los objetivos de este trabajo, cabe mencionar el “unbundling”, que es la separación de actividades entre comercializadoras y distribuidoras, y que está relacionado con la normativa por la cual se obliga a las distribuidoras a dedicarse concretamente a esa actividad.

Capítulo 4. CASO DE ESTUDIO

4.1 RED DE ESTUDIO

El estudio se basará en una red de distribución urbana en Albacete. Albacete es una ciudad y municipio de España, perteneciente a la comunidad autónoma de Castilla-La Mancha, siendo capital de la provincia homónima. La población censada en el año 2021 fue de unos 170.000 habitantes. La Figura 18 muestra un mapa de la zona céntrica de Albacete sobre la cual se analizará el efecto del almacenamiento estacionario en la red de distribución simulada por el RNM. La captura recoge aproximadamente 2,6 km² de terreno.

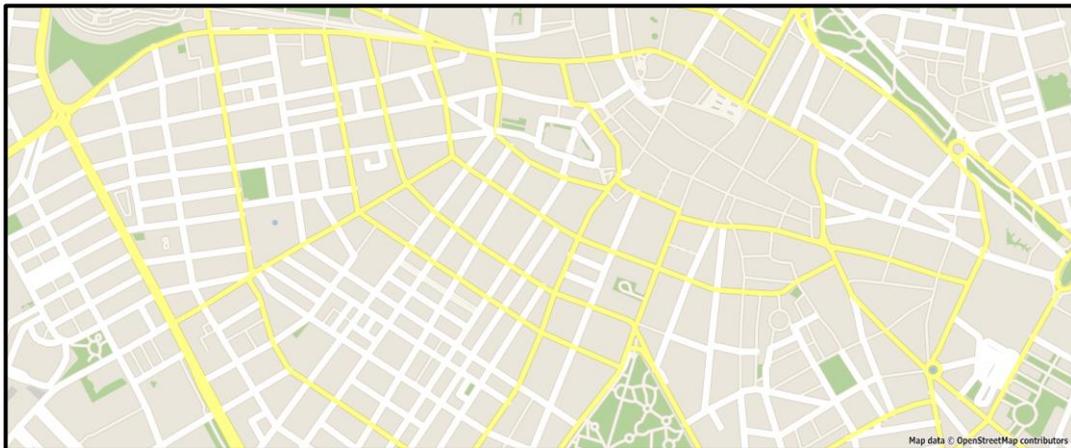


Figura 18. Mapa de la red urbana a estudiar
Elaboración Propia

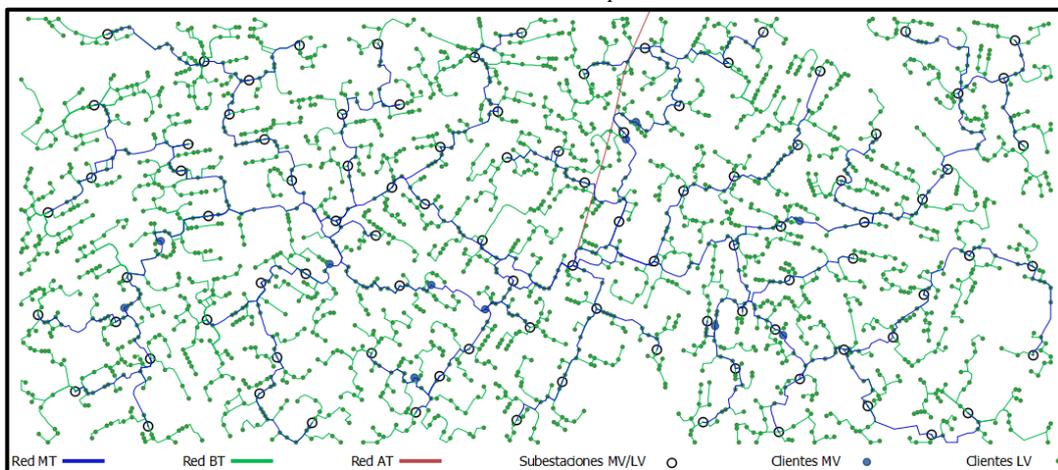


Figura 19. Red de Distribución Greenfield creada a partir de la Figura 18
Elaboración propia

La Figura 19 muestra la red de distribución creada por el RNM, donde se ha dibujado los clientes de baja y media tensión como puntos y la red de baja, media y alta tensión mediante líneas, tal y como se indica en la leyenda. A continuación, se muestran los detalles principales de la Red de Estudio obtenidos por la simulación:

	Número puntos suministro	Potencia contratada (MW)	Demanda pico (MW)	Energía consumida año 0 (MWh)	Longitud conductores aéreos (km)	Longitud conductores subterráneos (km)
Baja Tensión	2.215	107	43	131.397	15,49	43,08
Media Tensión	11	9	8	23.056	0,10	18,65
Alta Tensión	0	0	0	0	2,47	0,00
TOTALES	2.226	116	51	154.454	18,07	61,73

Tabla 3. Características Red de Estudio
Elaboración propia

	Coste Total	
	€	%
Red Baja tensión	5.902.722	23,6
Centros de Transformación (CCTT)	8.994.144	35,9
Red de Media tensión	4.809.745	19,2
Subestaciones (SSEE)	4.701.933	18,8
Red Alta tensión	614.421	2,5
TOTALES	25.022.965	100,00

Tabla 4. Costes Red de Estudio
Elaboración propia

	Longitud(km)				Coste (€)		
	Fachada	Poste	Zanja	Total	Fachada	Poste	Zanja
Baja Tensión	3,07	0,06	38,12	41,25	4.607	555	2.287.128
Media Tensión	0	0,43	17,27	17,71	0	6.459	1.727.482

Tabla 5. Zanjas, fachadas y postes iniciales de la Red de Estudio
Elaboración propia

4.2 PROYECCIONES DE LA DISPONIBILIDAD DE LAS BATERÍAS

Una de las cuestiones a tener en cuenta en las simulaciones que se realizarán será la capacidad real de las baterías en su segunda vida o, lo que es lo mismo, la energía real que las baterías pueden proporcionar en el sistema de almacenamiento estacionario propuesto. En la actualidad, la capacidad de las baterías de los coches eléctricos al inicio de su vida varía, típicamente, desde los 100 kWh del Tesla Model S hasta capacidades menores como puede ser la batería del Nissan Leaf de 40 kWh, aunque existen otros turismos 100% eléctricos como el Dacia Spring o el Smart ForTwo cuyas baterías tienen capacidad menor a 30 kWh. Teniendo en cuenta el número de vehículos vendidos en el año 2021 en España [37], y la capacidad inicial de la batería de cada modelo actualmente [38], se tiene una capacidad media de las baterías de 55 kWh. Esta cifra encaja con lo establecido por Kearney [27], que data de 30 kWh la capacidad media de las baterías de BEV durante la década 2010-2020 de todo el mundo, (en 2010 la penetración del vehículo eléctrico era muy pobre) y aumenta esta cifra hasta los 75 kWh para 2030. Se comprueba la validez de ese dato mediante el informe elaborado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) [39], que hace las siguientes proyecciones sobre la demanda anual de las baterías de los coches eléctricos:

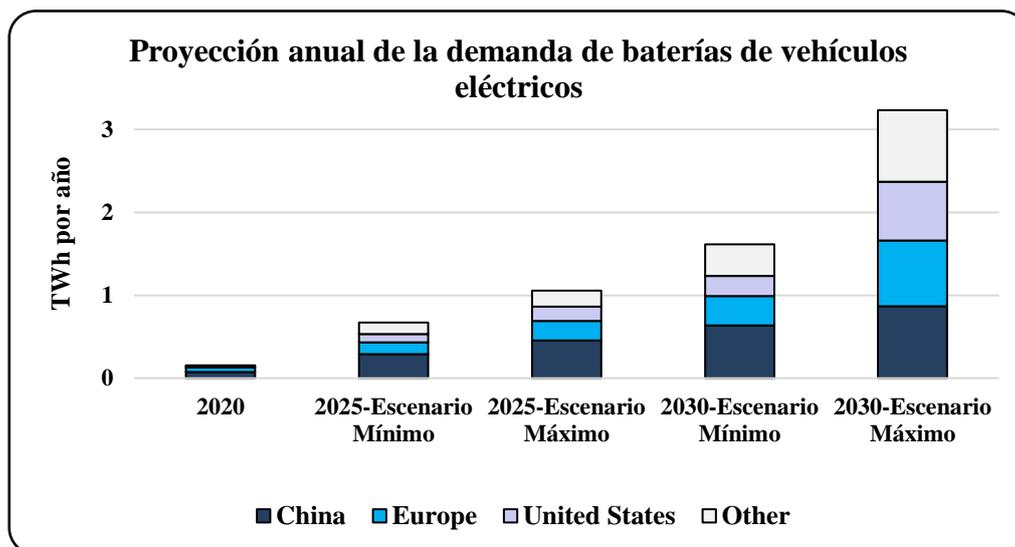


Figura 20. Proyección anual de la demanda de vehículos eléctricos
Fuente [39]

El escenario mínimo está calculado a partir de las políticas establecidas por los distintos países para que se adopte el vehículo eléctrico como una de las formas de transporte principales. El escenario máximo está definido como la evolución óptima de la penetración del vehículo eléctrico en cuanto a sostenibilidad se refiere. La demanda mundial en el año 2020 fueron 160 GWh, mientras que la capacidad de producción prevista de baterías para vehículos eléctricos equivale a unos 3,2 TWh para 2030. Esta capacidad es suficiente para satisfacer la demanda del escenario máximo. Además, en la Figura 21 se tiene la proyección mundial del stock de vehículos eléctricos desde 2020 hasta 2030, también realizada por IEA.

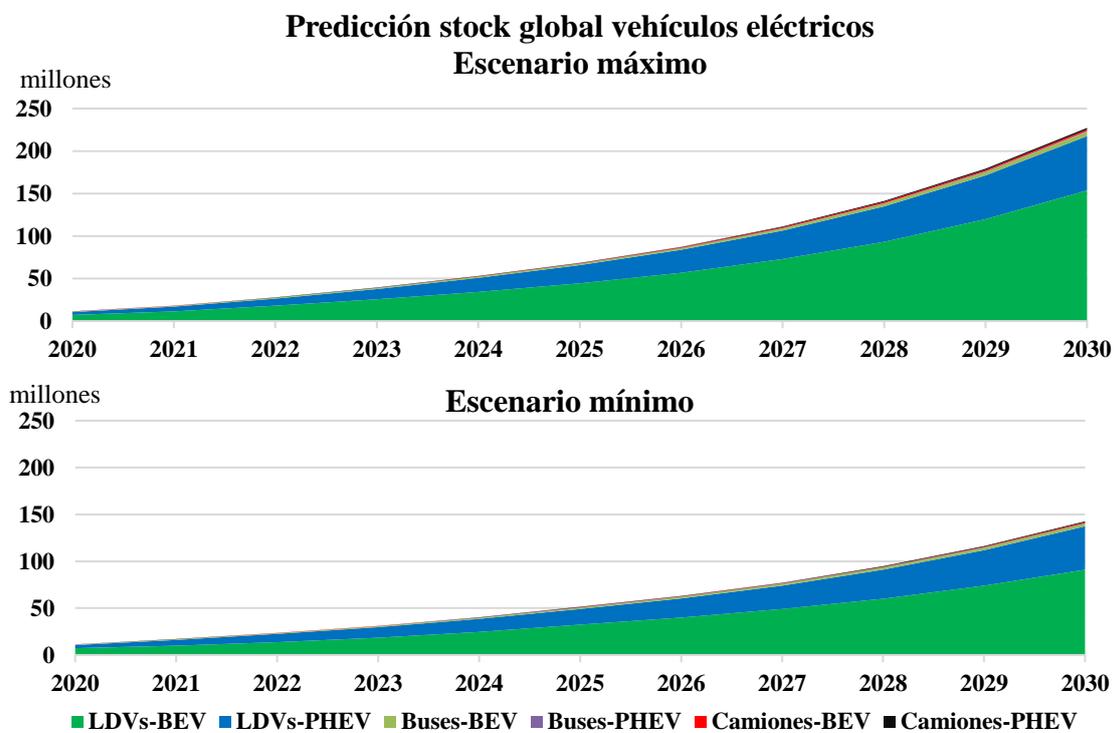


Figura 21. Predicción stock global vehículos eléctricos
Fuente [39]

Se estima que para el año 2030 haya entre 91 y 153 millones de BEV ligeros alrededor del mundo (LDVs). Este aumento es más de 10 veces superior a la cantidad registrada en 2020 (7,2 millones). Además, se espera que el aumento de PHEVs sea menor que el de BEVs para ambos escenarios. Teniendo en cuenta estas cifras y suponiendo que la proporción del número de BEVs en 2030 es aproximadamente la proporción de demanda de baterías de BEVs en 2030, se tiene una capacidad media por batería de 76 kWh. Se confirma, así, la validez del dato aportado por Kearney.

Se ha particularizado las proyecciones a la red de estudio de Albacete de la siguiente manera:

- La capacidad de las baterías empleada en las simulaciones será la capacidad media calculada de las baterías (55 kWh) para el año 2021 en España. Esta cifra es relativa a BEVs, ya que tal y como indica la Figura 21, son los que dominarán el mercado del vehículo eléctrico.
- La cifra de vehículos eléctricos en España en 2022 es de 180.000 vehículos [40]. Se comprobará a posteriori que el número de baterías reutilizadas necesario para el caso de estudio de una red de distribución es razonable de acuerdo con esa cifra.

4.3 SENSIBILIDADES

El escenario base fijado será el de la red anterior suponiendo un aumento anual de la demanda de los clientes un 3%, siendo coherente con el aumento de demanda de energía eléctrica en España desde 1999 (Figura 22). Se tiene en cuenta el efecto de un período de recesión económica y otro de crisis sanitaria debido al COVID-19, que afecto a la tendencia creciente de demanda de energía eléctrica.

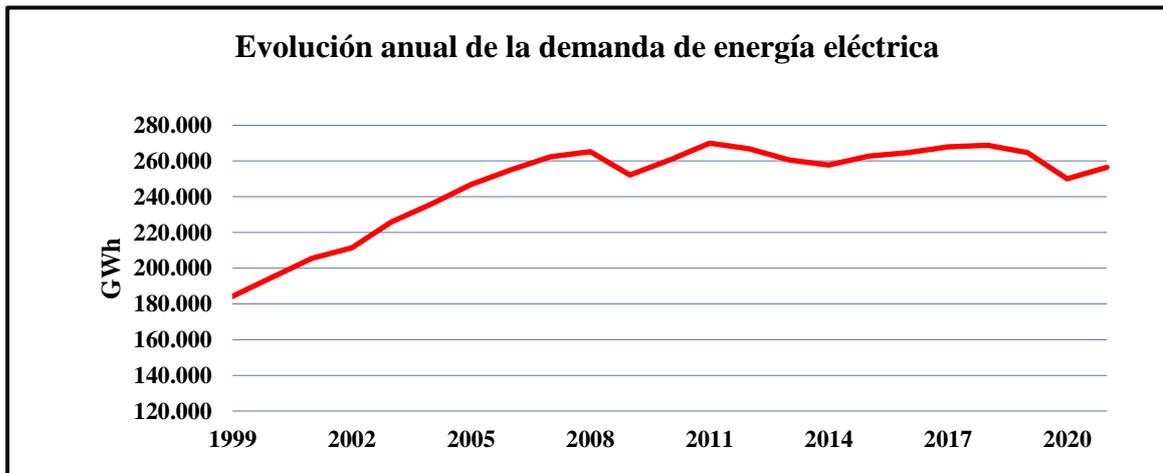


Figura 22. Evolución anual de la demanda de energía eléctrica en España
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE

El aumento de la demanda de energía eléctrica hará de la red de distribución inicial una red con más pérdidas de energía y menos robusta, que tendrá que ser reforzada para su correcto funcionamiento. Un posible refuerzo para amortiguar este efecto y obtener beneficio económico, será la instalación de sistemas de almacenamiento estacionario reutilizado, que se incorporarán a la red de estudio mediante la estrategia, mencionada previamente, de “peak shaving”. Este proceso se basa en la reducción de la cantidad de energía comprada a las empresas de servicios públicos durante las horas de mayor demanda de energía para reducir costes, consiguiendo así aplanar el perfil de la demanda. La estrategia se incorporó al modelo calculando la energía a cargar por las baterías, haciendo la media entre el pico y el valle de la curva de demanda horaria típica, obtenida a través de REE. Se tuvo en cuenta que la energía recargada por las baterías es mayor que la energía descargada, siendo el rendimiento total un 80% (90% en carga y 90% en descarga aproximadamente). Para todas las sensibilidades se mantiene constante la capacidad de almacenamiento total. Las sensibilidades que se tendrán en cuenta para cada simulación, en vista de los resultados obtenidos en las secciones anteriores, son los siguientes:

- Número de locales/naves en los que se ubicarán las baterías.
- DoDs para todas las baterías de 50%, 60% y 100%.

Los resultados obtenidos se obtendrán para el año 2033, debido a que para ese año se conoce la pérdida de capacidad aproximada que sufrirán las baterías que actualmente se emplean en BEVs (20%). La capacidad inicial de las baterías será la calculada en la sección 4.1 para el año 2021 (55 kWh). Además, a partir de 2030 es cuando se espera que comience a estar disponible un número razonable de baterías para su reutilización y no antes, debido a la baja penetración que ha tenido en el pasado el vehículo eléctrico.

Capítulo 5. RESULTADOS

5.1 COMPARACIÓN ESCENARIO BASE Y SENSIBILIDADES

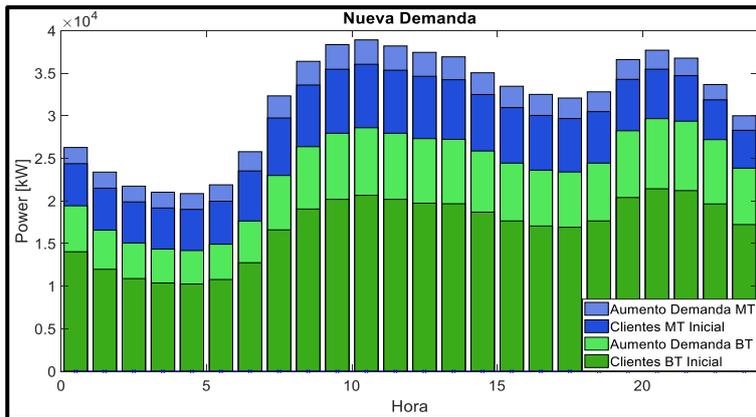


Figura 23. Demanda de energía eléctrica horaria del Escenario Base
Elaboración propia

La curva de demanda horaria de energía eléctrica de la red del Escenario Base se representa en la Figura 23. Se aprecia claramente como la demanda de clientes BT es mayor a la de clientes industriales o MT, pues se trata de una red de distribución

urbana. El incremento de la demanda para el periodo simulado es del 38,4%, que afectará tanto a la potencia instalada como a la potencia consumida máxima de toda la red. Además, con el Brownfield del RNM se obtienen los siguientes incrementos en costes y pérdidas de la red del Escenario Base con respecto a la Red de Estudio:

	TOTAL (€)	Incremento (%)
BT	898.823	15,2
CCTT	340.380	3,8
MT	270.662	5,6
SSEE	116.903	2,5
AT	89.129	14,5
TOTAL	1.715.897	6,9%

	Pérdidas anuales (kWh)	Incremento (%)
Inicial	4.427.844	100
Aumento demanda	2.891.060	65,3

Tabla 6. Incremento en costes y pérdidas en Escenario Base debido al aumento de la demanda
Elaboración propia

Es decir, un aumento en la demanda anual durante 12 años supone un incremento aproximado del 6,9% en los costes generales de la red y un incremento del 65% en las pérdidas de energía. A continuación, se compara el Escenario Base con cada una de las sensibilidades. Dado que el perfil de la demanda es el mismo para cada escenario, la energía a cargar en horas valle y descargar en horas pico por el conjunto del sistema de

almacenamiento es prácticamente el mismo para cada uno de los escenarios. De esta, forma,

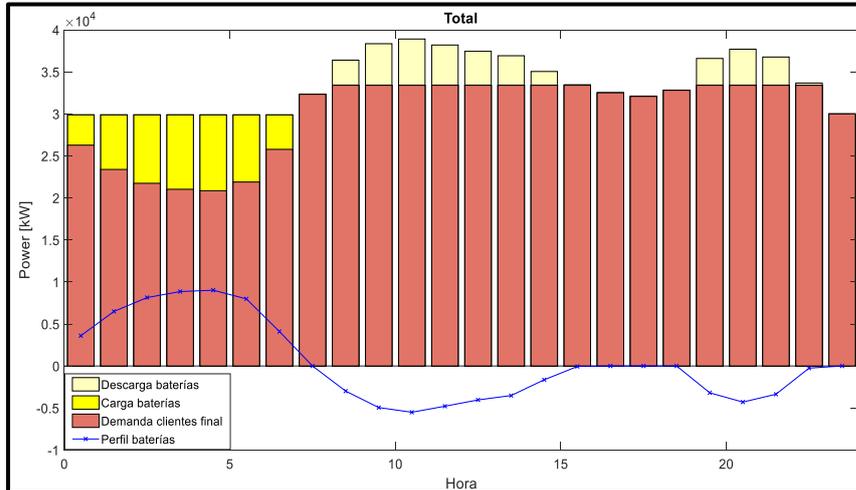


Figura 24. Demanda de energía eléctrica horaria del todos los escenarios
Elaboración propia

el perfil de la demanda para todos los escenarios es el mostrado en la Figura 24. El perfil para cada batería es el mismo, estando formado por un periodo de carga de las 0:00 horas a las 7:00 y dos de descarga, el primero

para cubrir el pico de demanda típico de 9:00 a 15:00, y el segundo de 19:00 a 22:00. Se consigue así el aplanamiento de la curva de demanda que se buscaba.

Tras realizar las simulaciones, se obtienen los siguientes resultados. Desde el punto de vista de la red de distribución, el uso de un DoD u otro no influye en los costes adicionales por la aparición del sistema de almacenamiento estacionario. Esto tiene sentido debido a que el DoD influye en la energía útil que puede proporcionar cada módulo de batería, pero al final la energía total a recargar por el sistema tiene que ser la misma, tal y como se ha fijado en el

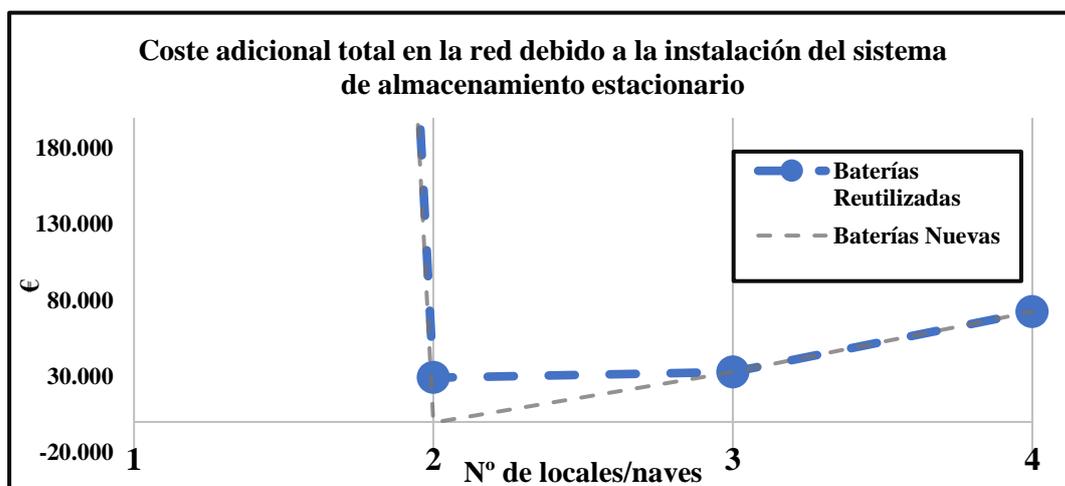


Figura 25. Coste adicional total en la red debido a la instalación del sistema de almacenamiento estacionario
Elaboración propia

modelo. Se consigue así simplificar el análisis de la optimización desde el punto de vista de costes de la red de distribución, que se reduce a una única curva, tal y como se muestra en la Figura 25. El conjunto “Baterías Nuevas” representa la curva de costes adicionales si el sistema de almacenamiento estuviera formado por baterías nuevas (55 kWh). Se observa, como, al igual que para las baterías reutilizadas, los costes mínimos suceden usando 2 locales, llegando a reducir los costes debido al aumento de la demanda si se emplean baterías nuevas. Para las baterías reutilizadas, la diferencia de costes entre 2 y 3 locales/naves es mínima. Los costes son relativamente bajos debido a que el sistema de almacenamiento se situó en 2 o 3 localizaciones las cuales se trató de minimizar su distancia a las subestaciones. Se descarta la opción de ubicar las baterías en un único punto, pues las simulaciones para este caso establecen la creación de una nueva línea de alta tensión de más de 5km. Esto es debido a que la potencia sería tan elevada que habría que conectar directamente a una línea de alta tensión, con lo que además de requerir una línea de este tipo, dejaría de beneficiar a los flujos de media tensión. La creación de esta línea y su infraestructura, que iría directamente desde la red de transporte a la ubicación de las baterías, implicaría unos costes adicionales de 3,8 millones de euros. También se descarta usar más de 3 locales, primero porque se incrementan los costes de la red y segundo porque desde el punto de vista de la empresa poseedora de las baterías, la compra de otro local aumenta considerablemente sus costes también. **Se concluye, por lo tanto, que los costes adicionales de inversión (incluidos operación y mantenimiento año 0) para reforzar la red por la instalación del**

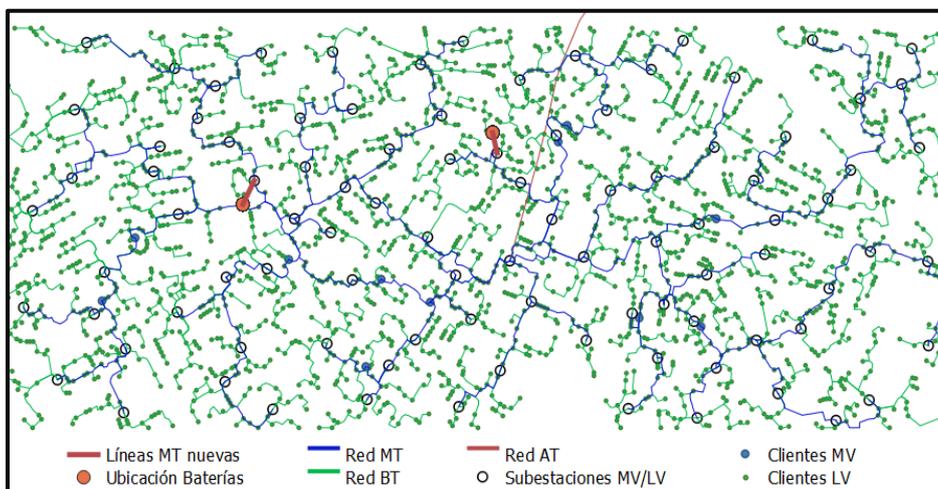


Figura 26. Red de Distribución Brownfield reforzada con dos ubicaciones para las baterías
Elaboración propia

sistema de almacenamiento estacionario serán de 29.000 € (0,11% respecto al Escenario Base). Estos costes se asignaron a la red MT, ya que los dos locales se clasificaron como clientes de media tensión.

La Figura 26 muestra la red de distribución con la incorporación de los dos nuevos clientes, que son los dos locales en los que se ubicarían las baterías. Las dos líneas nuevas MT necesarias para el proyecto son 140 metros de líneas subterráneas. También fue necesario la instalación de zanjas por valor de 14.000 €.

Respecto a las pérdidas, todos los escenarios reducen de manera **casi insignificante** las pérdidas de la red. De todos los niveles de tensión, la BT es donde más se reducen, 600 kWh, lo cual es despreciable en comparación con las pérdidas anuales del Escenario Base. Esto tiene sentido en cierta parte, debido a que la energía entrante a la red con las baterías es casi la misma. Lo único que cambia son las horas de entrada de esa energía. Una forma más efectiva de reducirlas sería la incorporación de la generación distribuida. Esto permitiría que se necesitase importar menos energía desde la red de transporte que circulase a través de subestaciones y centros de transformación, consiguiendo que la energía llegue directamente al consumidor.

5.2 ANÁLISIS

Como se mencionaba previamente, la sensibilidad DoD resultó no afectar a los resultados de las simulaciones. Es decir, para un mismo número de locales, simular con un DoD u otros

	DoD		
	50%	60%	100%
Nº Baterías	1754	1461	1096

*Tabla 7. Número de baterías por DoD
Elaboración propia*

se traducían en los mismos resultados del RNM. Por ello, en esta sección se tratará de sacar conclusiones externas a las obtenidas por el RNM. En las simulaciones se obtuvo

un número de baterías dependiendo del DoD empleado para cada escenario, tal y como figura en la Tabla 7. Las baterías se distribuyeron en función del número de centros para cada

escenario. Es decir, para el escenario de DoD 50%-3 locales, se ubicaron 384 baterías en cada local/nave. Se recuerda que el DoD está referenciado a la capacidad inicial, pero en el caso de DoD 100%, se tenía una capacidad inicial de 55 kWh que, tras 12 años de funcionamiento en un automóvil, se redujeron un 20%, de forma que la capacidad restante útil son 44 kWh. La capacidad útil máxima después de 12 años son 38,5 kWh por batería. Desde el punto de vista de la empresa dueña de las baterías, se realiza una aproximación de los gastos básicos para la ejecución del proyecto, suponiendo que se emplea un DoD del 50% para alargar lo máximo posible la vida de las baterías y 2 locales/naves, serían los siguientes:

$$\text{Precio } m^2 \text{ de naves Albacete } \left(250 \frac{\text{€}}{m^2} \right) * \text{Área necesaria } (215m^2) * 2 = 107.500 \text{ €}$$

$$\text{Precio Inversor } 500 \text{ kW } (8.700 \text{ €}) * 18 \text{ inversores necesarios } = 156.000 \text{ €}$$

$$\text{Resto de instalación + acondicionamiento } (5.000 \text{ €}) = 5.000 \text{ €}$$

$$\text{Costes baterías } \left(58 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) * 0,43 * 38,5 \text{ kWh} * 1.754 \text{ baterías } = 1.680.000 \text{ €}$$

$$\text{Costes básicos del proyecto } = 1.948.500 \text{ €}$$

El precio del metro cuadrado de naves en Albacete se obtuvo de [41]. El área necesaria por

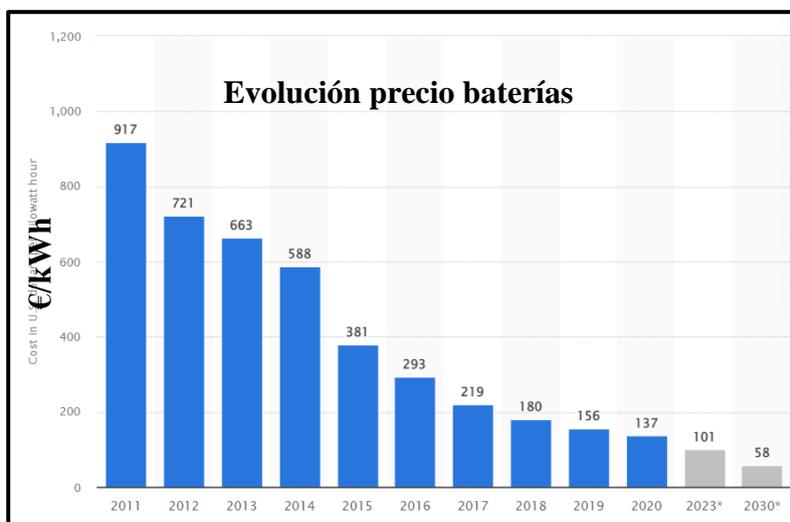


Figura 27. Evolución y predicción del precio de las baterías
Fuente: Statista

local teniendo en cuenta las dimensiones de las baterías Tesla (0,75 m³) multiplicado por el número de baterías por local queda un volumen aproximado de 660 m³. El precio del inversor se obtuvo del catálogo de ABB [42], teniendo en cuenta la máxima potencia generada/consumida, que fue resultado del RNM. El

precio de las baterías se obtuvo de la Figura 27, y se corrigió con un factor de 0,6 por no ser baterías nuevas. Se comprobó también que con el caso para 3 locales se incurriese en costes mayores.

Ahora bien, los principales ingresos de la empresa dueña de las baterías vendría de la posible compra-venta de energía diaria que cargan y descargan las baterías. Tener una estimación del precio horario medio de la energía en España para el año 2030 no es tarea sencilla. Tampoco lo es en la actualidad, dada la variabilidad de precios que sufre el precio de la electricidad en la época en la que se elabora el trabajo. Aun así, si se multiplica el perfil de la Figura 28 por el precio horario para un día cualquiera de 2022 no se obtiene beneficio. Es más, se pierde dinero. Para un retorno a 10 años, de la inversión que se ha calculado previamente en esta misma sección, que es la duración máxima prevista para las baterías,

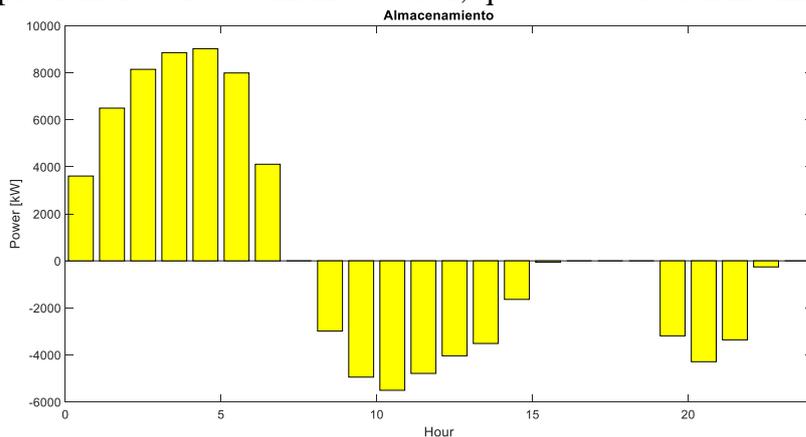


Figura 28. Perfil de carga del sistema de almacenamiento
Elaboración propia

haría falta un beneficio de 533 € por día. Esto es algo que, tal y como está el mercado hoy en día, parece complicado que suceda. Se entiende, aun así, que exista la posibilidad de algún tipo de tarifa pactada que cree beneficios en proyectos

similares, ya que el efecto que el sistema de almacenamiento provoca en la curva de la demanda es uno de los objetivos que se persigue para la mejora del sistema eléctrico.

Se concluye con la negativa ante el interés de cualquier sociedad privada o empresa a la puesta en marcha de un proyecto de características similares a no ser que se pacte una tarifa especial que haga tener beneficios en su ejercicio con las baterías. Es, interesante, por otro lado, la ejecución de este proyecto por parte de la distribuidora dueña de la red. En este caso, la distribuidora haría una inversión del 7,5% del coste de la red del Escenario Base, lo cual es razonable, y se obtendría el perfil de la demanda ajustado a las necesidades del sistema.

Capítulo 6. CONCLUSIONES

Como se mencionaba previamente, los datos del número de vehículos eléctricos y su cuota de mercado aún es baja en comparación con otros países. La penetración del vehículo eléctrico no ha sido la esperada hasta ahora. Aun así, son muchas las predicciones que han demostrado que esta situación se va a revertir. En primer lugar, porque tiene un interés económico y segundo, porque tiene otro interés medioambiental.

Ha quedado demostrado como la reducción de emisiones del CO₂ es posible con la implantación del vehículo eléctrico. Eso sí, la velocidad de penetración del vehículo eléctrico debe acelerarse si se pretende llegar a los objetivos. Por otro lado, cabe esperar un impacto no tan positivo en otros recursos empleados en la fabricación de las baterías. Es posible que se llegue a estado de agotamiento de recursos como el litio antes del final de siglo. Esta situación se podría revertir en cierta medida si se reutilizasen las baterías, alargando la duración de las reservas de litio y reduciendo el factor de emisión de CO₂ del país.

Respecto al interés económico, el vehículo eléctrico permitiría la reducción de la dependencia energética de combustibles fósiles del exterior, lo que ayudaría a la seguridad de suministro a la Unión Europea. El almacenamiento de grandes cantidades de energía también ayudaría a la seguridad de suministro mediante el impulso de las energías renovables y a la mejora del sistema eléctrico mediante el aplanamiento de la curva de demanda y la reducción de instalaciones ociosas. Las baterías de coches eléctricos tienden a evolucionar reduciendo sus costes y aumentando su rendimiento. Además, se ha comprobado como la degradación de la primera vida de las baterías no es un impedimento para su reutilización en sistemas de almacenamiento estacionario.

Desde el punto de vista técnico, es posible el uso de la segunda vida de las baterías en redes de distribución. El proceso de implantación de este tipo proyectos será más sencillo a medida que las baterías tengan mayor capacidad y aumente el número de baterías disponibles, hecho que se conseguirá cuanto mayor sea la penetración del vehículo eléctrico. Aun así, la

justificación de este uso no reside tanto en los beneficios para la red de distribución, cuya inversión inicial para la introducción de sistemas de almacenamiento es baja, sino para el sistema en general como ya se ha mencionado. En la actualidad, económicamente no es justificable desde el punto de vista de una empresa privada. Primero, por la elevada inversión inicial que se requiere, y segundo, por el poco beneficio que se puede obtener al haber mucha variabilidad en los precios de la electricidad. Se espera que, en cuanto la situación del mercado eléctrico cambie y las baterías evolucionen, esto se revierta.

De esta forma, el uso de baterías reutilizadas de coches para redes de distribución será una opción más rentable a medida que las baterías evolucionen, haya una normativa clara y que lo permita y aumente la cantidad de autoconsumos y generación distribuida que hagan una red más robusta.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Spain | European Alternative Fuels Observatory.” <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/spain> (accessed Jun. 05, 2022).
- [2] “ACEA - European Automobile Manufacturers’ Association.” <https://www.acea.auto/> (accessed Jun. 05, 2022).
- [3] Ministerio para la Transición Ecológica Y el Reto Demográfico, «BOE» núm. 67, de 19 de marzo de 2022, páginas 35694 a 35709 (16 págs.). 2022. [Online]. Available: <https://www.boe.es>
- [4] “Programa MOVES III | Idae.” <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/para-movilidad-y-vehiculos/programa-moves-iii> (accessed Jun. 08, 2022).
- [5] “Energía y Sociedad.” <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/4-1-por-que-el-vehiculo-electrico/> (accessed Jun. 13, 2022).
- [6] “i-DE pone en marcha el primer sistema de almacenamiento con baterías para redes en España - Iberdrola.” <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/i-de-pone-marcha-primer-sistema-almacenamiento-baterias-para-redes-espana> (accessed Mar. 17, 2022).
- [7] C. Mateo, J. Reneses, A. Rodríguez-Calvo, P. Frías, and Á. Sánchez, “Cost-benefit analysis of battery storage in medium-voltage distribution networks,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 10, no. 3, pp. 815–821, Feb. 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0389.
- [8] G. Koeppel, M. Geidl, and G. Andersson, “Value of storage devices in congestion constrained distribution networks,” in *2004 International Conference on Power System Technology, POWERCON 2004*, 2004, vol. 1, pp. 624–629. doi: 10.1109/icpst.2004.1460069.

- [9] D. Shaw-Williams, C. Susilawati, and G. Walker, “Value of residential investment in photovoltaics and batteries in networks: A techno-economic analysis,” *Energies (Basel)*, vol. 11, no. 4, Apr. 2018, doi: 10.3390/EN11041022.
- [10] A. Alzahrani, H. Alharthi, and M. Khalid, “Minimization of power losses through optimal battery placement in a distributed network with high penetration of photovoltaics,” *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 1, Dec. 2019, doi: 10.3390/EN13010140.
- [11] “Vehículo eléctrico | Red Eléctrica de España.” <https://www.ree.es/es/red21/vehiculo-electrico> (accessed Mar. 20, 2022).
- [12] I. Mathews, B. Xu, W. He, V. Barreto, T. Buonassisi, and I. M. Peters, “Technoeconomic model of second-life batteries for utility-scale solar considering calendar and cycle aging,” *Appl Energy*, vol. 269, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115127.
- [13] B. Bai, S. Xiong, B. Song, and M. Xiaoming, “Economic analysis of distributed solar photovoltaics with reused electric vehicle batteries as energy storage systems in China,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 109, pp. 213–229, Jul. 2019, doi: 10.1016/J.RSER.2019.03.048.
- [14] “Objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.” <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/objetivos.aspx> (accessed Jun. 17, 2022).
- [15] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “FACTORES DE EMISIÓN REGISTRO DE HUELLA DE CARBONO, COMPENSACIÓN Y PROYECTOS DE ABSORCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO.”
- [16] “UK briefing: The plug-in hybrid con - Transport & Environment.” <https://www.transportenvironment.org/discover/uk-briefing-plug-hybrid-con/> (accessed Jun. 22, 2022).

- [17] “Los híbridos enchufables emiten hasta 2,5 veces más CO₂ que lo que dicen los fabricantes, según un nuevo estudio.” https://www.eldiario.es/ballenablanca/transicion_energetica/hibridos-enchufables-emiten-2-5-veces-co2-dicen-fabricantes-nuevo-estudio_1_6268571.html (accessed Jun. 22, 2022).
- [18] “Observatorio del Vehículo Eléctrico y Movilidad Sostenible – OVEMS.” <https://evobservatory.iit.comillas.edu/> (accessed Jun. 23, 2022).
- [19] P. Greim, A. A. Solomon, and C. Breyer, “Assessment of lithium criticality in the global energy transition and addressing policy gaps in transportation”, doi: 10.1038/s41467-020-18402-y.
- [20] “¿Por cuánto tiempo más habrá litio? – pv magazine Latin America.” <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/09/16/por-cuanto-tiempo-mas-habra-litio/> (accessed Jun. 27, 2022).
- [21] “Rystad Energy - Nickel demand to outstrip supply by 2024, causing headaches for EV manufacturers.” <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/nickel-demand-to-outstrip-supply-by-2024-causing-headaches-for-ev-manufacturers/> (accessed Aug. 19, 2022).
- [22] J. Neubauer, K. Smith, E. Wood, and A. Pesaran, “Identifying and Overcoming Critical Barriers to Widespread Second Use of PEV Batteries,” 2015. [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [23] “Home - Transportation Energy Data Book Transportation Energy Data Book.” <https://tedb.ornl.gov/> (accessed Jul. 11, 2022).
- [24] “Model 3 | Tesla España.” https://www.tesla.com/es_es/model3 (accessed Jul. 12, 2022).

- [25] “Promesa Renault SELECTION Z.E. – Eléctricos - Renault SELECTION.”
<https://selection.renault.es/promesa-cliente-selection-ze.html> (accessed Jul. 12, 2022).
- [26] “Términos y condiciones 10 Compromisos Kia | Kia Iberia.”
<https://www.kia.com/es/terminos-y-condiciones-10-compromisos/> (accessed Jul. 12, 2022).
- [27] “Driving sustainability: the long road ahead for electric vehicles and their batteries - Kearney.”
<https://www.kearney.com/automotive/article/-/insights/driving-sustainability-the-long-road-ahead-for-electric-vehicles-and-their-batteries> (accessed Aug. 20, 2022).
- [28] “Estudio de la reutilización de baterías de vehículos eléctricos en sistemas de almacenamiento estacionario para mejorar la penetración de energía renovable en España.”
- [29] E. Martinez-Laserna *et al.*, “Technical Viability of Battery Second Life: A Study from the Ageing Perspective,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 54, no. 3, pp. 2703–2713, May 2018, doi: 10.1109/TIA.2018.2801262.
- [30] A. Eddahech, O. Briat, and J. M. Vinassa, “Lithium-ion battery performance improvement based on capacity recovery exploitation,” *Electrochim Acta*, vol. 114, pp. 750–757, 2013, doi: 10.1016/j.electacta.2013.10.101.
- [31] T. Gómez, C. Mateo, Á. Sánchez, P. Frías, and R. Cossent, “Reference Network Models: a Computational Tool for Planning and Designing Large-Scale Smart Electricity Distribution Grids.”
- [32] C. Mateo Domingo, T. Gómez San Román, Á. Sánchez-Miralles, J. P. Peco González, and A. Candela Martínez, “A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 190–197, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2052077.

- [33] C. Mateo, P. Frías, and A. Sánchez-Miralles, “Distribution planning with hourly profiles for analysing electric vehicle charging strategies,” 2016.
- [34] L. Pieltain Fernández, T. Gómez San Román, R. Cossent, C. Mateo Domingo, and P. Frías, “Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 206–213, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2049133.
- [35] “Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Distribuidores.” <https://energia.gob.es/electricidad/Distribuidores/Paginas/Distribuidores.aspx> (accessed Aug. 17, 2022).
- [36] L. R. Loza, “Regulación de la generación distribuida según el tratado de funcionamiento de la unión europea aplicado al caso específico de España.” [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/68/la-politi->
- [37] “Ranking de ventas de coches eléctricos 2021.” <https://www.motor.es/noticias/ranking-ventas-coches-electricos-2021-202175019.html> (accessed Aug. 20, 2022).
- [38] “Useable battery capacity of full electric vehicles cheatsheet - EV Database.” <https://ev-database.org/cheatsheet/useable-battery-capacity-electric-car> (accessed Aug. 20, 2022).
- [39] I. Energy Agency, “Global EV Outlook 2021 Accelerating ambitions despite the pandemic,” 2021, Accessed: Aug. 20, 2022. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [40] “Cinco millones de vehículos eléctricos: la cifra que España necesita para 2030 - Actualidad - Híbridos y Eléctricos | Coches eléctricos, híbridos enchufables.” <https://www.hibridosyelectricos.com/articulo/actualidad/millones-vehiculos-electricos-espana-necesita-2030/20220429103312057318.html> (accessed Aug. 28, 2022).

- [41] “Locales o naves en Albacete — idealista.” https://www.idealista.com/venta-locales/albacete-albacete/con-precio-hasta_140000/mapa-google (accessed Aug. 26, 2022).
- [42] “ABB.” <https://www.europe-solarstore.com/solar-inverters/abb.html> (accessed Aug. 26, 2022).

ANEXOS

A continuación, se muestra información más específica de los apartados 2.3.1 y 2.3.2. Las dos primeras tablas muestran las pruebas y pasos normalizados necesarios para la comprobación del estado de las baterías antes de su montaje (test de pulso y capacidad). La última tabla muestra el resumen de las condiciones de las celdas probadas en el test de homogeneidad.

Nº Paso	Paso	Temperatura	Nº Paso	Paso	Temperatura
1	Carga estándar C/3	-25°C	23	Carga estándar C/3	Temp. Amb
2	Aclimatación	-25°C	24	Descarga 20C	Temp. Amb
3	Descarga a 1 C	-25°C	25	Carga estándar C/3	Temp. Amb
4	Carga estándar C/3	-25°C	26	Descarga 20C	Temp. Amb
5	Descarga a 1 C	-25°C	27	Carga estándar C/3	Temp. Amb
6	Carga estándar C/3	-25°C	28	Aclimatación	40°C
7	Descarga a 1 C	-25°C	29	Descarga 1C	40°C
8	Carga estándar C/3	-25°C	30	Carga estándar C/3	40°C
9	Descarga a 20 C	-25°C	31	Descarga 1C	40°C
10	Carga estándar C/3	-25°C	32	Carga estándar C/3	40°C
11	Descarga a 20 C	-25°C	33	Descarga 1C	40°C
12	Carga estándar C/3	-25°C	34	Carga estándar C/3	40°C
13	Descarga a 20 C	-25°C	35	Descarga a 20 C	40°C
14	Aclimatación	Temp. Amb	36	Carga estándar C/3	40°C
15	Carga estándar C/3	Temp. Amb	37	Descarga a 20 C	40°C
16	Descarga a 1 C	Temp. Amb	38	Carga estándar C/3	40°C
17	Carga estándar C/3	Temp. Amb	39	Descarga 20C	40°C
18	Descarga a 1 C	Temp. Amb	40	Aclimatación	Tem. Amb
19	Carga estándar C/3	Temp. Amb	41	Carga estándar C/3	Tem. Amb
20	Descarga a 1 C	Temp. Amb			
21	Carga estándar C/3	Temp. Amb			
22	Descarga 20 C	Temp. Amb			

Anexo 1. Pasos para realizar en el test de capacidad. Fuente Mora Martín, 2015

Nº Paso	Paso	Temperatura
1	Aclimatación	Tem. Amb
2	Ciclo estándar	Tem. Amb
3	Caracterización del pulso de carga + carga estándar	Tem. Amb
4	Aclimatación	40°C
5	Ciclo estándar	40°C
6	Caracterización del pulso de carga + carga estándar	40°C
7	Aclimatación	0°C
8	Ciclo estándar	0°C
9	Caracterización del pulso de carga + carga estándar	0°C
10	Aclimatación	-10°C
11	Ciclo estándar	-10°C
12	Caracterización del pulso de carga + carga estándar	-10°C
13	Aclimatación	Tem. Amb
14	Ciclo estándar	Tem. Amb
15	Caracterización del pulso de carga + carga estándar	Tem. Amb

Anexo 2. Pasos para realizar en el test de pulso. Fuente, Mora Martín, 2015

Cells considered	FL Test Conditions**	FL-EOL Cap [%]	FL-EOL DC Resistance [%]	FL-EOL FEC	SL-BOL Cap [%]	SL-BOL DC Resistance [%]	SL condition	SL cycling test profile
C1	0.5C-1C – 50% – 80% – 35 °C	95.00	115	800	96.41	114	Homogeneous S1	Power smoothing
C2	0.5C-1C – 50% – 80% – 35 °C	93.56	97	800	95.77	93		
C3	0.5C-1C – 50% – 80% – 35 °C	94.11	118	800	96.00	104		
C4	C/3-C/3 – 50% – 80% – 35 °C	97.88	105	500	96.8	112	Heterogeneous S2	Power smoothing
C5	C/3-1C – 50% – 80% – 25 °C	95.22	111	1900	96.28	116		
C6	C/3-1C – 50% – 80% – 25 °C	95.51	107	1900	96.80	113		
C7	C/3-1C – 50% – 65% – 45 °C	88.08	267	900	89.05	308	Heterogeneous S3	Power smoothing
C8	2C-1C – 50% – 80% – 35 °C	NA	NA	800	74.16	226		
C9†	NA – 80% – NA – 45 °C	84.35	167	NA	86.93	183		
C10	C/3-1C – 50% – 35% – 35 °C	100.11	108	800	100.98	101	Homogeneous S4	Power smoothing
C11	C/3-1C – 50% – 35% – 35 °C	99.22	107	800	100.38	96		
C12	C/3-1C – 50% – 35% – 35 °C	99.33	114	800	100.31	103		
C13	C/3-1C – 50% – 35% – 45 °C	96.93	180	900	96.10	153	Cell level	Power smoothing
C14	C/3-1C – 50% – 35% – 45 °C	96.88	151	900	96.07	138	Cell level	Residential
C15	C/3-2C – 50% – 80% – 35 °C	74.73	359	2100	74.59	361	Cell level	Residential

†Cell tested according to calendar life conditions.

** Format: Crate (CHA-DCH) – Mid. SoC – DoD – Temp.

Anexo 3. Resumen de las condiciones de las celdas probadas