



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER
TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA DESARROLLO SOSTENIBLE

**Estudio comparativo de tecnologías
de almacenamiento energético y
evaluación de su potencial para la
integración de generación
renovable en sistemas eléctricos
aislados**

AUTOR: ZEA FALCÓN, ARTURO

TUTOR: ÁLVAREZ BEL, CARLOS MARÍA

Curso Académico: 2018-19

“Fecha 09/2019”

RESUMEN

El desarrollo de este Trabajo Final de Máster tiene como objetivo principal evaluar el potencial de los sistemas de almacenamiento energético para la integración de generación renovable en los sistemas eléctricos de potencia, con especial énfasis en los sistemas aislados, en los cuales su implementación resulta especialmente interesante por sus particularidades. Mediante el desarrollo de la metodología se pretende demostrar la utilidad de los sistemas de almacenamiento para dotar de flexibilidad al sistema eléctrico y reducir su dependencia de los combustibles fósiles.

En primer lugar, se ha realizado un análisis del estado actual de diversas tecnologías de almacenamiento energético, fundamentalmente aquellas enmarcadas en el campo del almacenamiento eléctrico. Se han evaluado sus características técnicas, grado de madurez y competitividad a nivel de costes. Así mismo, se han explorado las posibles aplicaciones y servicios que pueden prestar a todos los niveles del sistema eléctrico, para finalmente analizar la idoneidad de cada tecnología para la provisión de dichos servicios.

En segundo lugar, se ha desarrollado una metodología que permita evaluar el impacto económico y medioambiental derivado de la implementación de sistemas de almacenamiento en sistemas aislados. La metodología pretende además ofrecer una herramienta que permita estimar la tecnología y capacidad de almacenamiento óptima para el sistema eléctrico estudiado, atendiendo a criterios económicos. Para el presente trabajo se ha aplicado la metodología para el sistema eléctrico de la isla de Menorca, ejemplo representativo de sistema aislado o semi-aislado con gran dependencia de productos derivados del petróleo para la generación de energía. Se ha elaborado el estudio considerando el contexto energético esperado para el año 2030, siguiendo las directrices plasmadas en la hoja de ruta planteada por el gobierno balear.

Palabras Clave: Energía renovable, almacenamiento, sistemas eléctricos aislados, descarbonización.

RESUM

El desenvolupament d'aquest Treball Final de Màster té com a objectiu principal avaluar el potencial dels sistemes d'emmagatzematge energètic per a la integració de generació renovable en els sistemes elèctrics de potència, amb especial èmfasi en els sistemes aïllats, en els quals la seua implementació resulta especialment interessant per les seues particularitats. Mitjançant el desenvolupament de la metodologia es pretén demostrar la utilitat dels sistemes d'emmagatzematge per dotar de flexibilitat al sistema elèctric i reduir la seua dependència dels combustibles fòssils.

En primer lloc, s'ha realitzat una anàlisi de l'estat actual de diverses tecnologies d'emmagatzematge energètic, fonamentalment aquelles emmarcades en el camp de l'emmagatzematge elèctric. S'han avaluat les seues característiques tècniques, grau de maduresa i competitivitat a nivell de costos. Així mateix, s'han explorat les possibles aplicacions i serveis que poden prestar a tots els nivells del sistema elèctric, per finalment analitzar la idoneïtat de cada tecnologia per a la provisió d'aquests serveis.

En segon lloc, s'ha desenvolupat una metodologia que permeti avaluar l'impacte econòmic i mediambiental derivat de la implementació de sistemes d'emmagatzematge en sistemes aïllats. La metodologia pretén a més oferir una eina que permeti estimar la tecnologia i capacitat d'emmagatzematge òptima per al sistema elèctric estudiat, atenent a criteris econòmics. Per al present treball s'ha aplicat la metodologia per al sistema elèctric de l'illa de Menorca, exemple representatiu de sistema aïllat o semi-aïllat amb gran dependència de productes derivats del petroli per a la generació d'energia. S'ha elaborat l'estudi considerant el context energètic esperat per a l'any 2030, seguint les directrius plasmades en el full de ruta plantejada pel govern balear.

Paraules clau: Energia renovable, emmagatzematge, sistemes elèctrics aïllats, descarbonització.

ABSTRACT

The main objective of this Master Thesis is to assess the potential impact of energy storage systems for the integration of renewable generation in electrical power systems, with special emphasis on isolated systems. The proposed methodology aims to demonstrate the utility of storage systems to provide flexibility to the electrical grid in order to reduce its dependence on fossil fuels.

In the first place, an analysis of the current state of the different energy storage technologies has been performed, fundamentally for those in the electrical storage field, evaluating their technical characteristics, maturity and competitiveness. In addition, possible applications and services provided by storage systems at any scale have been explored, finally analyzing the suitability of each technology for the provision of such services.

Secondly, a methodology has been developed to assess the economic and environmental impact derived from the implementation of storage systems in isolated systems. The methodology also intends to offer a tool that allows to estimate the optimal storage capacity and technology for the electrical system under study, according to economic criteria. As a case study, the proposed methodology has been implemented for the electrical system of the island of Menorca, in the Balearic archipelago, representative example of isolated system with great dependence on fossil fuel derived products for power generation. The study has been developed considering the expected energy context for the year 2030, following the guidelines provided by the Balearic government road map.

Keywords: Renewable energy, storage, isolated electrical systems, decarbonization.

ÍNDICE

1. Introducción	12
1.1 Contexto/Antecedentes	12
1.2 Motivación y justificación	14
1.3 Objetivos	15
1.4 Organización del trabajo	16
2. Estado del arte	18
2.1 Introducción	18
2.2 El almacenamiento en el mercado eléctrico	18
2.3 Almacenamiento, tecnologías y servicios	20
2.3.1 Historia/Antecedentes	20
2.3.2 Tecnologías.....	21
2.3.2.1 Almacenamiento electroquímico - baterías secundarias.....	21
2.3.2.2 Almacenamiento electroquímico - baterías de flujo.....	28
2.3.2.3 Almacenamiento electroquímico – hidrógeno	29
2.3.2.1 Almacenamiento electromecánico	30
2.3.2.2 Almacenamiento electromagnético.....	33
2.3.2.3 Almacenamiento termoeléctrico	35
2.3.2.4 Comparativa de tecnologías actuales	35
2.3.2.5 Perspectivas y evolución de costes	39
2.3.3 Servicios y aplicaciones	40
2.3.3.1 Servicios para el balance de energía a gran escala	43
2.3.3.2 Servicios auxiliares para la operación del sistema eléctrico	45
2.3.3.3 Servicios de soporte a las infraestructuras de transporte y distribución	50
2.3.3.4 Servicios para el usuario final – “Behind the meter”	52
2.3.3.5 Servicios para la integración de renovables.....	53
3. Metodología para la evaluación del potencial de los sistemas de almacenamiento energético para la integración de generación renovable	59
3.1 Introducción	59
3.2 Datos de partida: obtención y estimación de curvas.....	59
3.3 Variables y planteamiento de escenarios	61

3.4	Modelo matemático y metodología de cálculo	63
3.5	Resultados obtenidos de la simulación	71
3.6	Determinación de tecnología y capacidad idónea	75
3.7	Conclusiones del capítulo	77
4.	Caso de aplicación: aplicación de la metodología para el plan de transición energética Menorca 2030	78
4.1	Introducción	78
4.2	Datos de partida y estimación de curvas	79
4.2.1	Menorca 2018	79
4.2.1.1	Demanda eléctrica	79
4.2.1.2	Generación fotovoltaica	80
4.2.1.3	Generación eólica	81
4.2.1.4	Generación convencional	81
4.2.1.5	Análisis global	83
4.2.2	Estimación Menorca 2030	84
4.2.2.1	Demanda eléctrica, vehículo eléctrico y autoconsumo	85
4.2.2.2	Generación fotovoltaica, eólica y térmica	90
4.3	Variables fijadas y planteamiento de escenarios	92
4.4	Conclusiones del capítulo	95
5.	Análisis de los resultados	96
5.1	Introducción	96
5.2	Determinación de tecnología y capacidad idónea	96
5.2.1	Determinación de capacidad idónea para cada tecnología	96
5.2.2	Determinación de opción tecnológica idónea	99
5.3	Análisis global de la solución escogida	104
6.	Conclusiones	110
6.1	Propuestas para futuros trabajos	112
7.	Bibliografía	113

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Evolución del LCOE para las principales tecnologías renovables. Fuente: IRENA [1]</i>	13
Figura 2 <i>Reducción estimada de los costes de instalación de los principales tipos de baterías para el año 2030. Fuente: IRENA [2].....</i>	14
Figura 3 <i>Localizaciones y aplicaciones potenciales de los sistemas de almacenamiento. Fuente: IRENA [2]</i>	19
Figura 4 <i>Capacidad de almacenamiento electroquímico mundial 1996-2016. Fuente: IRENA a partir de datos de US DOE [2]</i>	20
Figura 5 <i>Capacidad de almacenamiento operativa mundial por tecnologías (mediados de 2017). Fuente: IRENA [2]</i>	21
Figura 6 <i>Esquema simplificado de los componentes de una batería. Fuente: [4]</i>	22
Figura 7 <i>Principio de funcionamiento de batería de ácido-plomo inundada. Fuente: IRENA [2]</i>	24
Figura 8 <i>Principio de funcionamiento de la celda de una batería tipo ion-litio. Fuente: IRENA [2]</i>	25
Figura 9 <i>Principio de funcionamiento de una batería tipo NaS. Fuente: IDAE [7].....</i>	27
Figura 10 <i>Principio de funcionamiento de una batería tipo VRFB. Fuente: IRENA [2]</i>	29
Figura 11 <i>Esquema de un sistema CAES. Fuente: [5]</i>	31
Figura 12 <i>Estructura básica de un volante de inercia tipo. Fuente: [4].....</i>	32
Figura 13 <i>Estructura de un superconductor. Fuente: [4].....</i>	33
Figura 14 <i>Esquema de funcionamiento de un supercondensador. Fuente: [4]</i>	34
Figura 15 <i>Tiempo de descarga de diversos sistemas de almacenamiento respecto a su potencia nominal. Fuente: [4]</i>	41
Figura 16 <i>Comparación entre densidad de energía y densidad de potencia para diversas tecnologías de almacenamiento. Fuente: IRENA [2]</i>	41
Figura 17 <i>Ejemplo del efecto de time-shift sobre la curva de demanda diaria. Fuente: ESA [9].</i>	44
Figura 18 <i>Ejemplo de seguimiento de carga creciente mediante descarga del almacenamiento. Fuente: ESA [9]</i>	46
Figura 19 <i>Ejemplo de seguimiento de carga creciente mediante carga del almacenamiento. Fuente: ESA [9]</i>	47
Figura 20 <i>Respuesta de turbina de vapor a set-points de AGC. Fuente: [11].....</i>	48
Figura 21 <i>Respuesta de baterías de Hornsdale Power Reserve a set-points de AGC. Fuente: [11]</i>	48
Figura 22 <i>Ejemplo de modo de operación del almacenamiento para modulación de generación renovable. Fuente: ESA [9]</i>	54

Figura 23 Esquema simplificado de funcionamiento del modelo propuesto.....	63
Figura 24 Ejemplo de aplicación de la metodología - proceso de optimización de la capacidad de almacenamiento para diversas tecnologías.....	76
Figura 25 Ejemplo de aplicación de la metodología - proceso de selección de la combinación de tecnología y capacidad óptimas.....	76
Figura 26 Evolución del coste de la energía en Baleares vs Peninsular. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE [13].....	78
Figura 27 Demanda eléctrica en Menorca en 2018	80
Figura 28 Demanda mensual en Menorca en 2018	80
Figura 29 Generación fotovoltaica en Menorca (18 de junio de 2018).....	81
Figura 30 Generación eólica en Menorca (18 de junio de 2018).....	81
Figura 31 Generación térmica total en Menorca en 2018	82
Figura 32 Generación térmica por combustible	82
Figura 33 Emisiones de CO ₂ por central térmica en Menorca en 2018	83
Figura 34 Cobertura de la demanda por fuente de energía en Menorca en 2018.....	83
Figura 35 Curvas de demanda y generación por tecnologías (18-25 de junio de 2018)	84
Figura 36 Curvas de demanda y generación por tecnologías agrupadas (18-25 de junio de 2018)	84
Figura 37 Evolución anual de la demanda en Menorca. Fuente: elaboración propia a partir de datos de [19]	85
Figura 38 Curva de carga de VE estimada para diversos países de la UE. Fuente: [21].....	88
Figura 39 Curva de carga de VE estimada considerando un 35% de penetración	88
Figura 40 Influencia de carga de VE sobre la demanda base.....	89
Figura 41 Influencia del autoconsumo sobre la demanda base	89
Figura 42 Comparativa demanda base y demanda neta para el 18 de junio de 2030	90
Figura 43 Curvas estimadas de demanda y generación por tecnologías (18-25 de junio de 2030)	90
Figura 44 Curvas estimadas de demanda y generación por tecnologías agrupadas (18-25 de junio de 2030).....	91
Figura 45 Cobertura de la demanda estimada por fuente de energía en Menorca en 2030	91
Figura 46 Evolución del LCOE para las principales tecnologías renovables. Fuente: IRENA	93
Figura 47 VAN obtenido para cada variante de capacidad ácido-plomo.....	98
Figura 48 Cobertura de la demanda para cada variante de capacidad de ácido-plomo	99
Figura 49 Reducción de emisiones anuales para cada variante de capacidad de ácido-plomo	99

Figura 50 VAN obtenido para cada opción tecnológica de almacenamiento considerada	102
Figura 51 Cobertura de la demanda obtenida para cada opción tecnológica de almacenamiento considerada	103
Figura 52 Energía renovable perdida para cada opción tecnológica de almacenamiento considerada	104
Figura 53 Emisiones anuales para cada opción tecnológica de almacenamiento considerada	104
Figura 54 Curvas estimadas de demanda, generación y batería NaS (18-25 de junio de 2030)	105
Figura 55 Curvas estimadas de demanda, generación y batería NaS (20-23 de junio de 2030)	106
Figura 56 Cobertura de la demanda por fuente de energía en Menorca en 2030 con batería NaS	107
Figura 57 Cobertura de la demanda estimada para escenario base frente a escenario con batería NaS	108
Figura 58 Energía renovable perdida para escenario base frente a escenario con batería NaS	108
Figura 59 Emisiones anuales para escenario base frente a escenario con batería NaS.....	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Cuadro resumen de tecnologías de almacenamiento eléctrico y sus principales características	37
Tabla 2 Evolución esperada de costes y prestaciones para distintas tecnologías de almacenamiento 2016-2030. Elaboración propia basada en datos de IRENA.....	40
Tabla 3 Categorización de servicios y aplicaciones provistos por los sistemas de almacenamiento	43
Tabla 4 Cuadro resumen de los principales servicios de los sistemas de almacenamiento, requerimientos técnicos y tecnologías adecuadas para cada caso	58
Tabla 5 Factores de emisión de gasoil y fueloil para la central térmica de Mahón.....	82
Tabla 6 Parámetros principales del sistema energético de Menorca 2018 y estimados para 2030	85
Tabla 7 Evolución del parque de turismos en Menorca. Fuente: elaboración propia a partir de datos de [20]	86
Tabla 8 Principales turismos eléctricos en España en 2018. Fuente: elaboración propia a partir de datos de fabricantes.....	87
Tabla 9 Estimación de consumo diario por VE en Menorca en 2030	87
Tabla 10 Comparativa energética de Menorca entre situación 2018 y estimación 2030.....	92

Tabla 11 <i>Variables energéticas fijadas para todas las simulaciones</i>	92
Tabla 12 <i>Variables sobre generación térmica fijadas para todas las simulaciones</i>	93
Tabla 13 <i>Variables económicas fijadas para todas las simulaciones</i>	94
Tabla 14 <i>Variables fijadas para las distintas opciones tecnológicas consideradas</i>	95
Tabla 15 <i>Resultados de las simulaciones para distintas variantes de batería tipo ácido-plomo, en rojo se muestra la variante óptima</i>	98
Tabla 16 <i>Variables fijadas para las distintas opciones tecnológicas simuladas</i>	100
Tabla 17 <i>Resultados de la simulación para distintas tecnologías de almacenamiento considerando su capacidad óptima, en rojo se muestra la tecnología óptima</i>	102
Tabla 18 <i>Comparativa energética de Menorca entre situación 2018, estimación 2030 y estimación 2030 con inclusión de baterías NaS</i>	107

MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO/ANTECEDENTES

Nos encontramos en un momento clave para el sector energético mundial. La sociedad se enfrenta a una importante crisis medioambiental, motivada principalmente por un calentamiento global derivado de un uso excesivo y continuado de combustibles de origen fósil. Ante la evidencia del impacto de este fenómeno en nuestras vidas, la gran mayoría de países alrededor de todo el mundo planifican una transición energética de gran calado, en la que el papel de las energías renovables resultará fundamental. Los acuerdos internacionales ponen el foco ya no tanto sobre el qué se debe hacer, si no sobre el cómo. Es objetivo innegociable una reducción drástica de emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero y, para ello, debe llevarse a cabo una importante descarbonización de la economía en general y de los procesos referidos a la generación y el uso de la energía en particular.

Las diferentes hojas de ruta planteadas por instituciones, empresas o el sector público coinciden en la necesidad de abandonar un modelo energético basado en la combustión de combustibles fósiles, llevando a cabo una transición hacia un modelo más limpio basado en las energías de origen renovable, la eficiencia energética y el desarrollo de redes inteligentes. De igual modo se pone el acento en una electrificación de la economía, principalmente en los sectores de movilidad y climatización, impulsada por el despliegue del vehículo eléctrico y las bombas de calor respectivamente.

Ante la urgencia por reducir las emisiones de CO₂ y con el fin de cumplir con los objetivos marcados por la Unión Europea y los tratados internacionales para combatir el cambio climático, no queda otra opción que llevar a cabo importantes cambios en nuestros sistemas energéticos.

La transición energética trae consigo multitud de desafíos para el sistema eléctrico. Ante un escenario de creciente peso de generación de origen renovable, generalmente de naturaleza no gestionable, la operación del sistema aumenta en su complejidad. Si a ello unimos un modelo más descentralizado, con fuerte protagonismo de los recursos energéticos distribuidos, el desafío resulta todavía mayor. El sistema necesitará de una mayor flexibilidad para gestionar los flujos de energía de un modo dinámico y eficiente, y esta flexibilidad puede venir de diversas fuentes.

Puede venir del lado del consumo de energía mediante estrategias de respuesta de la demanda, mediante redes inteligentes que operen con flujos bidireccionales o, de forma fundamental, gracias a los sistemas de almacenamiento. Los sistemas de almacenamiento, por su amplia variedad de tecnologías y prestaciones, modularidad y versatilidad a la hora de diseñar soluciones y aplicaciones, están llamados a tener un rol fundamental en las redes eléctricas del futuro. Además, se espera que su desarrollo resulte exponencial (especialmente en forma de baterías) de la mano del sector de la movilidad eléctrica.

Los costes de generación renovable han descendido enormemente en los últimos años, convirtiéndose en una opción preferible a la generación a partir de combustibles fósiles, no solo

ya desde el punto de vista medioambiental, sino también desde el punto de vista económico. El último informe de costes de generación elaborado por IRENA [1] muestra el descenso del coste de las principales tecnologías renovables, equiparándose con las basadas en combustibles fósiles (Figura 1).

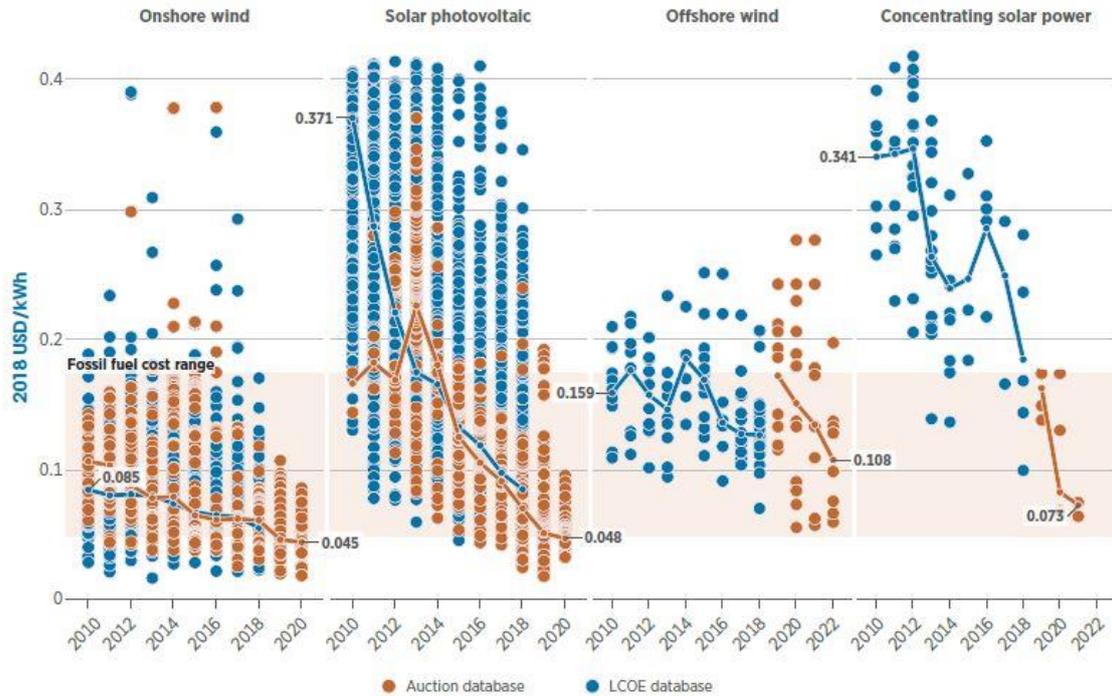


Figura 1 Evolución del LCOE para las principales tecnologías renovables. Fuente: IRENA [1]

Los sistemas de almacenamiento siguen una progresión similar, situadas en el foco de multitud de planes de investigación y desarrollo, e impulsadas por el sector automovilístico que afronta también un proceso de transición hacia la movilidad eléctrica. Se espera un gran desarrollo en los próximos años en el área del almacenamiento energético, de forma destacada en forma de baterías, dando lugar a un gran descenso de costes de producción. Un descenso motivado por el desarrollo de economías de escala, la proliferación de factorías de producción, y la investigación y desarrollo de nuevos materiales que aumenten la eficiencia y la capacidad de estos sistemas. IRENA elaboró un informe de los costes de distintas tecnologías de almacenamiento (principalmente baterías) y su proyección para el año 2030 [2]. La Figura 2 muestra una síntesis de los valores estimados para las principales familias de baterías.

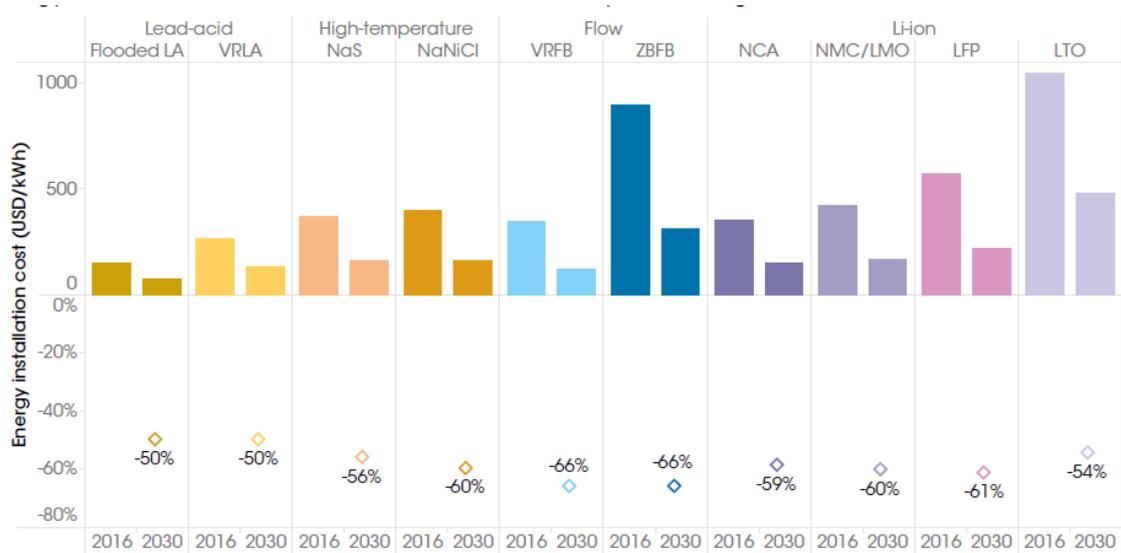


Figura 2 Reducción estimada de los costes de instalación de los principales tipos de baterías para el año 2030. Fuente: IRENA [2]

Las posibilidades que ofrecen los sistemas de almacenamiento para gestionar la forma en que generamos y consumimos energía dan lugar a multitud de escenarios de futuro, modelos de negocio innovadores y, sobre todo, constituyen una herramienta de gran valor para caminar hacia un modelo energético más limpio y sostenible.

Los retos por afrontar en esta transición energética son especialmente críticos en zonas aisladas o semi-aisladas del sistema eléctrico, debido principalmente a factores como una reducida (o inexistente) capacidad de interconexión y su alta dependencia en cuanto a disponibilidad de combustibles fósiles (y por tanto alta sensibilidad a la volatilidad de sus precios). En estos contextos, el uso de almacenamiento resulta indispensable para dotar a la red eléctrica local de la flexibilidad y seguridad de suministro necesaria. Sin embargo, pese al gran potencial que se les adivina, el impacto de los sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico está por determinar.

1.2 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

La motivación para el desarrollo de este Trabajo Final de Máster nace de mi pasión por las energías renovables y su importancia para, si no neutralizar o revertir, sí al menos atenuar los efectos del cambio climático sobre nuestras vidas y nuestro planeta. Nos encontramos en un período en el que debemos llevar a cabo profundos cambios en nuestro modelo energético, en nuestra forma de generar y consumir energía. Si queremos preservar nuestro ecosistema debemos afrontar esta transición con una mayor exigencia y celeridad, invirtiendo muchos de nuestros esfuerzos y capacidades para alcanzar un sistema energético más limpio, sostenible y justo.

Me atraen las implicaciones sociales, medioambientales y económicas de la energía, son las que me motivan a dedicar mi tiempo a este campo. Es mucha la capacidad transformadora que tiene

nuestra forma de gestionar la energía, y ante los cambios que se avecinan son muchos también los retos que se plantean.

Explorando e informándome sobre los distintos planes de transición energética alrededor del mundo, me llamó la atención uno de los vectores fundamentales de esta transformación: el almacenamiento energético y la flexibilidad añadida a los sistemas eléctricos. A estos planes estatales se une a un creciente interés de la industria automovilística en el desarrollo de la movilidad eléctrica, la cual se fundamenta en disponer de sistemas de almacenamiento con grandes prestaciones. Recientemente, la comisión europea ha publicado directrices estratégicas con vistas a impulsar la industria de las baterías en Europa [3], en la que se apunta a la necesidad de construir entre 20 y 30 gigafactorías de producción de baterías en suelo europeo.

Se trata éste de un campo, el del almacenamiento eléctrico, que apenas se ha tratado durante el grado y tan sólo de forma residual en el máster, y que, todo apunta, va a resultar fundamental para las redes eléctricas del futuro y nuestra forma de gestionar la energía en el día a día. He visto, por tanto, el desarrollo de este trabajo como una oportunidad para adentrarme y profundizar en un campo que apenas conocía.

Buscando en literatura, los artículos sobre almacenamiento son numerosos y relativamente recientes, lo cual demuestra el gran interés que ha despertado en los últimos años para investigadores, instituciones y empresas. Si bien en muchos aspectos es un campo tecnológico y económicamente aún en fase de maduración, se le adivina un potencial enorme. Me pareció una tarea relevante explorar las posibilidades que ofrece el despliegue de capacidad de almacenamiento a gran escala, para el sistema eléctrico en su conjunto, para el desarrollo de un sistema más limpio, sostenible y barato.

Dado que actualmente gran cantidad de gobiernos e instituciones se encuentran en proceso de diseñar sus planes de transición energética, entendí que resultaría interesante determinar hasta qué punto el almacenamiento puede tener un rol importante durante los próximos años. Con este Trabajo Final de Máster he pretendido desarrollar una metodología que permita evaluar cualitativa y cuantitativamente el valor del almacenamiento para nuestros sistemas eléctricos del futuro, con el fin de obtener una visión global que sirva de ayuda para labores de planificación energética.

1.3 OBJETIVOS

El desarrollo de este Trabajo Final de Máster tiene como objetivo principal evaluar el potencial de los sistemas de almacenamiento eléctrico para la integración de generación renovable en los sistemas eléctricos de potencia, con especial énfasis en los sistemas aislados, en los cuales su implementación resulta especialmente interesante por sus particularidades.

Mediante el desarrollo de la metodología se pretende demostrar la utilidad de los sistemas de almacenamiento para dotar de flexibilidad al sistema eléctrico y reducir su dependencia de los combustibles fósiles. Se pretende además determinar la capacidad global de almacenamiento óptima para el sistema estudiado, según distintos escenarios de penetración renovable, tecnología de almacenamiento escogida o evolución de costes esperada.

Se han establecido, por tanto, una serie de objetivos que se presentan a continuación con mayor detalle:

- Realizar un análisis del estado actual de las diferentes tecnologías de almacenamiento energético, fundamentalmente aquellas enmarcadas en el campo del almacenamiento eléctrico. Evaluar sus características técnicas, grado de madurez y competitividad a nivel de costes. Así mismo, explorar las posibles aplicaciones y servicios que pueden ser prestados por los sistemas de almacenamiento a todos los niveles del sistema eléctrico y finalmente analizar la idoneidad de cada tecnología para la provisión de dichos servicios. Finalmente presentar también la previsión de desarrollo tecnológico y de costes de las tecnologías más destacadas.
- El desarrollo de una metodología que permita evaluar el impacto económico y medioambiental derivado de la implementación de sistemas de almacenamiento eléctrico en sistemas aislados. La metodología pretende desarrollar una herramienta que permita estimar la capacidad global y tecnología de almacenamiento óptima para un sistema eléctrico dado, atendiendo a criterios económicos y/o medioambientales.

Para esta estimación se tendrán en cuenta distintos parámetros definatorios del sistema de almacenamiento, considerando sus limitaciones técnicas y los costes asociados a su adquisición e instalación. El estudio comparativo de sistemas de almacenamiento desarrollado con anterioridad servirá como base de datos técnico-económica para ser implementada en la metodología, ayudando en la elección de las tecnologías más adecuadas y permitiendo realizar un estudio económico lo más preciso posible.

Se considerarán como datos de partida las curvas de demanda y generación renovable anuales del sistema eléctrico escogido, planteando a partir de éstas un escenario base en cuanto a demanda, penetración de generación renovable y vehículo eléctrico y costes de generación. Conjuntamente a los parámetros del sistema de almacenamiento, estas curvas servirán como base para la implementación de la metodología.

Como resultado, la implementación de la metodología permitirá evaluar el impacto económico y medioambiental (en cuanto a la reducción de emisiones de CO₂) derivado de la inclusión de una capacidad global de almacenamiento al sistema estudiado. Así mismo, ayudará a determinar la capacidad y tecnología de almacenamiento idónea desde un punto de vista económico y/o medioambiental ante cualquier escenario evolutivo.

1.4 ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO

El contenido del presente trabajo está estructurado en tres capítulos principales. En primer lugar, el Estado del Arte tiene como objetivos principales: presentar aquellos conceptos relacionados con los sistemas eléctricos en los que el almacenamiento tenga o pueda llegar a tener un rol relevante; analizar a nivel técnico y económico los sistemas de almacenamiento más relevantes; presentar los servicios y aplicaciones que pueden ser provistos por los sistemas de

almacenamiento; y, finalmente, elaborar una comparativa entre las distintas tecnologías de almacenamiento presentadas teniendo en cuenta los conceptos anteriores.

A lo largo del segundo capítulo se describirá la metodología propuesta para la evaluación del potencial del almacenamiento energético para la integración de generación renovable en sistemas eléctricos aislados. Para ello se dedicarán diversos epígrafes a explicar los datos de partida necesarios, las estimaciones a realizar, el planteamiento de escenarios, la metodología de cálculo y los resultados que se obtienen de la implementación de la metodología.

En el tercer capítulo se implementará la metodología en un caso de aplicación escogido por el autor que se considere representativo de los objetivos del proyecto. Para el presente trabajo se ha decidido escoger el sistema eléctrico de la isla de Menorca, considerando el plan de transición ecológica presentado por el gobierno balear, para la implementación de la metodología. A lo largo de este capítulo se desgranarán todos los pasos realizados, desde la obtención de los datos de partida hasta la presentación de los resultados obtenidos.

Finalmente se incluye un capítulo con las conclusiones obtenidas de este Trabajo Final de Máster, así como la bibliografía consultada durante su realización.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 INTRODUCCIÓN

Para evaluar la importancia del almacenamiento en los sistemas energéticos del futuro resulta imprescindible tener en cuenta el contexto en el que nos encontramos y cuáles son las tendencias en innovación, hacia donde se dirige el sistema energético actual. Para llevar a cabo la consabida transición energética hacia un modelo más sostenible se deben efectuar cambios profundos a muchos niveles, desde el modo en que generamos nuestra energía hasta la forma en que la consumimos, pasando por los roles que deberá asumir cada agente implicado. De lo que no cabe duda es de la importancia que tendrá nuestra capacidad de almacenar energía a gran escala, así como de gestionar los flujos de energía de forma dinámica y óptima.

El desarrollo de los sistemas de almacenamiento y las tecnologías de la información y la comunicación (las llamadas TIC), en un nuevo entorno de red “inteligente”, deben servir como vectores principales para esta transformación. Así mismo, surgen nuevos actores y roles en el sistema eléctrico. El almacenamiento, al poder ejercer como consumidor y generador alternativamente, deberá encontrar su espacio en el mercado al mismo tiempo que sus servicios deberán ser valorados en su justa medida.

A lo largo de este capítulo se explorará el estado actual del almacenamiento, así como sus potenciales roles y servicios al sistema eléctrico.

2.2 EL ALMACENAMIENTO EN EL MERCADO ELÉCTRICO

El encaje del almacenamiento en el mercado eléctrico actual es una de los grandes retos por resolver en los próximos años. El almacenamiento, por sus características, puede desenvolverse como consumidor o productor de energía indistintamente, absorbiendo o inyectando energía en la red respectivamente. A su vez, estos pueden ser propiedad y/o ser operados por diversos agentes del sistema a distintos niveles de la red eléctrica, sea generación, transporte, distribución o consumo. La Figura 3 ilustra la variedad de aplicaciones y localizaciones potenciales de los sistemas de almacenamiento.

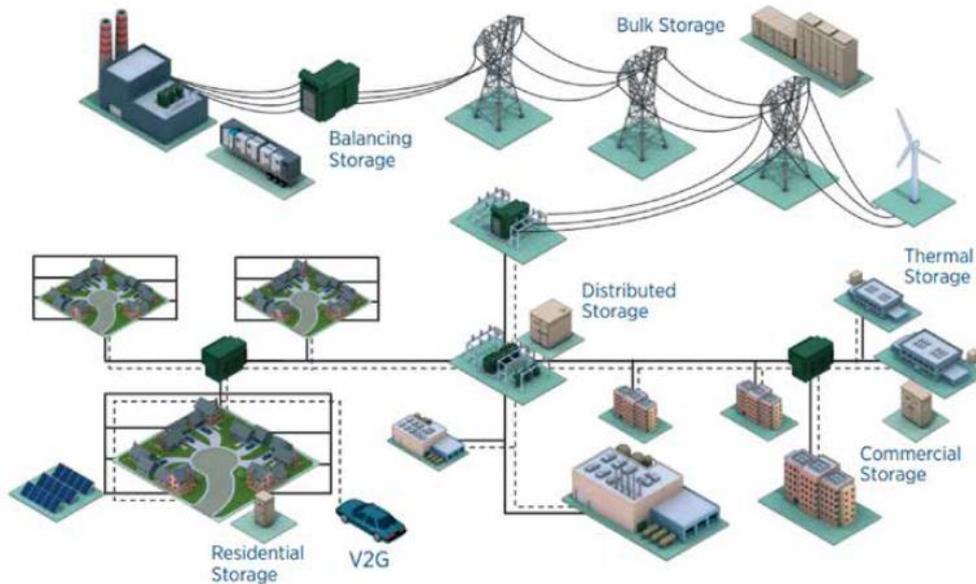


Figura 3 Localizaciones y aplicaciones potenciales de los sistemas de almacenamiento. Fuente: IRENA [2]

Como se explicará en el apartado 2.3.3, el almacenamiento puede proveer de multitud de servicios tanto al propio usuario como al conjunto del sistema. El pago por la provisión de algunos de estos servicios es difícil de determinar dado que los beneficios derivados de la acción del almacenamiento pueden beneficiar a diversos agentes al mismo tiempo. Otros, como los servicios complementarios y de ajuste, que ya están definidos en gran medida, pueden ser accesibles desde ya mismo para los sistemas de almacenamiento.

Los operadores del sistema eléctrico tienen la misión de equilibrar generación y demanda en el sistema en todo momento con el fin de asegurar un suministro eléctrico seguro y de calidad. Para ello, dada las constantes fluctuaciones de generación y demanda los operadores hacen uso de servicios complementarios y de ajuste, los cuales pueden proveerse en distintas escalas temporales. Estos servicios se dan haciendo uso de las reservas de capacidad y su banda disponible a subir o bajar potencia. Los principales servicios se describen brevemente a continuación:

- Regulación primaria: corrección automática (menos de 30 segundos) para resolver desequilibrios instantáneos entre generación y consumo. De carácter obligatorio y sin retribución para cualquier unidad generadora.
- Regulación secundaria: reserva de capacidad muy flexible (tiempo de respuesta de 20 segundos a 15 minutos) para resolver desequilibrios significativos entre generación y demanda. Se retribuye en base a dos conceptos: disponibilidad (banda) y utilización (energía) mediante mecanismos de mercado.
- Regulación terciaria: restitución de la reserva de regulación secundaria. Reserva terciaria consistente en la máxima variación de una unidad de producción con un tiempo de respuesta máximo de 15 minutos y que pueda ser mantenida durante al menos 2 horas consecutivas.

Otro servicio definido por el operador del sistema es el control de tensiones. Este se efectúa mediante actuaciones sobre los recursos de generación y absorción de energía reactiva y otros

elementos de control de tensión. Los sistemas de almacenamiento podrían acceder igualmente a este tipo de servicios. La retribución por estos servicios viene dada por cuatro términos: banda adicional de generación de potencia reactiva, banda adicional de absorción de potencia reactiva, energía reactiva generada y energía reactiva absorbida.

El papel potencial de los sistemas de almacenamiento para la provisión de los servicios de ajuste citados se expondrá con mayor detenimiento en el apartado 2.3.3.2.

2.3 ALMACENAMIENTO, TECNOLOGÍAS Y SERVICIOS

2.3.1 Historia/Antecedentes

Tradicionalmente el ser humano ha necesitado almacenar sus recursos energéticos para tiempos de escasez o para ser empleados cuando más convenga. Los combustibles fósiles, por su alta disponibilidad, transportabilidad y facilidad a la hora de ser almacenados y conservados han sido la solución escogida de forma mayoritaria hasta nuestros días. Éstos pueden ser empleados para la generación de calor y electricidad en cualquier momento, no así la mayoría de las fuentes de generación renovables (a excepción de la biomasa y la hidráulica), que deben ser transformadas en energía eléctrica antes de ser almacenadas.

El almacenamiento de energía en forma de electricidad a gran escala es un reto histórico, que en los últimos años está experimentando un gran desarrollo paralelamente al desarrollo del vehículo eléctrico, y supone uno de los vectores claves para posibilitar una transición energética hacia un modelo más sostenible. La Figura 4 muestra el gran crecimiento de la capacidad de almacenamiento (de tipo electroquímico) instalada en el mundo en los últimos años.

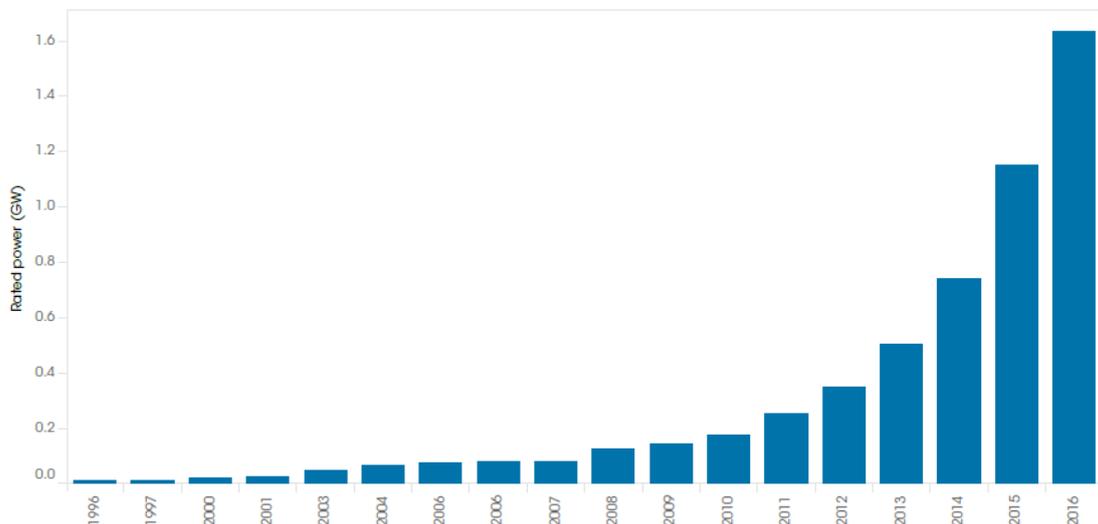


Figura 4 Capacidad de almacenamiento electroquímico mundial 1996-2016. Fuente: IRENA a partir de datos de US DOE [2]

La creciente penetración de generación de energía a partir de fuentes renovables en el mix eléctrico hace necesario el desarrollo de tecnologías que permitan gestionar la energía generada a partir de materias primas como el sol y el aire que, por su naturaleza, no son gestionables. Aquí entran las tecnologías de almacenamiento, que junto al desarrollo de tecnologías de la

información y comunicación tienen el objetivo de permitir la óptima gestión de los recursos renovables, con el fin de reducir de forma drástica la necesidad de combustibles fósiles, y con ello, la emisión de gases contaminantes y de efecto invernadero.

2.3.2 Tecnologías

Existen diversas formas de almacenar energía eléctrica, generalmente mediante su transformación en otras formas de energía: energía potencial en sistemas de bombeo de agua o aire comprimido, energía cinética en volantes de inercia, campos magnéticos o eléctricos en inductores y condensadores respectivamente, en sistemas electroquímicos como las baterías o en forma de energía química en celdas de combustible (hidrógeno). La Figura 5 muestra la capacidad de almacenamiento instalada mundialmente por tecnologías, prácticamente monopolizada por instalaciones reversibles de bombeo de agua.

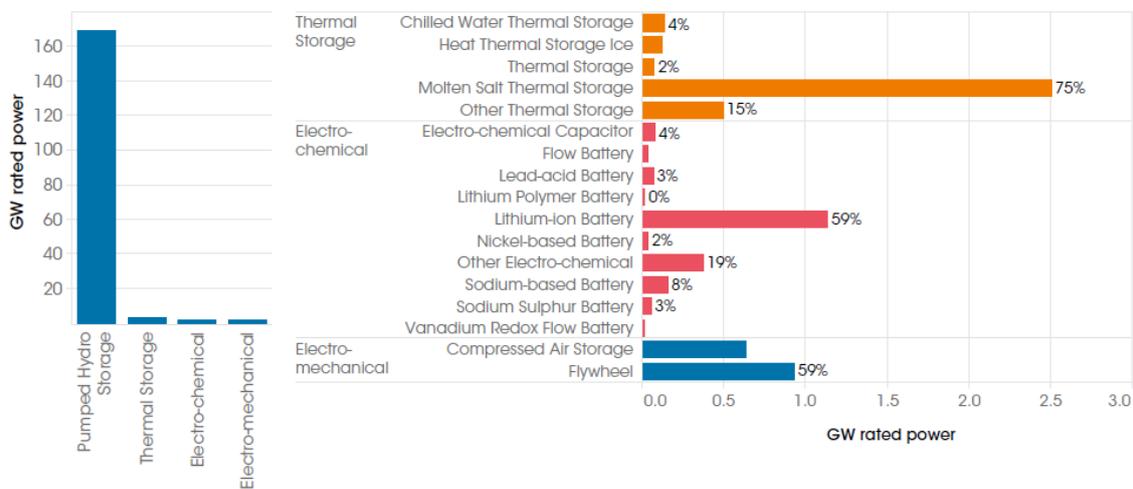


Figura 5 Capacidad de almacenamiento operativa mundial por tecnologías (mediados de 2017). Fuente: IRENA [2]

Todas ellas representan un amplio abanico de tecnologías de almacenamiento, con distintas prestaciones, características y grados de madurez. En este apartado se tratará de presentar todas ellas, y se realizará un estudio comparativo, con especial énfasis en sistemas de almacenamiento eléctrico, atendiendo a distintos indicadores clave.

2.3.2.1 Almacenamiento electroquímico - baterías secundarias

Las baterías secundarias se distinguen de las primarias por ser recargables, requisito indispensable para realizar la mayoría de las funciones que se les exigen a los sistemas de almacenamiento. El principio de funcionamiento de los sistemas de almacenamiento electroquímicos se fundamenta en la transformación de energía eléctrica en energía química mediante celdas electroquímicas, almacenándola de este modo para posteriormente ser reconvertida en energía eléctrica. Se trata de una de las formas más antiguas de almacenamiento energético, consistente en reacciones químicas reversibles de oxidación y reducción (conocidas como *redox*) en presencia de un electrolito. Las reacciones de reducción consisten en la ganancia de electrones por parte de un componente químico, mientras que las de oxidación consisten en la pérdida de electrones por parte de este. Cada una de las celdas que componen estos sistemas de almacenamiento consta de un electrodo positivo (ánodo) y un

electrodo negativo (cátodo), además del electrolito que puede estar en estado líquido, sólido o viscoso.

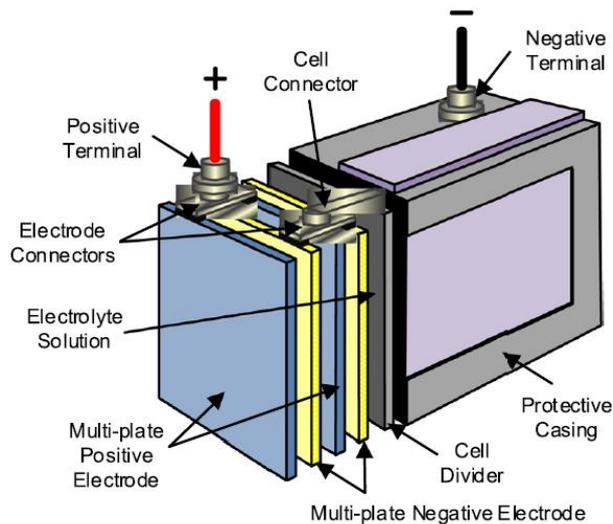


Figura 6 Esquema simplificado de los componentes de una batería. Fuente: [4]

Durante el proceso de descarga, se produce una reacción de reducción en el cátodo (electrodo positivo) y de oxidación en el ánodo (electrodo negativo). Los electrones perdidos en la reacción de oxidación son recogidos por el ánodo y transferidos al cátodo mediante un circuito exterior o carga, posibilitando la oxidación en el cátodo. Se establecen pues parejas electroquímicamente activas, esto es, las formadas por los electrodos y los componentes que los envuelven, definiendo las zonas anódica y catódica. El electrolito, por su parte, posibilita el equilibrio de carga en la celda, permitiendo el intercambio entre las zonas anódica y catódica de los iones que se generan en las reacciones de oxidación y reducción. Adicionalmente, resulta necesario un separador, que evite el contacto entre las sustancias electroquímicamente activas y que permita únicamente un intercambio iónico a través del electrolito.

La diferencia de energía entre las parejas activas da lugar a una diferencia de potencial entre los electrodos, y, por tanto, una tensión. En estado de plena carga, vacío o reposo se obtiene la tensión de circuito abierto o máxima que suele tener un valor de entre 1 y 4 voltios según el tipo de celda. Conforme se produce la descarga de la batería, las celdas disminuyen su tensión hasta alcanzar un mínimo de operación. La tensión resulta pues un indicador adecuado para conocer el estado de carga de la batería.

La capacidad energética de una batería está limitada, en parte, por la tensión mínima de operación y depende del ratio de descarga (C). El coeficiente C se refiere a la intensidad de descarga, siendo C igual a la capacidad en amperios-hora (Ah) de la batería. Por tanto, para una batería de 40 Ah, C es igual a 40 A, y el ratio de descarga puede ser 1C, 2C etc. Las condiciones de descarga determinarán el tiempo de descarga de la batería.

La forma en que las celdas electroquímicas se conectan entre sí determina los niveles de tensión e intensidad en la batería. Algunos de los indicadores más importantes a la hora de evaluar un sistema de almacenamiento electroquímico (o de otro tipo), además de la tensión de celda, son:

- Capacidad energética: expresada tradicionalmente en amperios-hora (Ah), aunque con la proliferación de la tecnología de ion-litio se ha extendido el uso del vatio-hora (Wh).
- Energía específica: expresada en capacidad energética por unidad de masa (Wh/Kg).
- Potencia específica: expresada en unidad de potencia por unidad de masa (W/Kg).
- Eficiencia: normalmente expresada en porcentaje y referida al ciclo completo de carga y descarga de la batería.
- Ciclabilidad: aunque expresada en número absoluto de ciclos de carga y descarga, la vida útil dependerá de las profundidades de descarga a las que se someta la batería, así como de la temperatura de operación. La vida útil puede venir expresada también en años de forma aproximada.

Además, hay que tener en cuenta otros factores como la temperatura de operación (y rango admisible), tasa de autodescarga (mensual o anual), máximo ratio de descarga admitido, grado de mantenimiento requerido o posibilidad de sufrir efecto memoria. En el caso de las baterías, el tipo de par redox determina el tipo de tecnología y sus prestaciones en cuanto a capacidad de recarga, rango de temperaturas admisible etc., mientras que el diseño de la propia celda define la energía y potencia específica, vida útil y ratios de carga y descarga admisibles.

Todas las características y factores explicados previamente servirán para determinar la idoneidad de una u otra tecnología según la aplicación a la que estén destinadas.

A continuación, se explicarán detalladamente las características específicas de una serie de tecnologías de almacenamiento electroquímico en forma de baterías secundarias que, por su madurez, potencial desarrollo o vigencia resultan de mayor interés. Se distinguen cuatro familias principales, ácido-plomo, sales fundidas (Sodio-Azufre), ion-litio y alcalinas (Níquel-Cadmio).

La información que se expondrá en las siguientes líneas es fruto de la consulta y síntesis de diversas fuentes, entre las que destacan [2], [4], [5] y [6].

Ácido-Plomo

Se trata de la tecnología más madura que puede encontrarse en el mercado. Disponibles comercialmente desde finales del siglo XIX, estas baterías han sido utilizadas ampliamente en automoción para sistemas de arranque, así como en aplicaciones estacionarias como Sistemas de Alimentación Ininterrumpida o "SAI" (en inglés se conocen como "UPS", Uninterruptible Power Supply) o aplicaciones para maquinaria industrial. Existen dos variantes principales, la regulada por válvula y la inundada, ambas con prestaciones similares. La Figura 7 ilustra el principio de funcionamiento de estas últimas.

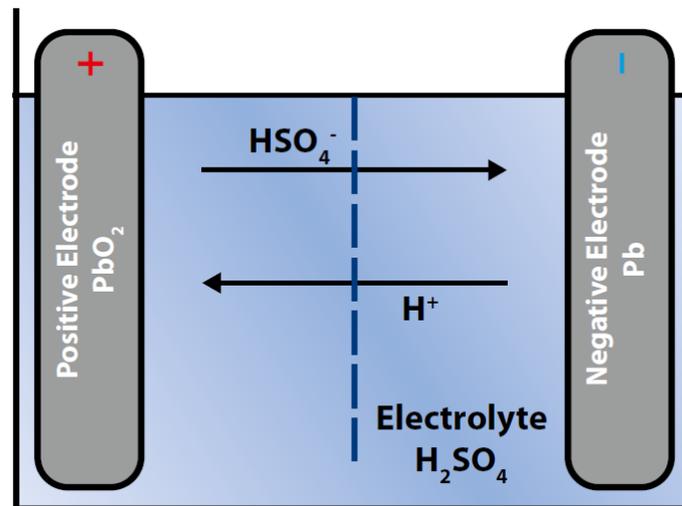


Figura 7 Principio de funcionamiento de batería de ácido-plomo inundada. Fuente: IRENA [2]

Debido a su alto grado de madurez tecnológica es la opción que ofrece un menor coste por kWh, además de una gran fiabilidad. Ofrece tiempos de respuesta cortos (del orden de milisegundos) y no sufren apenas autodescarga. No obstante, sus limitaciones son numerosas. La densidad energética es de las más bajas. Tiene una ciclabilidad moderada, que además se resiente considerablemente si alcanza grandes profundidades de descarga durante su operación. No admite grandes rampas de carga/descarga. Tiene una eficiencia moderada en comparación con las demás tecnologías y esta depende mucho de la temperatura de operación. Además, este tipo de baterías sufren degradación por sulfatación, consistente en un proceso de cristalización de sulfato de plomo en los electrodos de la batería. Este fenómeno se agudiza con grandes profundidades de descarga, limitando el rango de funcionamiento de la batería. Para evitarlo, las baterías deben ser sobrecargadas de forma periódica, aplicando grandes tensiones de recarga durante periodos de varias horas para disolver los cristales y así recuperar su capacidad de almacenamiento. Sin embargo, las elevadas tensiones generan procesos de electrólisis en el electrolito, que oxidan los electrodos y reducen la vida útil y las prestaciones de la batería.

Níquel-Cadmio

Comercializada por primera vez a principios del siglo XX, se trata de una batería tradicional, que no requiere de una implantación compleja ni sistemas de control sofisticados. Mejora las baterías ácido-plomo en cuanto a densidad de energía y rango de temperaturas admisible, aunque tiene una ciclabilidad reducida y un coste mucho mayor. Además, sufren efecto memoria (pérdida de capacidad debido a cargas parciales), que reduce aún más su vida útil. También destaca la capacidad que ofrecen de recarga ultra rápida, siendo esta más eficiente incluso que la carga lenta. Su uso ha estado relacionado con aplicaciones estacionarias para arranque de maquinaria industrial, iluminación de emergencia o instrumentación. Sin embargo, cuenta también con alguna experiencia en integración de fuentes de generación renovable, principalmente eólica.

Ion-Litio

Hoy en día se trata de la tecnología más prometedora, la que centra mayores esfuerzos en materia de investigación y desarrollo a nivel mundial. Sus grandes prestaciones, unido a su gran variedad de aplicaciones, tanto estacionarias como móviles, la convierten en tecnología clave para abordar una transición energética hacia un modelo más sostenible, protagonizando un importante rol en cuestiones tan relevantes como el desarrollo del coche eléctrico, la integración de energías renovables, flexibilidad añadida en operación de redes eléctricas etc.

El término Ion-Litio no se refiere a una única pareja electroquímica, si no a un amplio abanico de químicas cuyo denominador común es el flujo de iones de litio entre los electrodos tanto para el proceso de carga como de descarga. Típicamente, el litio viene incorporado en el cátodo junto a otros materiales, en forma de óxidos metálicos o fosfatos, mientras que para el ánodo se emplea comúnmente grafito. Existen múltiples combinaciones de componentes químicos, cada una presentando diferentes características. El tipo de material empleado para cátodo y ánodo da lugar a diferencias en la tensión de celda, seguridad, y energía y potencia específicas. La Figura 8 muestra el principio de funcionamiento de una celda tipo con cátodo metálico y ánodo basado en carbono.

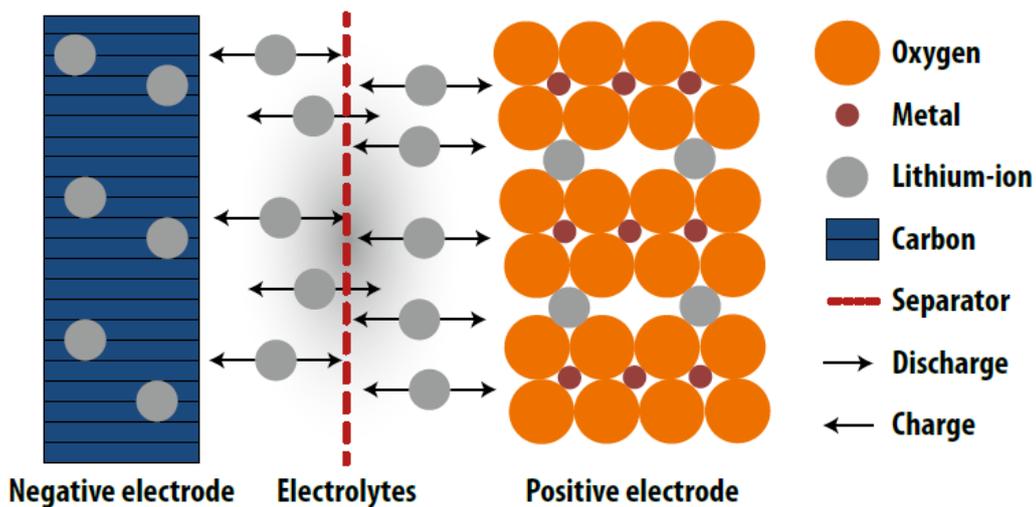


Figura 8 Principio de funcionamiento de la celda de una batería tipo ion-litio. Fuente: IRENA [2]

Las celdas suelen ser fabricadas en forma cilíndrica o de prisma rectangular. Estas son posteriormente agrupadas en módulos con múltiples celdas conectadas en serie y/o en paralelo. Los módulos se conectan dando lugar a cadenas o “strings” hasta alcanzar el valor de tensión deseado, siendo cada uno de estos “strings” monitorizados y controlados de forma independiente. Para cuestiones de seguridad, en las baterías de tecnología ion-litio es conveniente tener en cuenta que estas no disponen de un medio acuoso (como en el caso del ácido-plomo) que disipe energía en caso de sobrecarga. Por tanto, los subsistemas electrónicos, algoritmos de control, así como las propiedades mecánicas y térmicas de la propia batería son las que determinan su nivel de seguridad, independientemente de cuestiones químicas.

Entre las mejores cualidades de las baterías de ion-litio destacan: alta energía y potencia específicas, eficiencia muy elevada, mayor valor de tensión de celda que las demás tecnologías, alta ciclabilidad, gran flexibilidad de regímenes de carga y descarga, autodescarga relativamente

baja y no sufren efecto memoria. Entre sus desventajas se encuentran su elevado coste y su inestabilidad térmica, potencialmente peligrosas en caso de sobrecarga, lo que exige la incorporación de circuitos de control y monitorización que encarecen su precio final. Atendiendo a la química escogida, existen importantes variaciones en las prestaciones que ofrece la batería. A lo largo de los años han ido surgiendo distintas variantes, a continuación se destacan las más importantes.

Las primeras en aparecer fueron las basadas en cobalto (LCO) 1991. Utilizadas masivamente para electrónica de consumo (móviles, portátiles, cámaras...) por su alta densidad energética y tensión de celda. No obstante, no se recomiendan ratios de descarga elevados por motivos de seguridad y de reducción de la vida útil de la batería. El cobalto es además un material caro y escaso, lo que actualmente descarta su aplicación en almacenamiento a gran escala. Además, el óxido de cobalto es térmicamente inestable, pudiendo provocar explosiones en caso de sobrecarga y altas temperaturas.

Más adelante surgieron las basadas en manganeso (LMO) 1996, con mayor ciclabilidad y seguridad que sus antecesoras (el óxido de manganeso es más estable) y mayor potencia específica, adecuadas para aplicaciones que demandan picos de descarga puntuales. Sin embargo, tiene una densidad energética sensiblemente inferior.

Las siguientes en entrar al mercado, alrededor de 1999, utilizaron como material catódico LiFePO_4 , conocidas como LFP. Actualmente, estas baterías pueden llegar hasta los 2000 ciclos, y con perspectivas de mejora. Admiten un gran rango de ratios de descarga y proporcionan una tensión constante a lo largo de gran parte de su rango de operación, lo que asegura un rendimiento constante, pero dificulta la estimación de su estado de carga. Su baja energía específica hace que su implantación en vehículo eléctrico se antoje complicada, sin embargo, resulta una tecnología adecuada para aplicaciones estacionarias a gran escala, especialmente para sistemas de provisión de energía tanto aislados como conectados a red.

Por las mismas fechas aparecieron las baterías con química LiNiCoAlO_2 , o NCA, con una menor proporción de cobalto que sus antecesoras LCO, convirtiéndose en una opción más sostenible a largo plazo. Destacan por su energía específica (200-250 Wh/Kg), también por su potencia, y tienen una ciclabilidad moderada. Este tipo de celdas son empleadas en coches eléctricos y se prevén también aplicaciones de conexión a red. Los vehículos de la compañía Tesla utilizan esta tecnología.

Otra variante destacada surgida como evolución de las LTO son las basadas en el compuesto LiNiMnCoO_2 (NMC), se distingue de las NCA por su mayor vida útil, aunque a costa de una menor energía específica. La proporción de los componentes químicos en el cátodo determina en gran medida las características de la batería, pudiendo realizarse combinaciones adaptadas a su aplicación. Pese a ser la última en llegar, es la más empleada en mercado automovilístico y se utiliza también en dispositivos móviles. Tienen un gran potencial de implantación en sistemas estacionarios conectados a red por su alta ciclabilidad, ratios de carga y descarga, y uso reducido de cobalto, lo que significa menor coste y mayor seguridad.

Por último, las baterías basadas en titanato de litio (o LTO, desarrolladas principalmente por Toshiba, destacan por una mayor estabilidad y seguridad. Son estables térmicamente para

procesos de carga y descarga, sin embargo, sus celdas tienen una menor tensión (2-2.5 V) lo cual limita su densidad energética, aunque todavía superior a las de níquel-cadmio y ácido-plomo. La gran ventaja de estas baterías sobre los demás compuestos es su ciclabilidad, pudiendo llegar a los 20000 ciclos, debido a que apenas sufren degradación. No obstante, su escasa producción a nivel mundial hace que su coste sea especialmente elevado en comparación con otras variantes de ión-litio.

Sales fundidas

Este tipo de baterías se diferencia de las anteriores por estar sus electrodos en estado líquido (sales fundidas) en lugar de sólido. Además, operan a temperaturas mucho más elevadas, entre 270 y 350°C. Actualmente existen dos variantes principales a nivel comercial, las de par redox sodio-azufre (NaS) y las de sodio metal haluro (Na/NiCl₂). Las primeras fueron desarrolladas por primera vez por la compañía automovilística Ford en los años sesenta y posteriormente vendidas a la empresa japonesa NGK, que se encarga de su producción para aplicaciones estacionarias a gran escala. La Figura 9 ilustra los componentes y el principio de funcionamiento de una batería de tipo NaS.

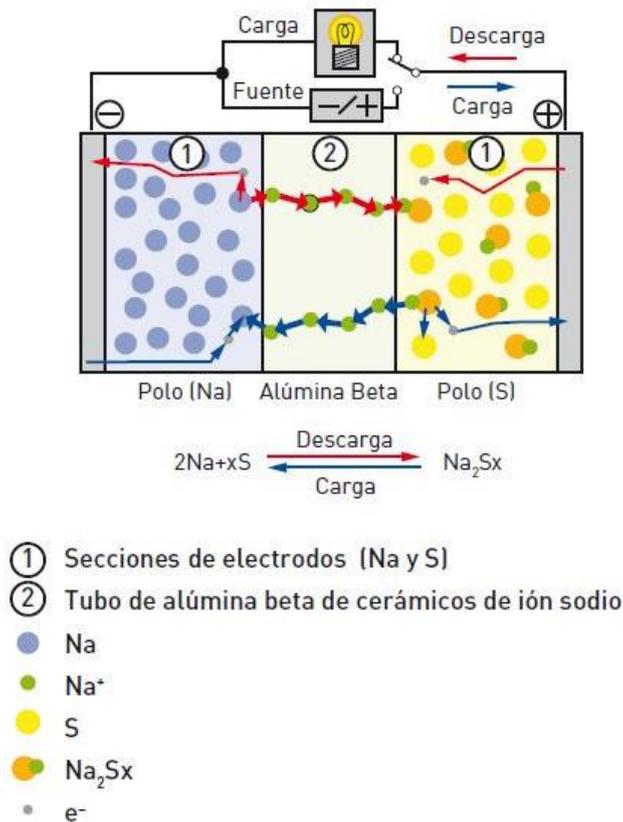


Figura 9 Principio de funcionamiento de una batería tipo NaS. Fuente: IDAE [7]

Entre los puntos fuertes de este tipo de baterías destacan una alta energía específica, destacada ciclabilidad y eficiencia (alrededor del 85%), sus prestaciones son independientes de temperaturas ambiente extremas, no sufren autodescarga y admiten sobrecargas.

Sin embargo, para alcanzar la temperatura de operación requerida, estas baterías necesitan largos procesos de precalentamiento, con calentadores independientes que forman parte del sistema de la batería y que encarecen su coste. Se suele optar por mantener la batería caliente

para evitar este proceso, aunque no vaya a ser operada con frecuencia. La energía que se requiere para mantener la temperatura de operación es considerable, pudiendo llegar al 15% de la capacidad de la batería por día. Sin embargo, en caso de sufrir ciclos de descarga de forma frecuente, la energía generada en las reacciones electroquímicas puede resultar suficiente para mantener la temperatura de operación.

Por sus características, este tipo de tecnología suele encontrar aplicación en sistemas estacionarios como sistemas de alimentación ininterrumpida, integración de renovables y en redes de distribución. La implantación de sistemas NaS ha sido especialmente prolífica en Japón, con más de 270 MW instalados, destacando la mayor de ellas con 34 MW y 245 MWh de capacidad para estabilización de generación eólica. En Estados Unidos, grandes empresas eléctricas están empezando a hacer uso de estos sistemas (alrededor de 9 MW ya implantados) para diversas aplicaciones y servicios de mejora de la calidad de suministro.

Se trata aún de una tecnología en fase de investigación y con escasos fabricantes, sin embargo, el potencial desarrollo para aplicaciones estacionarias a gran escala es de los más destacados del mercado.

2.3.2.2 Almacenamiento electroquímico - baterías de flujo

Las baterías de flujo, al igual que las baterías secundarias, basan su operación en reacciones reversibles de oxidación y reducción en celdas electroquímicas. Sin embargo, en este tipo de baterías los electrolitos (dos soluciones distintas) no están contenidos en la propia celda de forma continua, sino que son bombeados desde dos tanques (cátodo y ánodo) externos. Al igual que la cantidad de sustancias electroquímicamente activas define la capacidad de energía de una batería, en las baterías de flujo esta capacidad viene determinada por el volumen de estos tanques electrolíticos y la concentración de las soluciones electrolíticas. Por otro lado, la capacidad de potencia está relacionada con la cantidad y dimensiones de las celdas electroquímicas, que forman el “reactor” por el que fluyen los electrolitos. Por tanto, la mayor ventaja de esta tecnología es la posibilidad de diseñar una batería con dos variables independientes, capacidad de energía y potencia, lo que da la posibilidad de obtener soluciones adaptadas a cada aplicación.

El principio de operación de estas baterías se basa en hacer fluir los electrolitos desde los tanques a través de cada celda activa. Las celdas están próximas entre sí, pero separadas por membranas que tan solo permiten un intercambio de ciertos iones entre ambos electrolitos. La Figura 10 ilustra el funcionamiento de una batería de flujo de tipo Vanadio.

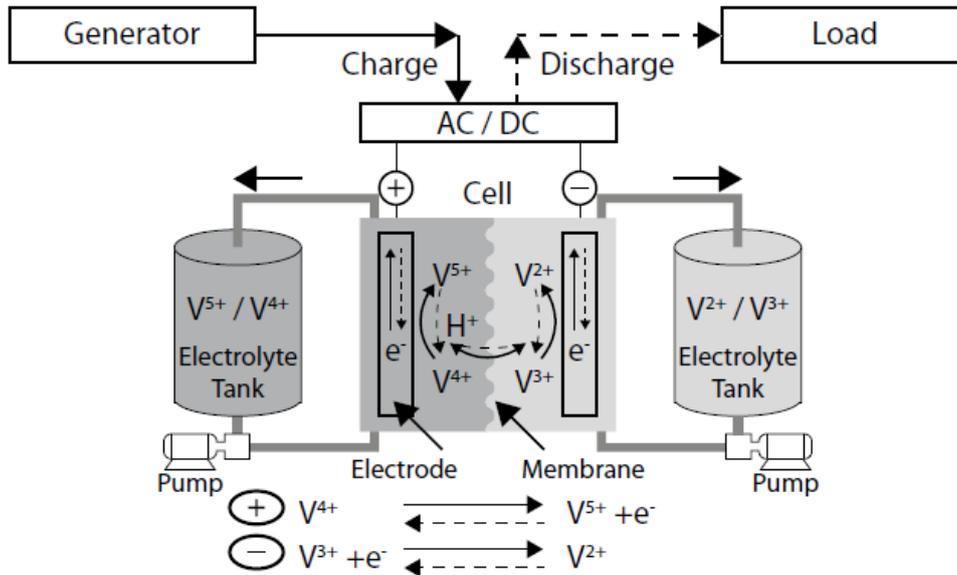


Figura 10 Principio de funcionamiento de una batería tipo VRFB. Fuente: IRENA [2]

Durante la carga, se aplica una tensión sobre los electrodos de las celdas, permitiendo que el intercambio de iones aumente el potencial de los electrolitos y quedando la energía contenida en ellos en forma de energía química. Se produce pues la oxidación de uno de los electrolitos en el ánodo y la reducción del otro electrolito en el cátodo. El proceso descrito se invierte para el proceso de descarga, generando una tensión de celda que permita transmitir la energía almacenada hacia la carga conectada.

Entre las características de las baterías de flujo destacan su ciclabilidad, eficiencia en torno al 75-85%, autodescarga nula, tolerancia a sobrecargas, pueden descargarse completamente sin sufrir degradación, bajo mantenimiento y cero emisiones. Además, suelen ser producidas con materiales reciclados, por lo que resulta una opción medioambientalmente respetuosa. Entre sus desventajas, destaca su baja energía específica, lo que limita sus posibilidades para aplicaciones móviles, y su escasa madurez, todavía en pleno proceso de investigación y desarrollo.

Existen distintas variedades dentro de la categoría de baterías de flujo. Entre las comercialmente disponibles destacan las de Vanadio (VRFB) y Zinc-Bromo (ZnBr), siendo las de vanadio las más empleadas en sistemas eléctricos de potencia. Este tipo de baterías son muy prometedoras, por su escalabilidad y modularidad, para aplicaciones estacionarias de gran escala del orden de MW y MWh de capacidad, principalmente para la integración de renovables.

2.3.2.3 Almacenamiento electroquímico – hidrógeno

El hidrógeno, como vector energético, tiene un gran valor potencial. La energía eléctrica puede ser empleada para generar hidrógeno mediante electrólisis, que puede ser almacenado y posteriormente reconvertido en electricidad mediante celdas de combustible o turbinas de gas. Si bien la eficiencia del ciclo completo es moderadamente baja (entre el 30 y 40%), ésta puede aumentar con el desarrollo de tecnologías más eficientes.

El uso del hidrógeno en materia energética ofrece por lo tanto un gran número de posibilidades. Puede producirse y almacenarse de diversas formas, emplearse directamente como

combustible o servir como medio de transición entre varios tipos de energía. Se trata de un elemento de gran potencial para la descarbonización de los sectores eléctrico y de transporte.

El hidrogeno se suele almacenar en tanques metálicos de acero, para aplicaciones estacionarias o para su transporte por carretera, si bien el modo de transporte preferido es en estado de gas comprimido mediante gaseoductos. También puede almacenarse a bajas temperaturas (alrededor de 150 K) para aumentar su compresibilidad. Para su uso en movilidad, con el fin de alcanzar un valor de densidad energética considerable, es necesario almacenarlo a altas presiones en forma de gas (350-700 bar).

Una opción que despierta gran interés es la obtención de energía eléctrica mediante celdas de combustible. Existen diferentes tipos según la potencia requerida, aunque su eficiencia es reducida (entre un 38 y un 53%) y su vida limitada (aproximadamente 5 años). Unido a su elevado coste, estas características hacen que sus casos de aplicación sean todavía escasos. Otra forma de generación de electricidad a partir de hidrógeno consiste en su combustión en centrales de ciclo combinado, con eficiencias de hasta el 60%.

Debido a la escasa eficiencia en la producción y re-electrificación del hidrógeno, se están explorando otras aplicaciones para su uso directo, en industria petroquímica, mezcla con gas natural o para la generación de biocombustibles líquidos a partir de biomasa.

Cabe considerar además que considerar el hidrógeno como fuente de energía libre de emisiones tan sólo será cierto si este ha sido generado a partir de fuentes de energía renovables. Por lo tanto, que el uso del hidrógeno contribuya a la descarbonización del modelo energético actual deberá ir de la mano de una mayor cantidad de sistemas de generación renovable, que aporte la energía necesaria para su producción. El hidrógeno tiene aquí un papel habilitador, aportando flexibilidad al sistema por sus características y sus múltiples usos.

2.3.2.1 Almacenamiento electromecánico Instalaciones reversibles de bombeo de agua

Los sistemas reversibles de bombeo de agua o, del inglés, “Pumped Hydro Storage” (PHS), sus características, prestaciones y modo de operación son de sobra conocidos. Se trata del modo de almacenamiento a gran escala más extendido en el mundo, lo cual resulta comprensible si se tiene en cuenta que estos suelen funcionar de forma conjunta con grandes centrales hidroeléctricas.

El principio de operación es sencillo. A través de grupos reversibles de bombeo, el agua es bombeada a un depósito o embalse a una cota elevada a partir de altitudes inferiores, almacenando la energía contenida en el agua en forma de energía potencial, para ser turbinada posteriormente y obtener electricidad cuando se desee. Habitualmente el proceso de “carga” o bombeo se produce cuando la demanda de electricidad es baja, mientras que el proceso de “descarga” se produce cuando la demanda de red aumenta.

El rendimiento de estas instalaciones es bueno, entre un 70 y un 84%, tienen un ciclo de vida muy elevado, entre 40 y 60 años, pudiendo llegar a los 100 años si se realizan remodelaciones. El ratio de descarga es reducido, un 2% diario como máximo, efecto de la evaporación superficial del agua.

Se trata de una tecnología con un alto grado de madurez técnica y operativa, ofrece la posibilidad de almacenar grandes cantidades de energía durante períodos largos, de gran vida útil, buena eficiencia y cuenta con una buena flexibilidad de arranque y parada.

Entre las desventajas de este tipo de sistemas destacan la escasez de emplazamientos geográficamente adecuados, la necesidad de grandes obras civiles en la construcción de embalses o depósitos de grandes dimensiones, con la previsible alteración del entorno o la necesidad de planificación y de redes eléctricas de transporte que conecten el almacenamiento con los centros de consumo, habitualmente alejados entre sí.

Aire comprimido

Más conocidos como sistemas CAES (Compressed Air Energy Storage), su principio de funcionamiento consiste en emplear energía eléctrica proveniente de la red para comprimir aire y almacenarlo a altas presiones, de hasta 100 bares, y a temperatura ambiente. El aire suele ser almacenado en grandes cavidades subterráneas, como cuevas o túneles, pudiendo llegar a sistemas de cientos de megavatios de potencia. Sin embargo, existe una gran dificultad para encontrar emplazamientos de origen natural (formaciones rocosas, acuíferos, pozos de gas vacíos etc.) para la implantación de estos sistemas, que no supongan daños medioambientales y que cumplan las condiciones geológicas adecuadas.

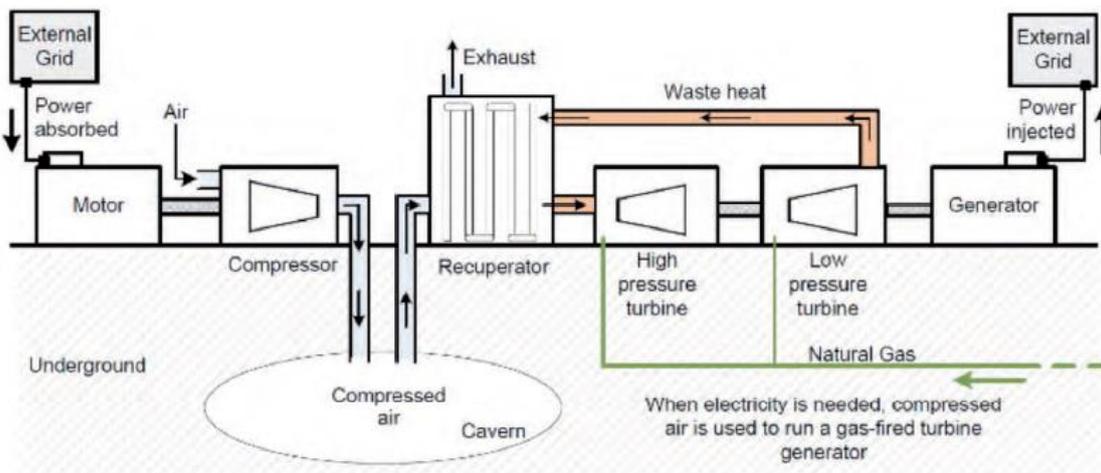


Figura 11 Esquema de un sistema CAES. Fuente: [5]

En sistemas CAES durante el proceso de compresión el aire aumenta su temperatura, este calor se disipa hacia la atmósfera mediante radiadores. Para obtener de nuevo electricidad a partir del aire comprimido, este se expande en turbinas de forma similar a los sistemas de turbinas de gas tradicionales. Durante el periodo de expansión el aire reduce su temperatura considerablemente por lo que se opta por mezclarlo con combustible, normalmente gas natural, en una cámara de combustible para aumentar la potencia de la turbina. A menudo se recirculan los gases de escape para recalentar la corriente de aire entrante a las turbinas aumentando así la eficiencia del proceso.

Sin embargo, para evitar el inconveniente que supone el uso de combustibles fósiles en los sistemas CAES y la consiguiente emisión de gases de efecto invernadero, recientemente se ha desarrollado una variante denominada AA-CAES (Advanced-Adiabatic CAES). Estos sistemas, en

vez de disipar el calor generado en el proceso de compresión del aire, almacenan esta energía en sistemas de almacenamiento térmico. Posteriormente, la energía es aportada en un proceso de expansión adiabática del aire, prescindiendo del uso de combustibles fósiles y evitando así emisiones en el proceso de descarga del sistema.

Si bien el rango de potencias y capacidades es muy amplio, su capacidad para almacenar grandes cantidades de energía los postula como competidores directos de los sistemas de bombeo de agua.

Volantes de inercia

Los volantes de inercia o “Flywheels” almacenan energía en forma de energía cinética, mediante una masa rodante en un entorno de baja fricción. El sistema electromecánico está formado por un disco de inercia acoplado a un servomotor. El volante se conecta a una unidad de electrónica de potencia avanzada, que facilita la interacción con la red eléctrica y permite controlar la velocidad del rotor del motor. En estado estacionario, el sistema gira a una velocidad constante consumiendo una cantidad muy pequeña de energía, la necesaria para compensar las pérdidas por fricción. El sistema rotativo suele mantenerse en una atmósfera de baja presión (vacío) para minimizar estas pérdidas. Los procesos de aceleración y deceleración del volante de inercia se corresponden con los procesos de carga y descarga del sistema respectivamente. El motor se encarga de transformar la energía mecánica en eléctrica y viceversa funcionando como motor o como generador haciendo uso de la ley de conservación de la energía. La energía que es capaz de almacenar este tipo de sistemas depende de la masa y la velocidad del rotor, esto es, de su momento angular.

En el mercado pueden encontrarse dos variantes principales de volantes de inercia, los de baja velocidad (miles de revoluciones por minuto) y los de alta velocidad (hasta 100.000 revoluciones por minuto). Los volantes de baja velocidad ofrecen potencias muy altas, del orden de megavatios, y los discos suelen ser de acero. Los volantes de alta velocidad tienen una potencia menor, pero ofrecen mayor energía específica, con discos generalmente compuestos por fibra de carbono, soportado por rodamientos activos magnéticos.

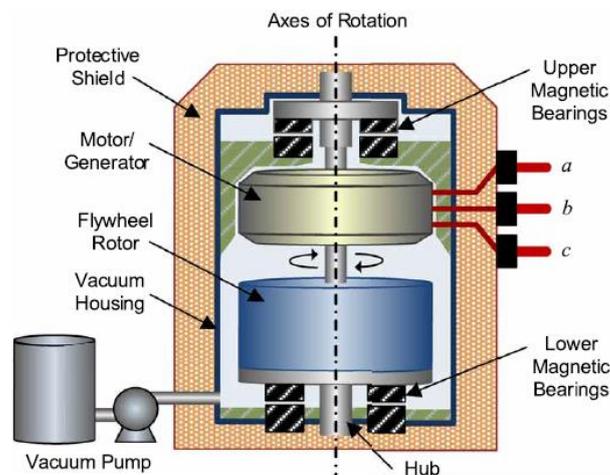


Figura 12 Estructura básica de un volante de inercia tipo. Fuente: [4]

En general, estos sistemas destacan por su elevada ciclabilidad (millones de ciclos completos), alta eficiencia y grandes rampas de potencia con tiempos de respuesta casi instantáneos. Son además prácticamente inmunes a temperaturas extremas y no sufren degradación por profundidades de descarga elevadas. Sin embargo, sus ratios de autodescarga son elevados, pudiendo descargarse por completo en un solo día si no se aplican compensaciones a las pérdidas por fricción, y la capacidad de almacenamiento es reducida, pudiendo proveer de energía durante periodos de tiempo muy reducidos.

Los ámbitos de aplicación de los volantes de inercia se encuentran sobre todo en aplicaciones de alta potencia a corto plazo, que requieran respuestas rápidas, como en servicios de ajuste en sistemas eléctricos, sistemas de respaldo en casos de demanda pico o servicios de mejora de la calidad de suministro eléctrico.

2.3.2.2 Almacenamiento electromagnético

Superconductores

Conocidos popularmente como “SMES” (“Superconducting Magnetic Energy Storage”), en estos sistemas la energía es almacenada en forma de campo magnético, generado por una corriente eléctrica a través de una bobina superconductora. Operan a temperaturas casi criogénicas, lo cual supone resistencia casi nula y mínimas pérdidas Ohmicas. La necesidad de sistemas de refrigeración adicionales que mantengan la temperatura de operación en valores deseados hace que la eficiencia de estos sistemas se reduzca ligeramente, alcanzando aun así valores altos en torno al 90%.

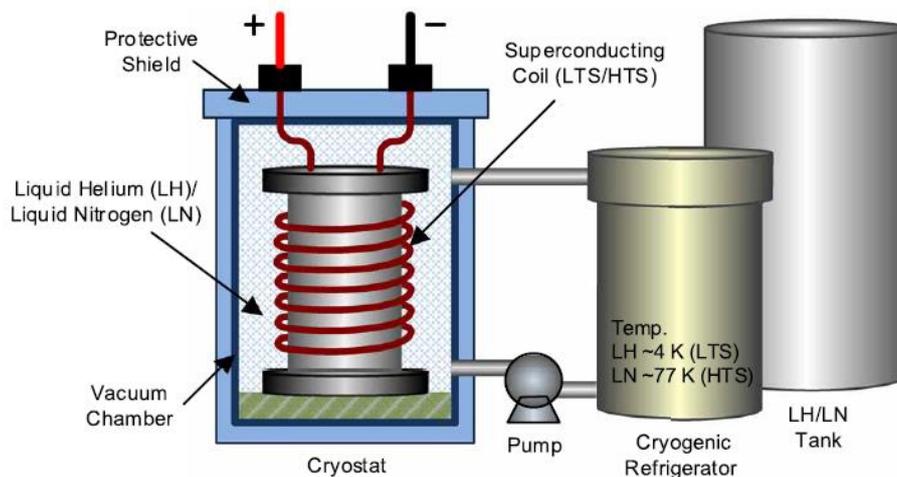


Figura 13 Estructura de un superconductor. Fuente: [4]

Entre sus grandes prestaciones destacan una elevada ciclabilidad y grandes rampas de potencia con tiempos de respuesta rapidísimos (del orden de milisegundos). No obstante, su energía y potencia específicas son muy reducidas en comparación con las baterías de litio. Pueden ofrecer elevados picos de potencia, pero durante periodos de tiempo muy reducidos. Esto limita sus aplicaciones a la provisión de servicios para mejorar la calidad de suministro eléctrico en

sistemas eléctricos, si bien aún se encuentra en fase experimental y cuenta con escasos casos prácticos.

Supercondensadores

Su estructura es muy similar a las celdas electroquímicas de las baterías secundarias, sin embargo, su funcionamiento es muy distinto. En los supercondensadores, la tensión no es generada a partir de reacciones electroquímicas entre las especies activas presentes en la celda, si no que esta se genera a partir de campos electrostáticos. Dado que la energía es almacenada físicamente, sin reacciones químicas de por medio, los ciclos de carga y descarga son rápidos y pueden repetirse, virtualmente, tantas veces como se quiera.

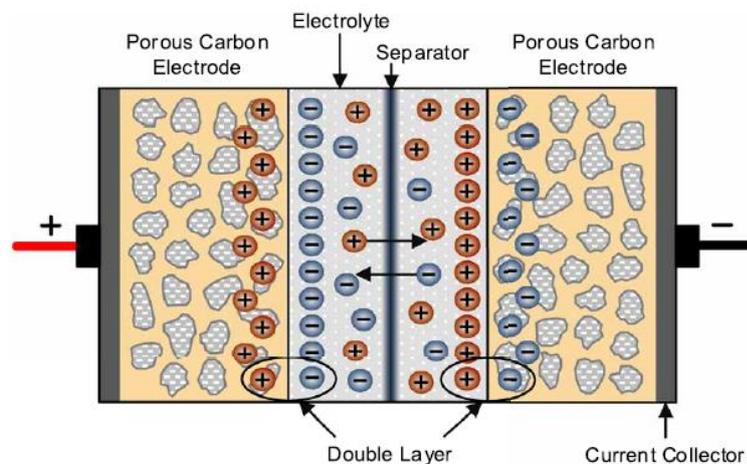


Figura 14 Esquema de funcionamiento de un supercondensador. Fuente: [4]

La capacidad de almacenamiento de este tipo de sistemas viene definida por un lado de la capacidad (hasta centenares de Faradios) y del cuadrado de la tensión de celda, esta última objeto de la mayoría de las líneas de investigación, que tienen como objetivo aumentar su valor. La tensión de celda depende asimismo del electrolito empleado, con valores alrededor de 1,0 V para los de tipo acuoso y de 2,5 V para tipo orgánico. Las celdas pueden ser dispuestas en serie para alcanzar altos valores de tensión.

Existen dos tipos de supercondensadores, simétricos y asimétricos. Los de tipo simétrico tienen el mismo tipo de electrodo positivo y negativo, generalmente carbono activo de gran superficie, mientras que los asimétricos utilizan un electrodo de carbono y otro de mayor capacidad. En cuanto a sus prestaciones, ambos tipos tienen una gran ciclabilidad (virtualmente infinita), alta eficiencia, fiabilidad y, sobre todo, una elevada potencia específica. Los de tipo asimétrico tienen una energía específica mayor que los de tipo simétrico, pero aun así, sensiblemente inferior a las baterías convencionales.

Por sus características, los supercondensadores son una opción ideal para aplicaciones que requieran ciclos de carga/descarga frecuentes, una potencia elevada y tiempos de respuesta reducidos. Sin embargo, hay que tener en cuenta que sufren una autodescarga considerable, de hasta un 40% diario en casos extremos. Compiten, pues, tecnológicamente con los volantes de inercia por su gran parecido en cuanto a prestaciones.

2.3.2.3 *Almacenamiento termoeléctrico*

Normalmente el almacenamiento térmico se concibe como medio para proveer de energía térmica, para cubrir demanda térmica en procesos industriales o edificios (calefacción y agua caliente sanitaria), normalmente empleando agua como fluido caloportador, en depósitos con aislamiento térmico. Sin embargo, los sistemas de almacenamiento térmico también pueden servir para generar energía eléctrica.

El campo del almacenamiento térmico comprende un gran abanico de tecnologías y sistemas, atendiendo a las transformaciones y cambios de fase o estado que sufren los materiales empleados durante los procesos de carga y descarga. Normalmente se distingue entre sistemas de almacenamiento térmico basados en el calor sensible (temperatura), latente (cambio de fase) y basados en reacciones termoquímicas reversibles. Este apartado se centrará en aquellos sistemas cuyo objetivo es emplear una reserva de energía térmica para bien generar o consumir electricidad, los denominados sistemas termoeléctricos.

Los sistemas de almacenamiento termoeléctrico más corrientes están basados en calor sensible. Se trata de sistemas con un alto grado de madurez y competitivos económicamente. La capacidad de almacenamiento está relacionada de forma directa con un parámetro denominado capacidad volumétrica, combinación de calor específico y densidad. Cuanto mayor sea el valor de este parámetro más energía podrá almacenarse en un volumen determinado. Materiales como aceites térmicos o sales fundidas resultan adecuados para este fin, y son la opción preferida en centrales termosolares, que constituyen un claro ejemplo de almacenamiento termoeléctrico para la gestión de producción eléctrica.

En estas centrales se calienta un fluido caloportador, normalmente aceites sintéticos, durante el día cuando hay radiación. Este aceite transmite calor a un ciclo de evaporación de agua, generando vapor para la generación de electricidad en turbinas. Al mismo tiempo el aceite se emplea para calentar sales fundidas, que fluyen desde un depósito frío a otro caliente, mediante intercambiadores. De este modo, por la noche o en días con escasa o nula radiación directa, las sales calientes circulan desde el depósito caliente al frío aumentando la temperatura del aceite, que posteriormente servirá para la generación de vapor y electricidad.

2.3.2.4 *Comparativa de tecnologías actuales*

La transición energética conllevará grandes retos para el sistema eléctrico actual. El aumento de la capacidad de generación a partir de fuentes de energía renovable, tanto en grandes centrales como a nivel distribuido, hará necesaria una profunda transformación de las redes actuales, que deberán ser capaces de gestionar un parque de generación más diverso y más complejo en su operación. En esta transformación, el almacenamiento eléctrico tendrá un papel fundamental, aportando flexibilidad al sistema y capacidad de gestión de flujos de energía a todos los niveles.

Hasta ahora, el almacenamiento de energía a gran escala conectado a red ha estado monopolizado por sistemas hidráulicos de bombeo reversibles, sin embargo, este tipo de sistemas necesitan emplazamientos con características muy concretas y suponen grandes inversiones, así como acometer obras civiles de gran magnitud. El almacenamiento eléctrico, por su parte, especialmente en forma de baterías, admite una gran variedad de potencias y tamaños lo que permite diseñar soluciones para un gran rango de aplicaciones con distintos

requerimientos, a diversas escalas e implementadas a cualquier nivel del sistema eléctrico, sea el sistema de transporte, de distribución o para el usuario final o “behind the meter”.

El almacenamiento eléctrico será clave también para la descarbonización del sector del transporte, gracias a su desarrollo en vehículos eléctricos. Si bien esta tesis estará más enfocada en el almacenamiento eléctrico en aplicaciones estáticas, resulta imprescindible resaltar la fuerte sinergia que se establece entre el desarrollo de las baterías y el del vehículo eléctrico, tanto a nivel tecnológico como respecto a su evolución de costes. El vehículo eléctrico además está llamado a participar como un agente más dentro del sistema eléctrico actuando como recurso de almacenamiento distribuido en determinados momentos a lo largo de su vida útil.

Los sistemas de almacenamiento eléctrico pueden ofrecer una gran diversidad de servicios a diversos agentes del sistema y, a medida que su coste disminuya (consecuencia de su desarrollo tecnológico y de las economías de escala) su competitividad y participación en el sistema eléctrico, así como su importancia en nuevos modelos de negocio no hará más que crecer.

Como conclusión de este apartado se ha elaborado una tabla (Tabla 1) resumen con las características e indicadores más relevantes de los sistemas de almacenamiento eléctrico más destacado del mercado. Los valores han sido obtenidos y contrastados con diversas fuentes, dándose en muchas ocasiones importantes discrepancias. Dada la continua evolución de estas tecnologías y la gran cantidad de variantes dentro de cada tipología los valores que se presentan pretenden ser únicamente indicativos. El objetivo es el de comparar los puntos fuertes y débiles de cada tecnología, a nivel general, para posteriormente poder discernir cual resulta más adecuada para la provisión de un servicio determinado.

Cuadro resumen de tecnologías de almacenamiento eléctrico y sus principales características									
Categorías	Electroquímico					Electromagnético		Electromecánico	
	Baterías Secundarias				Baterías de Flujo (Vanadio)	Superconductores (SMES)	Supercondensadores (simétricos/asimétricos)	Volantes de Inercia (Flywheels)	
	Ácido-Plomo	Ion-Litio	Níquel-Cadmio	Sodio-Azufre				Baja Velocidad/Alta Potencia	Alta Velocidad/Alta Energía
Coste (€/kWh)	100-250	300-700	300-600	250-500	400-600	-	300-2000	1000-5000	
Energía específica (Wh/Kg)	30-50	75-265	40-60	122-240	75-85	1-10	5-20	5	200
Potencia específica (W/Kg)	180	250-2000	150	150-300	Depende configuración	4000	6000	2000	2000
Tensión de celda (V)	2	3,7	1,2	1,7	1,4-1,6	-	1-2,6	-	-
Eficiencia	70-85%	90-96%	60-80%	89%	70-85%	90-95%	95%	90%	90%
Ciclabilidad	500-1200	1200-3000	2000	4500	3000-5000 (hasta 13000)	1000000	100000	100000	100000
Temperatura de operación (°C)	-40;50	-20;55	-20;60	300;350	-	5;70 K (Criogénicas)	-	-	
Tiempo de respuesta	Milisegundos	Milisegundos	Milisegundos	Milisegundos	Milisegundos	Milisegundos	Milisegundos	Instantáneo	
Mantenimiento	Medio	Bajo	Bajo	Medio-Alto	Medio-Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	

Tabla 1 Cuadro resumen de tecnologías de almacenamiento eléctrico y sus principales características

2.3.2.5 *Perspectivas y evolución de costes*

Hasta ahora se ha descrito el estado actual de las tecnologías de almacenamiento más destacadas en el mercado, estando algunas de ellas en fases iniciales de desarrollo. El potencial desarrollo de muchas de las tecnologías citadas invita a pensar en que el mapa del almacenamiento cambiará de forma frecuente y profunda en los próximos años. No obstante, ya se han realizado estudios sobre los vectores principales de desarrollo para estas tecnologías, lo que permite establecer predicciones más o menos realistas de la evolución tecnológica que seguirán.

A partir de [2] se ha elaborado una tabla que recoge el estado tecnológico de algunas de las principales tecnologías de almacenamiento eléctrico en el año 2016 y el estado de las mismas previsto para el año 2030. En el documento se proponen rangos esperados para cada característica contemplada, así como el valor más probable, que es el que se ha recogido en la tabla que se presenta.

<i>Evolución esperada de costes y prestaciones para distintas tecnologías de almacenamiento 2016-2030</i>						
Tecnología y año		Costes de instalación [€/kWh]	Vida útil [ciclos]	Vida útil [años]	Profundidad de descarga [%]	Eficiencia ciclo completo [%]
Volantes de Inercia	2016	2700	100000	20	85%	84%
	2030	1800	100000	30	85%	88%
Ácido-Plomo	2016	252	1800	9	55%	80%
	2030	126	3200	13	55%	84%
Baterías de Flujo	2016	540	13000	12	100%	70%
	2030	180	13000	19	100%	78%
NaS	2016	360	4500	17	100%	80%
	2030	200	7800	22	100%	85%
NCA	2016	315	1200	10	90%	94%
	2030	131	2500	12	90%	96%
NMC/LMO	2016	360	2500	12	90%	94%
	2030	151	4000	16	90%	96%
LFP	2016	540	2500	12	90%	92%
	2030	202	5000	18	90%	94%

<i>Evolución esperada de costes y prestaciones para distintas tecnologías de almacenamiento 2016-2030</i>						
LTO	2016	900	10000	15	95%	96%
	2030	432	20000	23	95%	98%

Tabla 2 *Evolución esperada de costes y prestaciones para distintas tecnologías de almacenamiento 2016-2030. Elaboración propia basada en datos de IRENA*

Se trata de información de gran relevancia, ya que se espera que el valor del almacenamiento para el sistema eléctrico sea mucho mayor en contextos futuros en los que la generación renovable tenga un mayor protagonismo que en el parque de generación actual. Es en estos contextos donde tiene mayor sentido estimar el valor de los sistemas de almacenamiento para el sistema eléctrico, y para ello debe considerarse el estado tecnológico más probable para cuando estos se den con el fin de estimar debidamente su potencial.

2.3.3 Servicios y aplicaciones

Los sistemas de almacenamiento, según sus particularidades técnicas y la escala a la que sean implementados, pueden proveer una gran cantidad de servicios a distintos agentes en el sistema eléctrico. Algunos de estos servicios son compatibles entre sí y pueden ser ofrecidos por el mismo sistema de almacenamiento, lo que permite plantear modelos de negocio más interesantes.

Existen múltiples enfoques a la hora de categorizar los servicios prestados por los sistemas de almacenamiento: según los requerimientos técnicos para cada servicio, según el agente o agentes (o sectores) que se benefician de dicho servicio, según la actividad a la que está dirigido, a qué nivel del sistema eléctrico se aplica etc. En este capítulo se ha tratado de sintetizar todos estos enfoques a partir de diversas fuentes consultadas, con la finalidad de exponer el grandísimo potencial de servicios que los sistemas de almacenamiento pueden ofrecer, y la multitud de niveles a los que su aplicación puede resultar beneficiosa. Así mismo, se pretende exponer una serie de criterios, basados en sus características técnicas, que nos permitan discernir sobre la idoneidad de cada una de las tecnologías presentadas anteriormente para los servicios que se consideran.

Las figuras que se presentan a continuación, comparando entre densidades de potencia y energía, y entre potencia y tiempo de descarga de las distintas familias de tecnologías de almacenamiento ayudan a obtener una visión preliminar de las distintas posibilidades que ofrece el almacenamiento en materia de provisión de servicios, así como la idoneidad de cada tecnología para según qué tipo de aplicación.

La primera figura (Figura 15) muestra distintas tecnologías según su potencia frente a su tiempo de descarga a potencia nominal.

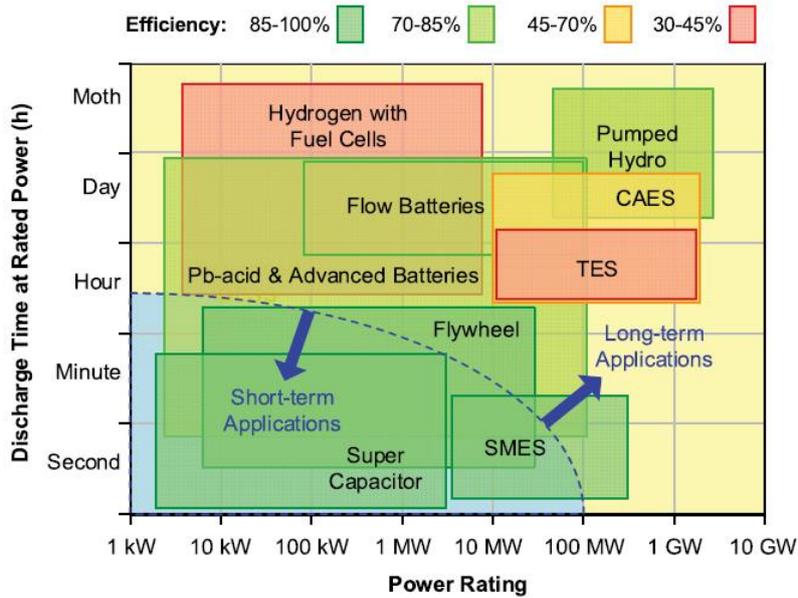


Figura 15 Tiempo de descarga de diversos sistemas de almacenamiento respecto a su potencia nominal. Fuente: [4]

Aquí se puede llevar a cabo una primera clasificación, entre tecnologías más adecuadas para aplicaciones de almacenamiento a corto plazo, que serían aquellas con tiempos de descarga más rápidos como volantes de inercia o supercondensadores, y otras que resultarían más útiles para aplicaciones de almacenamiento a medio o largo plazo, con mayores potencias y tiempos de descarga más largos, como sistemas de bombeo o de aire comprimido.

La segunda figura (Figura 16), por su parte, sitúa las principales tecnologías de almacenamiento según sus densidades de potencia y energía.

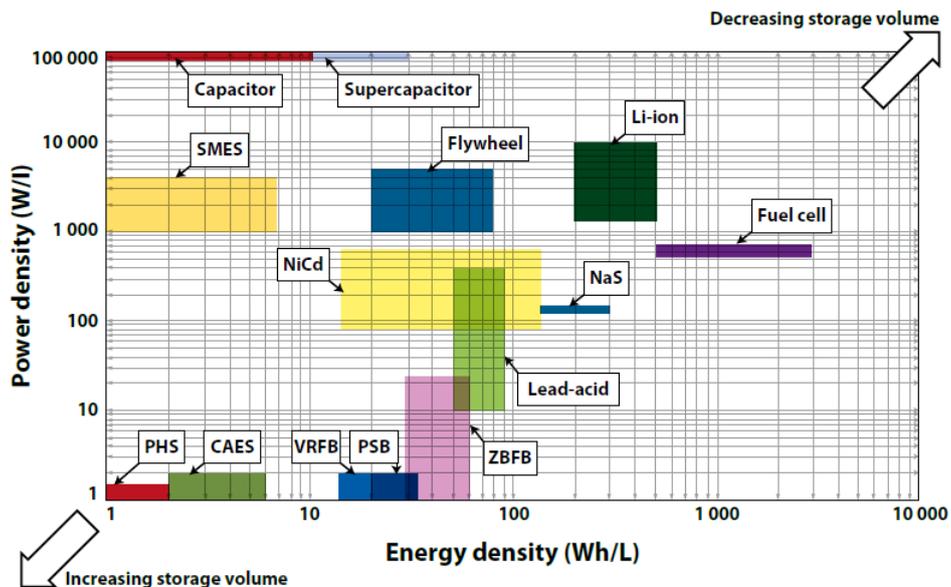


Figura 16 Comparación entre densidad de energía y densidad de potencia para diversas tecnologías de almacenamiento. Fuente: IRENA [2]

En ciertas aplicaciones en que el uso de espacio sea una variable restrictiva, las densidades de potencia y energía son un indicador clave. A menores densidades, mayor espacio deberá ocupar

el sistema de almacenamiento para alcanzar una capacidad energética determinada. Sin embargo, estos indicadores no determinan por si mismos que una tecnología sea mejor que otra, esto vendrá determinado para cada aplicación en base a las restricciones que deban tenerse en cuenta. Para aplicaciones estacionarias, por ejemplo, el coste y la ciclabilidad suelen ser parámetros más críticos que las densidades específicas a la hora de realizar un estudio técnico-económico.

A lo largo de este capítulo se detallará cada uno de los servicios que pueden proporcionar los sistemas de almacenamiento, en qué consisten, qué prestaciones se requieren para cada caso, que agentes pueden resultar interesados y cuáles son los beneficios que se derivan de su implantación. Los beneficios por lo general pueden venir de dos formas, como costes evitados y como fuentes de ingresos adicionales para el propietario y/o operador del sistema de almacenamiento. Sin embargo, algunos beneficios son difíciles de definir, bien por la imposibilidad de ser cuantificados, porque se reparten entre diversos agentes o por la no existencia de señales de precios en el mercado actual. No obstante, estos beneficios de tipo “cualitativo” tienen también gran importancia para según que agentes o grupos de interés, como reguladores o instituciones públicas, además de que se espera que el mercado evolucione a medida que el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento alcance un punto óptimo.

Una forma de categorizar los servicios prestados por un sistema de almacenamiento es según la forma en que estos son despachados. Con este criterio, generalmente, se distingue entre aplicaciones de potencia y aplicaciones de energía. Esta distinción se basa en si el servicio que debe dar el almacenamiento consiste en un aporte de potencia o energía al sistema. Las aplicaciones de potencia requieren de sistemas de almacenamiento con la habilidad de responder de forma rápida a señales del operador de red o bien señales de precios. Se necesitan sistemas con una elevada potencia instalada, capaces de aportar esa potencia durante períodos de tiempo cortos, siendo la capacidad de almacenamiento de energía muy baja en comparación. Por su parte, las aplicaciones de energía necesitan de sistemas de almacenamiento capaces de almacenar grandes cantidades de energía durante períodos de tiempo elevados o incluso de forma estacional. Un tercer tipo serían las aplicaciones de reserva, que necesitan de sistemas capaces de almacenar y descargar energía cuando se requiera. Esta distinción entre aplicaciones de potencia, energía y reserva se complementa con otras categorizaciones, como la que distingue entre almacenamiento a largo, medio o corto plazo. A su vez, según su localización, puede distinguirse entre almacenamiento central (a gran escala) y distribuido (a menor escala), categorías que se relacionan también con los conceptos anteriormente citados.

Sin embargo, para el presente trabajo se ha considerado otro enfoque a la hora de establecer categorías de servicios, considerando que la distinción entre servicios de potencia, energía y reserva no reflejan de forma completa la gran variedad de servicios potenciales, así como sus posibles compatibilidades. Se han distinguido cinco categorías de servicios, atendiendo a su funcionalidad, si bien algunos de ellos podrían estar enmarcados en más de una categoría. En primer lugar, se hace referencia a los servicios para el balance de energía a gran escala, seguido de servicios auxiliares para la operación del sistema eléctrico, servicios de soporte a las infraestructuras de transporte y distribución, servicios para el usuario final y, por último, servicios para la integración de renovables. La Tabla 3 muestra los servicios que se explicarán en

los próximos apartados. Las principales fuentes consultadas para la elaboración de los siguientes apartados han sido, además de las ya mencionadas, [8] y [9].

<i>Categorización de servicios y aplicaciones provistos por los sistemas de almacenamiento</i>	
Categoría	Servicio
Servicios para el balance de energía a gran escala	Time-shift
	Capacidad de generación pico
Servicios auxiliares para la operación del sistema eléctrico	Seguimiento de carga
	Reservas de capacidad y regulación de frecuencia
	Control de tensiones
	Arranque en frío
Servicios de soporte a las infraestructuras de T&D	Alivio de congestiones y sobrecargas
	Retraso en inversión y ampliación de infraestructuras
Servicios para el usuario final (Behind the meter)	Modulación del consumo (TOU) y Peak-shaving
	Calidad de suministro
	Sistemas de alimentación ininterrumpida
Servicios para la integración de renovables	Modulación de la generación renovable
	Autoconsumo
	Microrredes

Tabla 3 *Categorización de servicios y aplicaciones provistos por los sistemas de almacenamiento*

2.3.3.1 Servicios para el balance de energía a gran escala

Este tipo de servicios implican la gestión de grandes cantidades de energía por lo que para su provisión son necesarios sistemas con gran capacidad de almacenamiento, del orden de hasta centenares de MW, capaces de intercambiar energía con el sistema durante horas o incluso días. Sirva como ejemplo el almacenamiento estacional, consistente en almacenar el exceso de generación a partir de fuentes renovables durante los períodos más favorables (fotovoltaica en verano y eólica en invierno) para su posterior uso en estaciones con menores recursos. El efecto positivo en la integración de energías renovables en el mix energético se detallará más exhaustivamente en el apartado 2.5.3.5.

Time-shift

El concepto de carga de sistemas de almacenamiento en períodos valle para su posterior descarga en períodos pico se conoce generalmente en literatura como “time-shift”, esto es, “desplazar” consumos o generación de energía a períodos que resulte más interesante desde el

punto de vista operativo o comercial. Los períodos valle son aquellos en que la demanda de electricidad de red es menor, y por tanto el valor de la energía (y el precio) es más bajo, mientras que los períodos pico son aquellos en los que la demanda es mayor y por tanto el valor de la energía es más alto. Se trata de un servicio ya bastante generalizado, principalmente en centrales reversibles de bombeo de agua, que bombean agua consumiendo electricidad de la red durante períodos valle y la turbinan para generar electricidad durante períodos pico. La consecuencia de esta práctica es un aplanamiento de la curva de demanda, lo cual da lugar a numerosos beneficios a nivel de generación, transporte y distribución de energía. Este efecto viene ilustrado en la Figura 17.

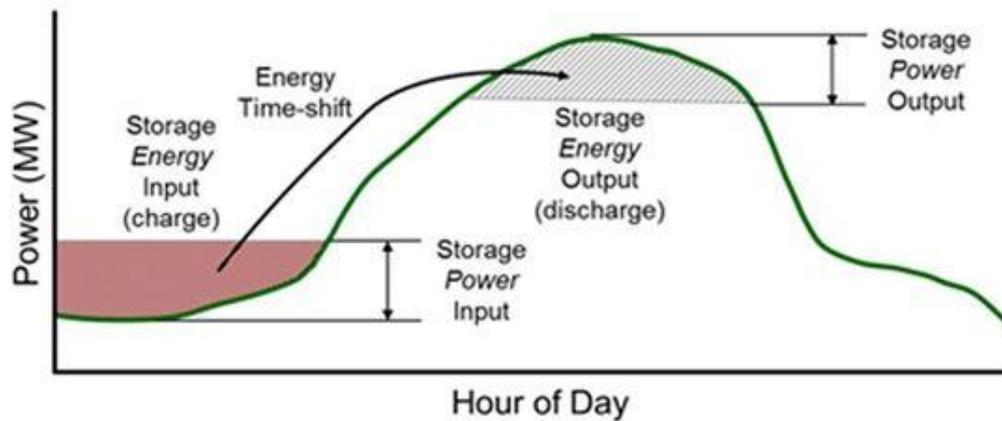


Figura 17 Ejemplo del efecto de time-shift sobre la curva de demanda diaria. Fuente: ESA [9]

En la mayoría de los casos, la energía almacenada en horas valle proviene de centrales de generación de carga base (centrales nucleares y ciclo combinado), generación con un bajo coste incremental de producción (centrales hidroeléctricas, centrales de biomasa etc.) y cada vez más, generación eólica.

A la acción de gestionar la demanda de energía almacenando en períodos de precios bajos para venderla en períodos de precios altos, esto es, como respuesta a incentivos del mercado, se le conoce como “arbitrage”. En este caso el beneficio obtenido depende de la variación de precios en el mercado mayorista de electricidad, y es proporcional a la capacidad de almacenamiento de energía que se disponga. Análogamente, en instalaciones de menor tamaño y como servicio para el usuario final se define este mismo procedimiento para explotar la variación de precios en el mercado minorista, aunque este enfoque se explicará con más detalle en el apartado 2.4.3.4.

Capacidad de generación pico

Para la provisión de este servicio se lleva a cabo la misma práctica que en el punto anterior, cargar el almacenamiento en horas de demanda valle y descargarlo en horas de demanda pico. Esta aplicación tiene como objetivo reducir o evitar picos de consumo, que obligan a los operadores de red a recurrir a las llamadas centrales pico, normalmente más costosas e

ineficientes. Generalmente, las centrales de generación pico usan tecnologías como turbinas de combustión, con bajo rendimiento de explotación del combustible empleado y que tienden a generar emisiones elevadas, especialmente trabajando a carga parcial. También se emplean para este fin generadores diésel, centrales térmicas de vapor, centrales hidroeléctricas o centrales termosolares.

Por tanto, el beneficio de este servicio viene dado por la reducción global de los picos de consumo del sistema, evitando acometer ampliaciones de capacidad o incluso permitiendo la sustitución de centrales pico por otros recursos más eficientes y respetuosos con el medio ambiente. En cuanto a los agentes que pueden beneficiarse de este servicio, los sistemas de almacenamiento pueden ser empleados por el operador del sistema para reducir los costes relacionados con la capacidad de generación, o bien pueden ser propiedad de entes de ámbitos competitivos empleados con el objetivo de participar en mercados regionales de capacidad. Al igual que con el “arbitrage”, existe un servicio análogo a pequeña escala para el usuario final que será detallado en el apartado 2.4.3.4.

Paralelamente, existen una serie de beneficios derivados de la utilización de sistemas de almacenamiento como recursos para gestionar la demanda pico que se expondrán a continuación. En primer lugar, la mayoría de las tecnologías de almacenamiento arrancan más rápidamente y son capaces de variar su producción mucho más velozmente que las centrales convencionales, lo que las convierte en una alternativa mucho más flexible. Además, dado que el almacenamiento para esta aplicación suele cargarse durante la noche, esto aumenta el uso de generación base más limpia y eficiente, además de aumentar el factor de utilización de las redes de transmisión y, según el caso, las de distribución.

El almacenamiento no produce emisiones directas y generan poco o ningún ruido, lo que ofrece una mayor diversidad de posibles localizaciones que las centrales pico. Además, algunas tecnologías son modulables, lo que permite su despliegue y operación de forma distribuida donde sean más útiles y tengan un mayor valor. Si además son transportables, su localización puede variarse atendiendo a nuevas necesidades y para optimizar su uso y beneficios. Adicionalmente, desde el punto de vista medioambiental, dependiendo del origen de la energía que ha sido almacenada y del tipo de tecnología empleada en las centrales pico a las que sustituya, los sistemas de almacenamiento pueden suponer un importante ahorro en uso de combustibles y emisiones por kWh final entregado a los usuarios finales.

2.3.3.2 Servicios auxiliares para la operación del sistema eléctrico

Esta categoría de servicios está dirigida a los operadores de las redes de transporte y distribución, cuya labor es la de asegurar un suministro eléctrico continuo y de calidad. La función principal del almacenamiento para estos servicios es la de contribuir a modular los niveles de demanda y generación del sistema así como a mantener la frecuencia de la red y la tensión de sus nudos en valores admisibles.

Seguimiento de carga

La curva de demanda de un sistema eléctrico fluctúa a lo largo del día, identificándose tramos de aumento y de bajada. Dado que la generación debe igualarse a la demanda en todo momento para que la frecuencia de red se mantenga en valores admisibles, se realiza un proceso continuo

de seguimiento de carga por parte del operador de red. Los sistemas de almacenamiento pueden contribuir en este proceso ofreciendo su capacidad de carga o descarga según el caso.

Cuando la carga crece existen varios escenarios posibles. En caso de que la generación no esté disponible o bien no alcance a cubrir la carga el almacenamiento puede aumentar paulatinamente su descarga a red, sumando su aportación a la generación disponible para igualar la demanda en todo momento. Si, por el contrario, la generación excede la demanda el almacenamiento puede absorber energía de red, compensando en cada instante el excedente de generación para que el valor neto generado sea igual al demandado. La Figura 18 ilustra un ejemplo del primer caso mientras que la Figura 19 muestra el segundo caso expuesto.

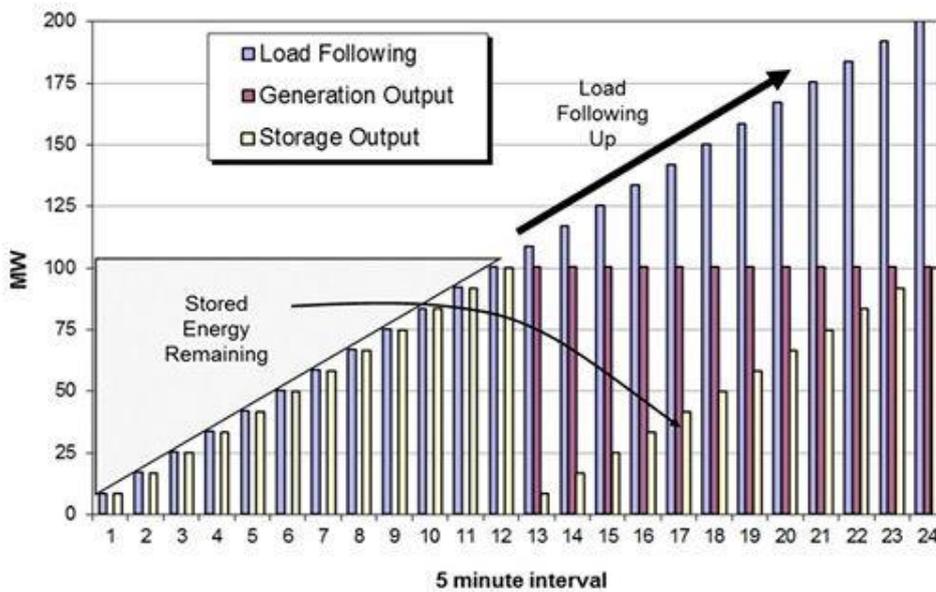


Figura 18 Ejemplo de seguimiento de carga creciente mediante descarga del almacenamiento.

Fuente: ESA [9]

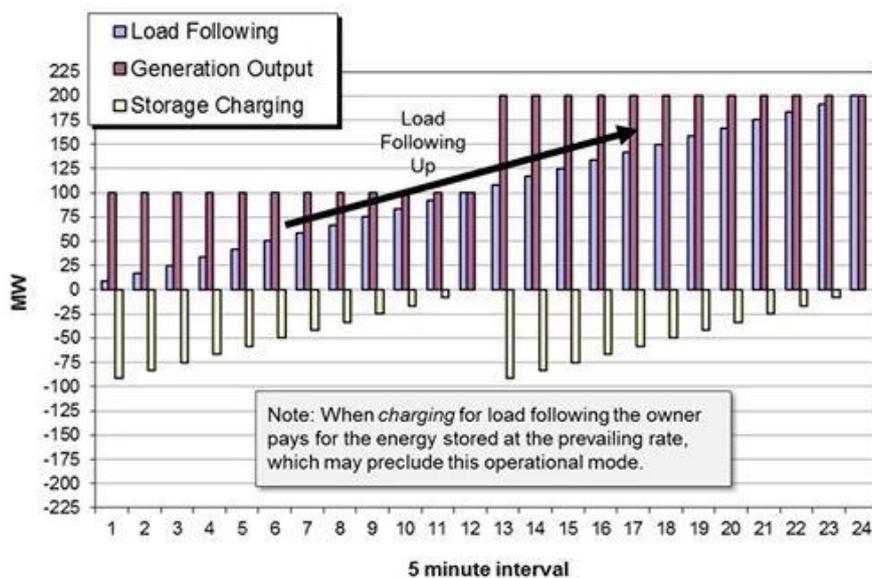


Figura 19 Ejemplo de seguimiento de carga creciente mediante carga del almacenamiento.

Fuente: ESA [9]

Cuando la carga decrece se plantean los escenarios inversos, el almacenamiento se complementa con la generación para igualar la demanda o bien reduciendo su descarga a red o bien aumentando su carga.

Se evidencia la gran versatilidad y flexibilidad que aportan los sistemas de almacenamiento al proceso de seguimiento de carga, permitiendo que las unidades de generación no se desvíen de sus condiciones de funcionamiento nominal, de forma que operen con la mayor eficiencia posible.

Reservas de capacidad y regulación de frecuencia

Ante el constante desbalance entre la generación y la demanda en los sistemas eléctricos, los operadores de red hacen uso de reservas de capacidad, esto es, capacidad conectada a red con un margen disponible para aumentar o reducir su inyección de potencia. Además, se necesitan también reservas de capacidad ante imprevistos, caída de algún generador o aumento imprevisto de la demanda. Los sistemas de almacenamiento pueden optar a formar parte de esta reserva, evitando la necesidad de implantación de nueva capacidad de generación.

Existen distintos tipos de reservas (dependiendo de la velocidad con la que actúan) las cuales son activadas en distintas escalas temporales. Las reservas de capacidad permiten llevar a cabo los servicios complementarios de regulación de frecuencia, algunos de ellos retribuidos mediante mecanismos de mercado. Las características de cada uno de estos servicios se explicaron en el apartado 2.2.

Ante la creciente proporción de generación renovable con carácter intermitente en el mix eléctrico, principalmente eólica y fotovoltaica, la provisión de estos servicios se antoja de gran importancia. Determinadas tecnologías de almacenamiento, por su gran rapidez de respuesta, resultan ideales para la participación en los servicios de regulación de frecuencia. A diferencia de los generadores tradicionales, los sistemas de almacenamiento pueden participar en estos servicios tanto en régimen de carga como de descarga, ofertando una banda de regulación a subir y a bajar de gran amplitud. Además, las rampas de carga y descarga que pueden soportar son significativamente más pronunciadas que los generadores tradicionales. Otra ventaja del almacenamiento respecto a generadores tradicionales es que, en el caso de la reserva rodante, estos últimos deben estar en constante funcionamiento, preparados para responder a las exigencias del operador, mientras que el almacenamiento puede permanecer estático y responder simplemente cargando o descargándose. Por su parte, las dinámicas de carga y descarga se asemejan a las descritas para seguimiento de carga, solo que con mayor rapidez.

El uso de sistemas de almacenamiento para la provisión de servicios complementarios no se ha contemplado hasta hace apenas unos años. La South Australia Hornsdale Power Reserve (HPR) es el primer ejemplo de esta aplicación a gran escala a nivel mundial, obteniendo unos resultados extraordinarios desde su implantación a principios de 2018. Compuesta por baterías de la compañía TESLA, con una potencia total de 100 MW y una capacidad de energía de 129 MWh, concentra el 55% de los servicios de control de frecuencia de South Australia con únicamente un 2% de la capacidad [10]. Las plantas térmicas ofertan servicios complementarios basados en los precios del combustible (muy volátiles) mientras que las baterías son cargadas

con energía eólica con un precio barato y estable. Las baterías, sin embargo, responden “demasiado rápido”, no existe una regulación que tenga en valor los valores añadidos del sistema de baterías para estos servicios de control de frecuencia en comparación con centrales tradicionales, por lo que el servicio no está debidamente retribuido. El operador reconoce que no existe un mercado actualmente para dichos niveles de rapidez de respuesta y precisión (actualmente solo contempla 6s, 1min y 5min), y no se valora el nivel de eficiencia.

Los datos de los que dispone AEMO (Australian Energy Market Operator) demuestran que la regulación de frecuencia provista por HPR es rápida y precisa. Las siguientes figuras (Figura 20 y Figura 21) comparan la respuesta a los set-points del AGC (Automatic Generation Control) por parte de generación tradicional y baterías en un período de una hora.

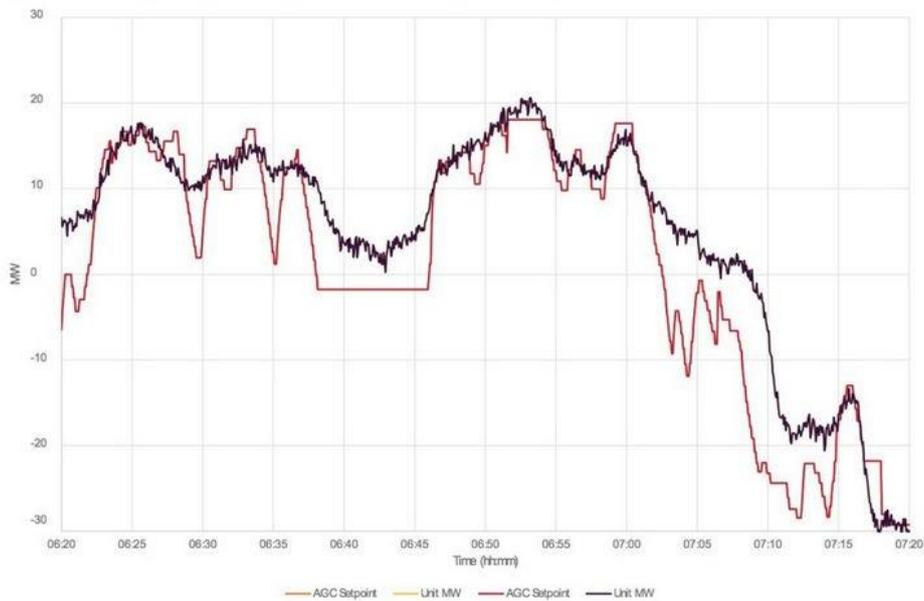


Figura 20 Respuesta de turbina de vapor a set-points de AGC. Fuente: [11]

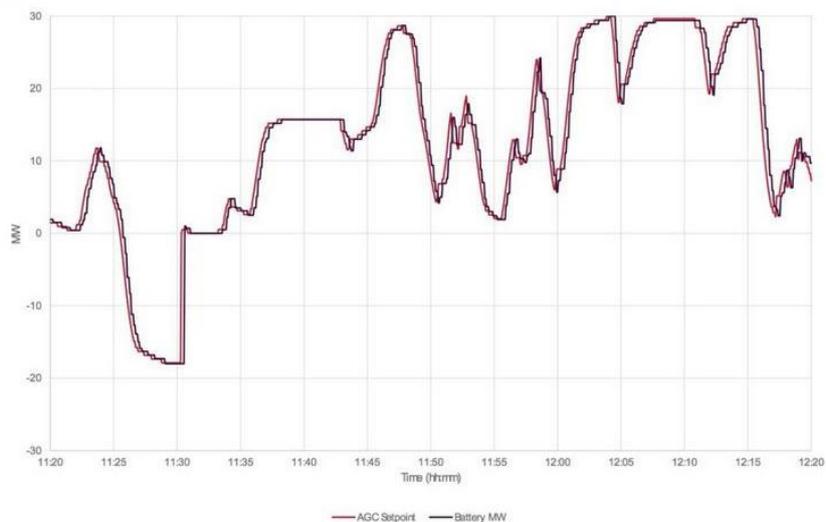


Figura 21 Respuesta de baterías de Hornsdale Power Reserve a set-points de AGC. Fuente: [11]

Se observa como el sistema de baterías responde de forma casi instantánea a los set-points del AGC, ajustándose perfectamente a los requisitos del sistema a diferencia de la turbina de vapor convencional.

Control de tensiones

El control de tensiones es una de las principales actividades llevadas a cabo por los operadores de red, consistente en mantener valores de tensión adecuada en todos los nudos que conforman las redes eléctricas de transporte y distribución. La tensión en estos nudos está directamente relacionada con el balance de energía reactiva en dichos puntos. Tradicionalmente, para compensar las caídas de tensiones en líneas de transporte de gran longitud se recurre o bien a generadores capaces de generar energía reactiva o bien a la instalación de bancos de condensadores al final de dichas líneas para la inyección de potencia reactiva. Esta acción resulta efectiva bajo el enfoque tradicional que únicamente considera flujos de energía unidireccionales desde las centrales de generación centralizada hasta los centros de consumo, distribuidos a lo largo y ancho del territorio.

Sin embargo, con el crecimiento y una mayor penetración de generación distribuida el problema de control de tensiones toma una nueva dimensión. El problema técnico más importante se da en los alimentadores o “feeders” de las redes de distribución. En aquellos momentos en que la inyección de potencia distribuida (con factor de potencia totalmente inductivo) excede localmente a la demanda se producen sobretensiones, que pueden dar lugar a averías o degradación de los elementos que componen la red, así como daños en las cargas conectadas. A diferencia de las redes de transporte, las redes de distribución cuentan con menos medios de control de tensiones, normalmente gestionadas mediante modificaciones en las tomas del transformador de cabecera o mediante bancos de condensadores en la subestación.

Por tanto, en un contexto de gran penetración de generación distribuida, los sistemas de almacenamiento pueden tener un rol importante en el control de tensiones, especialmente si estos están situados también de forma distribuida, bien asociados a los mismos sistemas de generación distribuida o cercanos a los puntos de consumo. No obstante, el servicio de control de tensiones por parte de los sistemas de almacenamiento dependerá esencialmente de la electrónica de potencia acoplada al propio almacenamiento, al ser los convertidores electrónicos los que gozan de las capacidades de control y gestión de la potencia reactiva inyectada o consumida en cada instante.

Para efectuar la gestión de los niveles de tensión, los operadores hacen uso de los servicios complementarios de control de tensiones. El beneficio económico derivado de la prestación de este servicio viene dado en forma de retribución económica por parte del operador, tal y como se explica en el apartado 2.2. Los sistemas de almacenamiento pueden por tanto optar a la prestación de este servicio, tanto a gran escala conectado a la red de transporte como a nivel distribuido.

Arranque en frío o “Black-start”

Ante una caída del sistema eléctrico, con pérdida de sincronismo, se necesitan recursos de generación capaces de re energizar la red. Estos, además, deben ser capaces de arrancar sin ningún tipo de aporte de energía desde red y deben ser capaces de operar en solitario. Este servicio de arranque en frío suele ser prestado por generadores especialmente equipados para

ello, sin embargo, la gran mayoría de sistemas de almacenamiento reúnen las condiciones idóneas para tal fin, especialmente las baterías. Estas, combinadas con convertidores electrónicos, pueden producir un sistema trifásico de tensiones que permita el arranque de otros generadores y así recuperar el funcionamiento de la red.

2.3.3.3 Servicios de soporte a las infraestructuras de transporte y distribución

Las grandes empresas eléctricas dedicadas al transporte y la distribución de energía, conocidas en inglés como “utilities”, pueden obtener grandes beneficios gracias al uso de almacenamiento, entre ellos: alivio de congestiones, retrasar o evitar ampliaciones en infraestructuras, aumentar su vida útil y su utilización e incluso mejorar la calidad de suministro eléctrico. Además, todos estos beneficios pueden darse al mismo tiempo y son compatibles con otros servicios por parte del mismo almacenamiento. De hecho, los servicios anteriormente citados pueden darse de forma indirecta, consecuencia de la aplicación de sistemas de almacenamiento cuyo fin principal sea dar servicios de balance de energía y que den lugar a un aplanamiento de la curva de demanda.

Las empresas transportistas y distribuidoras ya emplean de forma recurrente almacenamiento como fuente de respaldo en subestaciones, para aquellos casos en que no se disponga suministro desde la red, especialmente para alimentar los equipos de control y monitorización.

Los servicios dirigidos al soporte de infraestructuras de transporte y distribución se estiman de gran valor económico, si bien este valor dependerá en gran medida de las particularidades de cada red de forma específica. Existen una serie de indicadores que ayudan a determinar la conveniencia de llevar a cabo la inversión en almacenamiento para este fin, entre ellos: el estado de los componentes actuales de la red, la evolución de la demanda a medio-largo plazo, sobrecargas previstas, ratio entre demanda pico y demanda media, restricciones presupuestarias, territoriales o legales para la ampliación de infraestructuras etc. El almacenamiento, por su modularidad y flexibilidad tiene la capacidad de adaptarse a las necesidades de cada aplicación.

Alivio de congestiones y sobrecargas

Como consecuencia de una demanda creciente, especialmente en horas pico, y el aumento de generación renovable no gestionable los casos de congestión de sistemas de transmisión se multiplican. Esto da lugar a un uso ineficiente de las redes de transporte, aumentando su coste de operación y mantenimiento. De forma recurrente, estos costes son transferidos a los usuarios finales vía un aumento del precio en períodos de congestión.

El uso de almacenamiento ante esta problemática puede evitar estos costes tanto a las empresas transportistas y distribuidoras como a los usuarios finales. El procedimiento habitual consiste en la instalación y conexión de sistemas de almacenamiento aguas abajo de aquellos tramos que sufran congestiones. El almacenamiento se carga durante aquellas horas en que las líneas no se encuentren congestionadas, normalmente durante la noche o en fines de semana, para posteriormente ser descargado en períodos pico de demanda, evitando así que una parte de la demanda deba ser transportada y reduciendo por tanto los niveles de congestión del sistema de transmisión.

El beneficio principal de este servicio se refleja en un mayor y más eficiente uso de las redes de transporte y distribución, al evitar congestiones y sobrecargas la vida útil de las infraestructuras se prolonga al trabajar más cerca de su valor nominal. Además, de forma indirecta, el uso de almacenamiento para evitar congestiones puede derivar en un mayor uso de las redes, con una mayor transmisión de energía anual por potencia instalada, al aumentar su uso durante horas que habitualmente son de baja utilización (noche y fines de semana). Además, durante la noche la transmisión de electricidad experimenta menores pérdidas por efecto Joule a causa de una menor temperatura de operación de los cables transmisores.

Retraso en inversión y ampliación de infraestructuras

Para la provisión de este servicio, la función de los sistemas de almacenamiento es proporcionar la capacidad extra que necesitarían las redes y equipos de transporte y distribución ante una demanda creciente. Ante una previsión de aumento de la demanda para una red o línea determinada, una vez superada la capacidad de las instalaciones actuales (aunque sea durante periodos pico de corta duración), y dado que resulta imposible “extender” o aumentar su capacidad de forma puntual, los propietarios de las redes de transporte y distribución se ven obligados a la sustitución y/o ampliación de los componentes de dichas redes por otros de mayor capacidad. Además, no resulta rentable realizar esta inversión para un aumento de capacidad reducido (se daría la obligación de acometer ampliaciones con mayor frecuencia) si no que habitualmente se realizan ampliaciones de entre un 33% y un 50% de capacidad [9].

Sin embargo, ante este escenario existe la posibilidad de emplear almacenamiento para cubrir los picos de demanda esperados. De este modo, mediante la instalación de almacenamiento con una capacidad moderada o incluso reducida podría evitarse acometer inversiones millonarias en ampliación de infraestructuras por parte de las compañías transportistas y distribuidoras. Esta aplicación deriva en una reducción drástica en los costes de transporte y distribución, que de otro modo acabarían siendo transferidos a los usuarios finales. De esta forma además se evita el riesgo en la inversión en nuevas infraestructuras, de especial importancia ante la incertidumbre presente en las previsiones de crecimiento de demanda.

Los servicios descritos en este apartado, como se puede observar, son totalmente complementarios e incluso el modo de operación del almacenamiento sigue el mismo patrón, cargar durante horas con baja demanda y descargar en horas pico. En ambos casos además se da un beneficio adicional al prolongar la vida útil de los equipos de transmisión y distribución. Al no sobrecargar los conductores se reduce en gran medida la degradación del aislante de los cables, además de reducir la probabilidad de faltas a tierra. Este beneficio es aún mayor en redes de distribución enterradas, las cuales tienen mayores dificultades para evacuar el calor y resultan además más difíciles de acceder en caso de sustitución o ampliación.

Además, las funciones de aplazamiento de inversiones y extensión de vida útil tan solo tienen lugar durante unas pocas horas al año, cuando se producen los picos de demanda, restando casi un 90% del año para hacer uso del almacenamiento para la provisión de otros servicios. Adicionalmente, si los sistemas de almacenamiento son transportables, pueden ser empleados en otras localizaciones para el mismo fin ofreciendo grandes beneficios de forma puntual y localizada.

2.3.3.4 Servicios para el usuario final – “Behind the meter”

En esta categoría de servicios, a diferencia de los anteriores, el propietario del sistema de almacenamiento puede ser el propio consumidor final de energía. El almacenamiento puede permitir a los usuarios gestionar su demanda de energía haciendo uso de su flexibilidad de carga y descarga, bien desplazando sus consumos a períodos más baratos o evitando picos de consumo que supongan penalizaciones económicas importantes. Además, el uso de almacenamiento puede ayudar a proteger equipos especialmente sensibles a un suministro irregular o con baja calidad de onda.

Al tratarse este caso de almacenamiento distribuido, la posibilidad de agregación permitiría acceder a otros servicios que exijan potencias mayores, tales como servicios por capacidad, provisión de servicios complementarios o acuerdos de compraventa de energía o PPAs (Power Purchase Agreement).

Modulación del consumo

Por un lado, para aquellos consumidores adscritos a tarificación con discriminación horaria, los sistemas de almacenamiento pueden servir para hacer almacenar energía eléctrica cuando el precio sea menor y descargar esta energía para ser consumida en los períodos de precios alto, evitando adquirir energía de la red cuando la demanda y coste son mayores. Se trata de un servicio análogo al de “time-shift” descrito en el apartado 2.5.3.1, con la diferencia de que en este caso los precios de la energía a tener en cuenta son los marcados por la tarifa contratada por el usuario final mientras que para “time-shift” a gran escala los precios relevantes son los obtenidos en el mercado mayorista en cada momento del día. Las tarifas con discriminación horaria suelen considerar precios específicos en función de la hora del día, el día de la semana o incluso según la estación del año (variación entre meses de invierno y verano). Esta aplicación será rentable siempre y cuando la diferencia de coste entre los distintos períodos compense las pérdidas de energía en el ciclo de carga y descarga del sistema de almacenamiento.

De forma complementaria, este mismo procedimiento puede permitir aplanar los picos de consumo, aplicación conocida en inglés como “peak-shaving”. Este servicio resulta especialmente beneficioso para grandes consumidores terciarios o industriales que pueden llegar a demandar grandes picos de potencia en momentos puntuales. Mediante el uso de almacenamiento podrían reducirse o eliminarse estos picos adquiriendo energía desde estos en vez de desde la red, permitiendo así optimizar la potencia contratada y evitar el pago por excesos de potencia.

Calidad y fiabilidad de suministro

Para ciertas cargas es fundamental que el suministro eléctrico sea continuo y de calidad para su correcto funcionamiento, así como para mantener la integridad de los equipos. En ocasiones las ondas de tensión e intensidad presentan irregularidades, dando lugar a diversos fenómenos que afectan a la calidad y fiabilidad de suministro, entre ellos: armónicos, “flickers”, huecos de tensión, transitorios o un factor de potencia inadecuado.

El uso de almacenamiento puede servir como “filtro” contra todos estos fenómenos, asegurando una calidad de suministro óptima para las cargas y equipos. Para la provisión de este

servicio, es indispensable que la electrónica de potencia asociada a los sistemas de almacenamiento sea capaz de gestionar los fenómenos anteriormente citados.

Sistemas de alimentación ininterrumpida

Un sistema de alimentación ininterrumpida (Uninterrupted Power Supply, “UPS”) es un sistema de almacenamiento de energía eléctrica empleado para reducir o evitar las consecuencias de cortes de suministro eléctrico o, como en el caso descrito anteriormente, baja calidad del mismo. Se trata de una aplicación madura, empleada con asiduidad en entornos residenciales, terciarios e industriales. Los rangos de potencia en estos sistemas van desde unos pocos cientos de vatios (por ejemplo, para ordenadores) hasta megavatios (edificios enteros). El valor de este servicio puede ser especialmente grande para aquellos casos en que exista la necesidad de disponer de una fuente de alimentación fiable y de gran calidad en cualquier momento, como es el caso de hospitales, sistemas de seguridad o ciertos procesos industriales.

Cuando el suministro de electricidad es interrumpido, las cargas son provistas de energía mediante la descarga de los sistemas de almacenamiento. La duración de este suministro puede ir desde unos pocos segundos hasta varias horas dependiendo de la aplicación, distinguiéndose entre UPS de baja y larga duración.

Los UPS de baja duración están principalmente pensados para entregar energía durante el tiempo de arranque de generadores de respaldo (típicamente motores diésel), suavizando la transición entre fuentes de energía. Estos sistemas suelen estar diseñados para suministrar energía durante 20-30 minutos, permitiendo en industrias un apagado o desconexión ordenada de procesos, evitando un apagado abrupto que pueda causar daños en los equipos, pérdida de activos o amenazas de seguridad.

Los UPS de larga duración son una rara avis. Normalmente para suministros de energía de varias horas se suele optar por almacenar energía en forma de combustibles, normalmente diésel, ya que resulta más barato en la mayoría de los casos. En caso de que el precio del combustible sea muy alto, o se quieran evitar cuestiones de ruido o emisiones contaminantes, los sistemas de almacenamiento conectados a red sí supondrían una alternativa deseable.

2.3.3.5 Servicios para la integración de renovables

Uno de los servicios más importantes que puede proporcionar el almacenamiento, desde el punto de vista de la planificación energética, es el de ayuda a la integración de fuentes de generación renovable en el sistema eléctrico. Se plantean una serie de retos ante la necesidad de aumentar la presencia de renovables en el parque de generación actual, tales como la variabilidad de la producción de energía, el desacople entre demanda y generación o la incertidumbre en las previsiones climatológicas.

El rol del almacenamiento en la integración de renovables puede resultar fundamental para dotarlos de cierta flexibilidad, permitiendo incluso que sean virtualmente gestionables. Los beneficios del uso de almacenamiento para este fin pueden darse tanto a nivel de grandes centrales como a nivel distribuido o en redes aisladas. A continuación, se describirán las aplicaciones que, se considera, resultan más interesantes para la integración de generación renovable.

Modulación de la generación renovable

Mediante el uso de almacenamiento se puede llegar a modular la generación de origen renovable no gestionable, como la fotovoltaica y la eólica, las cuales fluctúan en distintas escalas temporales. Se producen fluctuaciones de corto plazo, del orden de minutos o segundos, especialmente recurrentes en la eólica (por los cambios en la velocidad del viento) y en la solar (por el paso de las nubes). De igual modo se producen fluctuaciones a medio-largo plazo, con variaciones estacionales, día a día e incluso a lo largo del propio día. Mediante el almacenamiento se pueden afrontar ambos tipos de fluctuaciones.

Ante variaciones de generación rápidas, como las experimentadas en la generación eólica y solar debido a la inestabilidad de las condiciones climatológicas, el almacenamiento tiene la capacidad de compensar en cada momento las subidas y bajadas de potencia de generación modulando su potencia de descarga (o de carga, en su caso), obteniendo una potencia neta (suma de la combinación de generación y almacenamiento) prácticamente constante. El modo de operación se ilustra en la Figura 22.

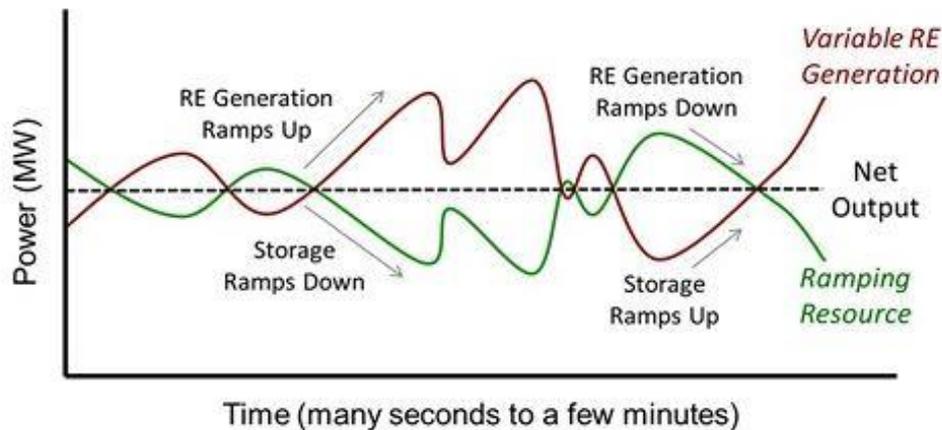


Figura 22 Ejemplo de modo de operación del almacenamiento para modulación de generación renovable. Fuente: ESA [9]

Como se observa, el almacenamiento neutraliza las fluctuaciones de la generación no gestionable, amoldando sus rampas de carga o descarga en cada instante. A esta práctica se la denomina “firming” o “capacity firming” de forma generalizada. La mayoría de las tecnologías de almacenamiento, por sus características, puede ofrecer estas rampas sin sufrir apenas penalización en su rendimiento y en tiempos de respuesta muy rápidos, a diferencia de la generación convencional que se ve afectada negativamente en mayor medida si trabaja fuera de sus condiciones nominales.

De igual modo, el almacenamiento puede ofrecer soluciones para afrontar fluctuaciones de mayor duración. Si comparamos las curvas típicas de generación eólica y solar, junto con una curva de demanda típica a lo largo del día se evidencia un desacople entre ellas, esto es, las horas de mayor demanda energética pueden no coincidir con las horas de mayor generación renovable de naturaleza no gestionable. Aplicando el concepto de “time-shifting”, discutido en apartados previos, el almacenamiento puede ayudar a maximizar el aprovechamiento de la

energía de origen renovable, así como optimizar la gestión de los recursos energéticos para satisfacer la demanda de energía en cada momento.

Particularmente, en el caso de la eólica, la generación suele ser mayor durante la noche cuando la demanda es menor. Se da el caso incluso de que la generación eólica, junto a la generación base (nuclear, carbón...) exceden la demanda en ciertos instantes. Dado que las centrales de carga base no son capaces de modular su nivel de generación se opta por limitar la potencia inyectada por la eólica, dando lugar a un gran desperdicio de energía libre de emisiones. El almacenamiento puede emplearse para almacenar la generación eólica que de otro modo sería desperdiciada para su posterior uso en horas de mayor demanda.

En el caso de la energía solar, si bien se acopla mejor a la curva de demanda durante el día, llegada la noche la generación cae en picado. Al igual que con la eólica, el almacenamiento puede cargarse con el excedente de generación de las horas centrales del día para su aprovechamiento al atardecer y durante la noche.

El uso de almacenamiento de forma conjunta con renovables puede tener otras funciones además de modular los niveles de generación. Por un lado, uno de los retos que afronta la generación renovable es la predicción de las condiciones climatológicas, fundamentales para planificar su despacho. La incertidumbre en las predicciones meteorológicas es muy elevada, especialmente respecto al viento, lo cual da lugar en muchas ocasiones a situaciones en que los niveles de generación renovable son inferiores a los esperados. El almacenamiento puede desempeñar aquí un papel de generación de respaldo, amortiguando así la incertidumbre en la predicción de generación renovable.

Otro factor a tener en cuenta es que una alta penetración de fuentes de generación renovable, especialmente a nivel distribuido, puede dar lugar a ciertos problemas en la calidad de suministro. Ante un exceso de generación distribuida respecto a la demanda local, esta energía debe ser transportada a otros puntos de la red. Esto puede dar lugar a grandes variaciones en los niveles de tensión en los nudos de la red, ante los cuales el uso de almacenamiento puede resultar de gran ayuda, como se explicó en el apartado 2.5.3.3 (Control de tensiones).

En conclusión, el almacenamiento puede desempeñar un rol fundamental para la integración de fuentes de energía renovables en la red eléctrica, dándoles la capacidad de modular su generación y, por tanto, dotándolas de la flexibilidad necesaria para optimizar su aprovechamiento. Los beneficios derivados de esta aplicación son numerosos, se logra aumentar la proporción de generación renovable en el mix eléctrico, reduciendo por tanto la necesidad de generación convencional. Además, se consigue optimizar el aprovechamiento de la energía renovable generada al evitar las limitaciones de generación impuestas por la red. Se evitan efectos negativos en la red debido a las fluctuaciones de la generación no gestionable facilitando así la labor del operador y permitiendo que la generación base trabaje en su punto óptimo.

Autoconsumo

El uso de almacenamiento en instalaciones de autoconsumo puede ayudar a los prosumidores (generadores y consumidores de energía al mismo tiempo) a aumentar el aprovechamiento de la energía generada, reduciendo así la necesidad de obtener energía de la red y por tanto el coste en sus facturas. Desde el punto de vista de la integración de energías renovables en la red,

el uso de almacenamiento complementa a las instalaciones de generación distribuida, proveyéndolas de las capacidades de modulación y de la flexibilidad que estas carecen. La capacidad de gestionar los recursos propios permite a los prosumidores participar en el mercado de una forma activa, accediendo a nuevas fuentes de ingresos o evadiendo costes, haciendo por tanto más rentable su modelo de negocio.

Microrredes

En ciertas localizaciones, el acceso a la red eléctrica resulta de gran complejidad, especialmente en zonas rurales o islas, donde tradicionalmente se ha recurrido a generadores alimentados con diésel para obtener energía. Al margen de los problemas de emisiones contaminantes que supone, se debe considerar la gran dependencia que se tiene respecto a las existencias de materia prima y a la gran variabilidad en los precios de los derivados del petróleo. El coste cada vez más competitivo de las energías renovables ha impulsado la creación de microrredes, integrando generación fotovoltaica, eólica o biomasa mayoritariamente, para la provisión de energía limpia en localizaciones remotas.

El papel del almacenamiento es especialmente relevante para las microrredes, fundamental para aquellas que estén aisladas totalmente de la red. El almacenamiento permite aumentar la utilización de la energía generada, sirve como fuente de respaldo en las horas en que no se disponga de recurso renovable y ayuda a la estabilidad de la red y a mejorar la calidad de suministro. Permite además una planificación energética más eficiente, en muchas ocasiones resulta más rentable invertir en sistemas de generación renovable cerca de los centros de consumo que plantear una extensión de las redes de transporte y distribución, lo cual llevaría mucho más tiempo y coste. Para ello sin embargo debe haber almacenamiento de una capacidad

Cuadro resumen de los principales servicios de los sistemas de almacenamiento, requerimientos técnicos y tecnologías adecuadas para cada caso						
Categoría	Servicio	Potencia [Ratio E/P]	Ciclos/año	Tiempo de respuesta requerido	Tiempo de descarga requerido	Tecnologías adecuadas
Servicios para el balance de energía a gran escala	Time-shift	10-1000 MW [>5]	300-500	minutos	2-10 horas	PHS, CAES, Hidrógeno, Baterías (Flujo)
	Capacidad de generación pico	1-500 MW	300-500	segundos	≥ 4 horas (Depende Curva Demanda)	PHS, CAES, Hidrógeno (Gran Escala); Baterías Secundarias Litio, Sodio o Plomo (Media-Pequeña Escala)
Servicios auxiliares para la operación del sistema eléctrico	Seguimiento de carga	1-500 MW [3-6]	200-400	segundos	2-6 horas	PHS, CAES, Hidrógeno (Gran Escala); Baterías Secundarias Litio, Sodio o Plomo (Media-Pequeña Escala)
	Reservas de capacidad y regulación de frecuencia	1-500 MW [1-1.5 respuesta inercial]	200-400	milisegundos (respuesta inercial) hasta segundos/minutos	desde pocos segundos hasta minutos/horas	Baterías Secundarias (especialmente litio) y volantes de inercia (respuesta inercial); PHS, CAES, Hidrógeno (Gran Escala); Baterías Secundarias Litio, Sodio o Plomo (Media-Pequeña Escala)
	Control de tensiones	1-10 (100) MW	1000-5000	milisegundos	desde pocos segundos hasta minutos o algunas horas	Baterías Secundarias (especialmente litio) y volantes de inercia
	Arranque en frío	5-50 MW	10-20	segundos	desde pocos segundos hasta 1 hora	Baterías Secundarias (especialmente litio) y volantes de inercia
Servicios de soporte a las infraestructuras de T&D	Alivio de congestiones y sobrecargas	1 -100 MW	300-500	segundos	1-8 horas (Depende horas pico)	PHS, CAES, Hidrógeno (Gran Escala); Baterías Secundarias Litio, Sodio o Plomo (Media-Pequeña Escala)
	Retraso en inversión y ampliación de infraestructuras	algunos kW hasta 5 MW (agregados hasta cientos de MW)	300-500	segundos	1-8 horas (Depende horas pico)	Baterías Secundarias Litio, Sodio o Plomo

Estudio comparativo de tecnologías de almacenamiento energético y evaluación de su potencial para la integración de generación renovable en sistemas eléctricos aislados

Cuadro resumen de los principales servicios de los sistemas de almacenamiento, requerimientos técnicos y tecnologías adecuadas para cada caso						
Servicios para el usuario final (Behind the meter)	Modulación del consumo (TOU) y Peak-shaving	1 kW-10 MW [>5]	300-500	segundos	5-11 (Depende curva de demanda y horas pico)	Baterías Secundarias Litio, Sodio o Plomo
	Calidad de suministro	pocos kW hasta pocos MW	1000-5000	milisegundos	desde milisegundos hasta 1 minuto	Baterías Secundarias Litio, Sodio o Plomo
	Sistemas de alimentación ininterrumpida	pocos kW hasta pocos MW	10-20	milisegundos	desde pocos segundos hasta varias horas	Baterías Secundarias Litio, Sodio o Plomo
Servicios para la integración de renovables	Modulación de la generación renovable	1 kW - 500 MW	300-500	milisegundos - segundos	desde pocos segundos hasta varias horas (depende tipo de fluctuaciones)	Baterías Secundarias Litio, Sodio o Plomo
	Autoconsumo	algunos kW hasta algunos MW	300-500	segundos	4-11 horas (Depende curva de demanda)	Baterías Secundarias Litio, Sodio o Plomo
	Microrredes	MW (depende demanda local)	300-500	segundos	1-6 horas (Depende curva de demanda)	PHS, CAES, Hidrógeno (Gran Escala); Baterías Secundarias Litio, Sodio, Flujo o Plomo

Tabla 4 Cuadro resumen de los principales servicios de los sistemas de almacenamiento, requerimientos técnicos y tecnologías adecuadas para cada caso

3. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO PARA LA INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE

3.1 INTRODUCCIÓN

Una vez se ha explorado y analizado el estado actual de las principales familias de sistemas de almacenamiento, así como sus posibles aplicaciones y servicios que pueden prestar, se hará hincapié a lo largo de este capítulo en evaluar su potencial para la integración de generación de origen renovable en nuestros sistemas eléctricos, con especial atención en los sistemas aislados.

El objetivo de la metodología propuesta es llevar a cabo una evaluación del impacto positivo que los sistemas de almacenamiento pueden tener en cuanto a la integración de energías renovables en el mix eléctrico. Para ello se tendrán en cuenta múltiples factores para asegurar una estimación lo más precisa posible dentro del alcance de este proyecto. No se tendrán cuenta tan sólo parámetros técnicos si no también económicos con el fin de obtener resultados realistas y que ayuden a valorar el potencial de la implementación de sistemas de almacenamiento desde un enfoque técnico, económico y medioambiental. El fin último de la metodología es determinar la tecnología y capacidad de almacenamiento idónea para la integración de energía renovable en un contexto técnico-económico determinado.

Para la determinación de la capacidad de almacenamiento idónea para el sistema considerado (para una tecnología con unas características determinadas), se llevará a cabo un análisis económico que tenga en cuenta parámetros como la inflación del precio de los combustibles y la tasa de descuento del mercado, obteniendo el valor actualizado neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) para diversas capacidades de almacenamiento.

3.2 DATOS DE PARTIDA: OBTENCIÓN Y ESTIMACIÓN DE CURVAS.

Para realizar un análisis del potencial de integración de generación renovable en un sistema eléctrico dado, es necesario conocer de la forma más exacta posible sus patrones o curvas de consumo y generación. Dado que ciertos sistemas de almacenamiento tienen tiempos de respuesta del orden de segundos o minutos, cuanto mayor sea la “resolución” de dichas curvas, esto es, cuanto mayor frecuencia de datos tengamos para un período dado, mayor será la precisión a la hora de estimar el potencial integrador de los sistemas de almacenamiento.

Con el despliegue de contadores inteligentes o “Smart meters”, además de los sistemas de medición en grandes centrales de generación, la disponibilidad de datos no debería suponer un inconveniente o limitación técnica. Sin embargo, el acceso a datos de calidad puede resultar limitado por acuerdos de confidencialidad o cierta reticencia por parte de las grandes empresas eléctricas a su publicación.

La metodología propone el uso de datos a partir de mediciones diezminutales, si bien el procedimiento de cálculo resultaría válido igualmente haciendo uso de mediciones cuarto-horarias u horarias, aunque a costa de una menor precisión de los resultados obtenidos.

En primer lugar, se deben tomar como base las mediciones energéticas de un año completo, lo más reciente posible, de los siguientes parámetros:

- Demanda de energía.
- Generación de origen renovable, descompuesta por tecnologías, normalmente eólica y fotovoltaica.
- Generación convencional, distinguiendo entre centrales térmicas de carbón, gas, ciclos combinados o centrales nucleares, si bien estas últimas no son habituales en sistemas aislados.

Para realizar un análisis para el contexto actual estos datos serían suficientes, sin embargo, dado que la mayoría de sistemas aislados actuales sufren un gran déficit de generación renovable, resulta más pertinente llevar a cabo un análisis a futuro, considerando contextos en que la inclusión de sistemas de almacenamiento tenga sentido y sea viable económicamente.

Para realizar un análisis para contextos futuros debe realizarse una estimación de las curvas de generación y consumo teniendo en cuenta la evolución del mix eléctrico y la penetración de movilidad eléctrica, así como parámetros como el precio de los combustibles, el LCOE para generación renovable, la vida útil de los sistemas de almacenamiento, su coste de adquisición, eficiencia etc. De este modo se pueden plantear diversos escenarios futuribles en los que evaluar el potencial y la rentabilidad de la implementación de sistemas de almacenamiento para la integración de generación renovable.

Como se ha dicho, en primer lugar resultará necesario estimar la evolución de las curvas para un contexto posterior al año medido o "base". En la metodología se plantea el método a seguir para cada caso:

- Curva de demanda: Se considera una variación porcentual respecto al año medido, aplicada de forma uniforme a los valores base. Para el porcentaje relativo a movilidad eléctrica esta variación no será uniforme si no que tendrá en cuenta el perfil diario típico de consumo del vehículo eléctrico con el fin de que la estimación sea más precisa. Para la estimación de curvas resulta de gran utilidad consultar las tendencias del sistema eléctrico bajo estudio, teniendo en cuenta la evolución de los niveles de consumo globales durante los años previos al año base.
- Generación fotovoltaica: Se considera una variación sobre la potencia total instalada en el sistema en el año base, en MW. El aumento (o reducción) de la capacidad irá en función de los proyectos desarrollados y como se programa su conexión a red. La estimación de la curva se hará mediante una variación directamente proporcional al aumento de la potencia instalada.
- Generación eólica: De igual modo que con la generación fotovoltaica, se considera una variación de la potencia total instalada en MW. Se estima como en el caso anterior que la variación en el comportamiento de la curva será directamente proporcional a la variación de la potencia instalada.

- Generación convencional: El año base servirá como referencia, teniendo en cuenta el coste de la energía y las emisiones generadas, para comparar con su evolución en años posteriores. Para los años posteriores al año base, la metodología propone que el total de energía generada a partir de centrales convencional sea únicamente aquella necesaria para cubrir la demanda en los periodos en que la unión de generación renovable y sistemas de almacenamiento no sea suficiente. En el apartado 3.4 se expondrán el modelo matemático y la metodología de cálculo seguidos. En el caso (habitual) de disponer de diversas tecnologías como fuentes de generación convencional, debe tenerse en cuenta el peso de cada una de ellas en la cobertura de la demanda, con el fin de ponderar adecuadamente los niveles de emisiones y el coste de la energía anual.

3.3 VARIABLES Y PLANTEAMIENTO DE ESCENARIOS

En un contexto de planificación energética a medio-largo plazo, véase para el periodo 2020-2030, las estrategias más probables son aquellas dirigidas a un aumento de la potencia instalada de generación renovable, con especial importancia de las tecnologías más competitivas (eólica y fotovoltaica), con una consiguiente reducción del peso de la generación tradicional basada en combustibles fósiles. En cuanto a la demanda, la electrificación de la economía invita a plantear escenarios de demanda creciente, considerando distintos niveles de penetración del vehículo eléctrico. El objetivo de la metodología propuesta es permitir la evaluación del potencial integrador del almacenamiento ante cualquier escenario futuro. Así mismo, para su implementación se tendrán en cuenta diversas variables que darán forma a los distintos escenarios objeto de estudio.

Escenario base – Almacenamiento cero

Para cada escenario de almacenamiento estudiado se establece un escenario base en el cual no se considera la inclusión de sistemas de almacenamiento de ningún tipo, pudiendo de este modo obtener resultados comparativos que nos permitan medir su potencial de integración, la reducción de emisiones y la rentabilidad de inversión.

La metodología propuesta permite evaluar diversos escenarios, mediante la modificación de diversas variables. Las variables pueden estar referidas a distintos conceptos y afectan de distinto modo al resultado final. Principalmente se distinguen las siguientes familias de variables:

Variables referidas al almacenamiento

- Capacidad de almacenamiento global [MWh]: capacidad total de almacenamiento de energía.
- Eficiencia de carga/descarga [%]: se determina una eficiencia para el ciclo completo de carga y descarga.
- Vida útil [años]: durabilidad del almacenamiento, parámetro clave para estimar la rentabilidad de la inversión.
- SOC mínimo [%]: se fija el límite inferior de estado de carga (“state of charge”) para el sistema de almacenamiento.

Mediante la fijación de estas variables se determinan las características técnicas del sistema de almacenamiento escogido, las cuales determinarán su comportamiento y sus limitaciones.

Variables económicas

- Coste de generación de energía renovable [LCOE]: en este caso debe determinarse el LCOE para cada año anterior al contemplado en el estudio y para cada tecnología renovable considerada. Debe aclararse que el LCOE se fija para una capacidad determinada en el momento en que inicia su actividad, es decir, para una capacidad entrante en el año 2022 le corresponderá su LCOE estimado para ese año, y toda la energía generada por esa capacidad durante el resto de su vida útil tendrá el coste definido por dicho LCOE.
- Coste de generación convencional [€/MWh]: Se debe determinar el coste de la energía generada en centrales térmicas, considerando el precio de los derivados del petróleo y la eficiencia de las centrales implicadas en su conversión a energía eléctrica.
- Coste de adquisición del almacenamiento [€/MWh capacidad]: función de la capacidad de almacenamiento total y de la tecnología escogida.
- Inflación [%]: crecimiento o decrecimiento esperado del coste de la energía.
- Tasa de descuento del mercado [%]: imprescindible para evaluar la rentabilidad de una inversión teniendo en cuenta la evolución del valor del dinero con el tiempo.

Fijando estas variables se establece el contexto económico que servirá de base para el análisis económico de las distintas soluciones de almacenamiento propuestas.

Variables referidas a la evolución de las curvas de generación y demanda

- Variación de la demanda [%]: se debe establecer una variación porcentual de la demanda base. Para la demanda asociada a la penetración de vehículo eléctrico la variación porcentual estará referida a su perfil típico de consumo.
- Potencia instalada para autoconsumo fotovoltaico [MW]: debe definirse la potencia instalada de autoconsumo, la cual repercutirá en la determinación de la demanda neta. La curva resultante será proporcional a la generación fotovoltaica de la que se dispongan datos e irá en función de la potencia instalada.
- Variación de la potencia renovable instalada [MW]: debe determinarse la potencia instalada de cada tecnología renovable, la cual determinará las distintas curvas de generación. Se considerará que la generación crece de forma proporcional a la potencia instalada.

Mediante estas variables se logra fijar el contexto, a nivel técnico, en el cual se enmarcarán las distintas propuestas de implantación de sistemas de almacenamiento y que condicionará de forma esencial su comportamiento.

Variables medioambientales

- Emisiones equivalentes de CO₂ [toneladas/MWh]: valor fijado para determinar las emisiones anuales asociadas a la generación de energía en el sistema. Para cada tecnología se empleará el factor de emisiones que le corresponda.

La determinación de un escenario vendrá dada, por tanto, por la fijación de las variables anteriormente citadas. A cada escenario le corresponderá su escenario base, que nos permita evaluar de forma cuantitativa los beneficios económicos y medioambientales de la inclusión de almacenamiento en el sistema.

3.4 MODELO MATEMÁTICO Y METODOLOGÍA DE CÁLCULO

El núcleo de la metodología propuesta está contenido en la metodología de cálculo. El modelo matemático propuesto toma las curvas de generación y demanda como base, a partir de las cuales determina el comportamiento del almacenamiento considerando todas las variables técnicas presentadas en el apartado anterior. El fin de la metodología es evaluar el potencial de integración de generación renovable en el sistema por parte del almacenamiento, por lo que la estrategia de despacho del almacenamiento es aquella que maximice la utilización de la energía generada por fuentes renovables. El sistema destina toda la energía renovable disponible en cada momento a cubrir la demanda, y en caso de que la generación sea mayor que la demanda almacena el excedente en los sistemas de almacenamiento. La energía almacenada se destina posteriormente a cubrir la demanda en momentos de déficit de generación. Únicamente cuando la unión de generación renovable y descarga de almacenamiento no resulta suficiente para cubrir la demanda se recurre a generación térmica, minimizando así la energía generada desde fuentes de generación contaminantes. La Figura 23 muestra de forma esquemática el funcionamiento del modelo propuesto.

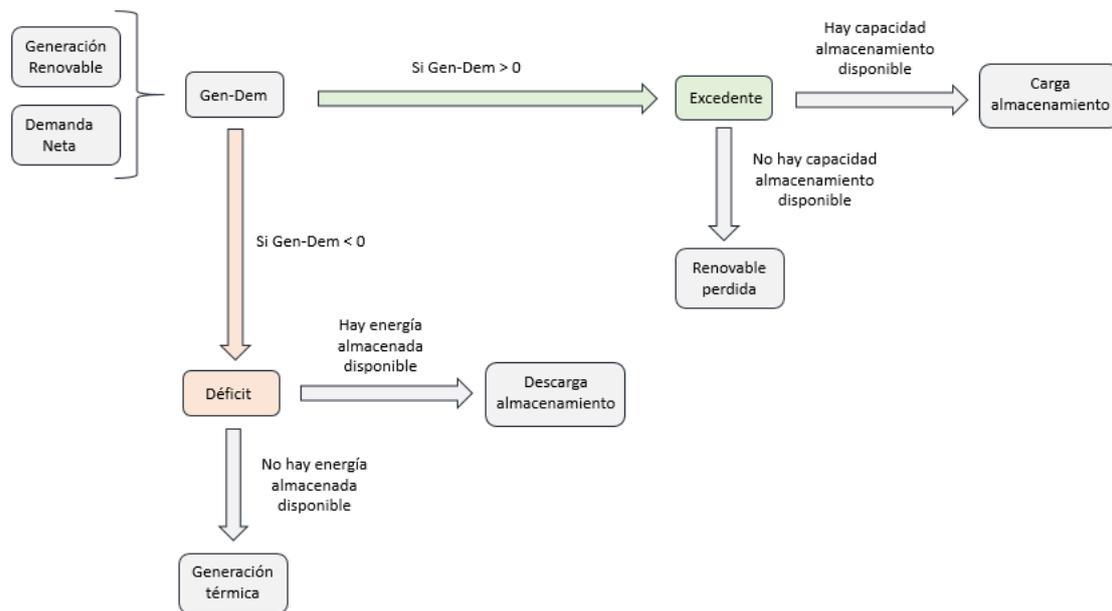


Figura 23 Esquema simplificado de funcionamiento del modelo propuesto

La metodología de cálculo consiste en un proceso con una serie de cálculos que se repiten para cada paso temporal. En cada paso se dispone de una serie de parámetros base y otros que se calculan durante el proceso. Antes de definir la metodología de cálculo conviene definir estos

parámetros, qué representan y en qué unidades están definidas. Por un lado, están los parámetros base, que sirven como datos de entrada para el cálculo:

- D_{base} [MWh]: energía demandada durante el periodo temporal considerado, basada en los datos medidos que sirven como base.
- D_{VE} [MWh]: energía demandada para carga de vehículos eléctricos.
- $Autoconsumo$ [MWh]: energía generada y autoconsumida in-situ por los consumidores, se considera equivalente a una reducción de la demanda neta.
- $G_{fotovoltaica}$ [MWh]: energía generada por parques fotovoltaicos.
- $G_{eólica}$ [MWh]: energía generada por parques eólicos.
- G_x [MWh]: energía generada por otras fuentes renovables, tales como solar térmica, mareomotriz, undimotriz, biomasa etc. Se añadirá un parámetro para cada una en caso de existir disponibilidad de alguna de estas fuentes.
- $C_{almacenamiento}$ [MWh]: energía máxima que puede ser almacenada en los sistemas de almacenamiento. Constituye el límite superior de carga.
- $SOC_{mínimo}$ [%]: estado de carga mínima del almacenamiento. Aplicando este factor a la capacidad de almacenamiento se obtiene el límite inferior de carga.
- $\eta_{descarga}$ [%]: rendimiento del proceso de descarga del almacenamiento.
- η_{carga} [%]: rendimiento del proceso de carga del almacenamiento.

Dado que de forma habitual tan solo se dispone de información respecto al rendimiento del ciclo completo de carga y descarga, los valores de rendimiento individuales vendrán dados por:

$$\eta_{carga} = \eta_{descarga} = \sqrt[2]{\eta_{ciclo}} \quad (1)$$

Parámetros obtenidos durante el cálculo:

- D_{neta} [MWh]: Energía demandada neta.
- $G_{renovable}$ [MWh]: Energía total generada por fuentes de origen renovable.
- I [MWh]: Diferencia entre generación renovable total y demanda neta.
- $A_{disponible}$ [MWh]: energía disponible almacenada en los sistemas de almacenamiento. Se establece un valor inicial para la primera iteración.
- $A_{despachado}$ [MWh]: energía despachada en proceso de carga o descarga del almacenamiento.
- $G_{térmica}$ [MWh]: energía generada mediante centrales térmicas convencionales.
- RP [MWh]: energía renovable perdida por el sistema.
- $E_{térmica}$ [MWh]: energía generada mediante centrales térmicas convencionales empleada para cubrir la demanda neta.
- $E_{renovable}$ [MWh]: energía generada de origen renovable empleada para cubrir la demanda neta.
- $E_{almacenamiento}$ [MWh]: energía descargada por el almacenamiento destinada a cubrir la demanda neta.

- $P_{carga/descarga}$ [MWh]: energía perdida en los procesos de carga y descarga del almacenamiento.
- E_{carga} [MWh]: energía cargada por el almacenamiento procedente de los excedentes de generación renovable.
- SOC [%]: estado de carga del almacenamiento.

Al inicio de cada paso se dispone de los datos de demanda y generación renovable para la subdivisión temporal considerada, sea horaria, cuarto-horaria o diezminutal. Se establece por tanto un paso n para el primer período temporal, seguido por el paso $n + 1$ para el siguiente período, a su vez seguido por $n + 2$ y así sucesivamente. Cada paso tiene sus propios datos de entrada de generación renovable y demanda, además de los diferentes parámetros obtenidos en el paso anterior, los cuales se van actualizando durante el proceso. A continuación, se describe la metodología de cálculo seguida durante cada paso. Las variables presentes en las ecuaciones pertenecen a un paso n genérico, exceptuando aquellas variables provenientes de un paso inmediatamente anterior, las cuales se representan con el subíndice $n - 1$.

En primer lugar, deben definirse dos variables fundamentales, la demanda neta y la generación renovable total. La demanda neta está definida por la demanda base a la cual se le suma una contribución por carga del vehículo eléctrico, y a su vez se le resta la energía generada in-situ y autoconsumida:

$$D_{neta} = D_{base} + D_{VE} - Autoconsumo \quad (2)$$

Por su parte la generación renovable total es el resultado de la suma de la generación a partir de todas las tecnologías renovables:

$$G_{renovable} = \sum_n G_{fotovoltaica} + G_{eólica} + \dots \quad (3)$$

Determinación de $A_{despachado}$

Una vez obtenidos ambos parámetros, se procede a compararlos para definir el escenario general del sistema, esto es, si existe excedente o déficit de generación, lo cual condicionará la actuación del almacenamiento. Por tanto, se obtiene la variable I :

$$I = G_{renovable} - D_{neta} \quad (4)$$

Si la demanda es mayor que la generación renovable nos encontramos en un caso de déficit de generación,

$$I < 0 \rightarrow \text{déficit} \quad (5)$$

El siguiente paso es comprobar el estado del almacenamiento y su disponibilidad para ser descargado. Dependiendo de este factor se determina el valor del parámetro $A_{despachado}$.

Si la energía demandada es menor que la energía almacenada disponible,

$$I < A_{disponible} \quad (6)$$

entonces el almacenamiento descarga exactamente la energía demandada:

$$A_{despachado} = I \quad (7)$$

Si, por el contrario, la energía demandada excede la energía almacenada disponible,

$$I > A_{disponible} \quad (8)$$

en ese caso el almacenamiento descarga una cantidad de energía respetando el límite impuesto:

$$A_{despachado} = (A_{disponible} - C_{almacenamiento} \times SOC_{mínimo}) \times \eta_{descarga} \quad (9)$$

Y como último caso, si el almacenamiento está completamente descargado o está en su límite inferior de estado de carga,

$$A_{disponible} = 0 \text{ ó } SOC = SOC_{mínimo} \quad (10)$$

entonces:

$$A_{despachado} = 0 \quad (11)$$

Si la generación renovable es mayor que la demanda se da un caso de excedente de generación renovable,

$$I > 0 \rightarrow \text{excedente} \quad (12)$$

Ante este escenario se comprueba la capacidad de almacenamiento disponible para ser cargada. De forma análoga al escenario de déficit, se lleva a cabo la determinación del valor de $A_{despachado}$.

Si el excedente de generación renovable excede la capacidad de almacenamiento disponible para cargar,

$$I \times \frac{1}{\eta_{carga}} + A_{disponible} > C_{almacenamiento} \quad (13)$$

el almacenamiento se carga con parte del excedente hasta llegar a su límite superior de carga:

$$A_{despachado} = (C_{almacenamiento} - A_{disponible}) \times \frac{1}{\eta_{carga}} \quad (14)$$

En caso de disponer de capacidad de almacenamiento suficiente,

$$I \times \frac{1}{\eta_{carga}} + A_{disponible} < C_{almacenamiento} \quad (15)$$

el sistema almacena todo el excedente:

$$A_{despachado} = I \quad (16)$$

Y para el caso en que el almacenamiento esté completamente cargado,

$$A_{disponible} = C_{almacenamiento} \text{ ó } SOC = 100\% \quad (17)$$

Entonces:

$$A_{despachado} = 0 \quad (18)$$

Determinación de $A_{disponible}$

Como se observa, a la hora de determinar $A_{despachado}$ es fundamental conocer el estado de carga del almacenamiento o $A_{disponible}$. Para el primer paso se establece un valor inicial, con el SOC que se desee considerar. Sin embargo, para los pasos sucesivos este valor se actualiza teniendo en cuenta la acción de despacho del almacenamiento o $A_{despachado}$ del paso anterior. Las ecuaciones presentadas a continuación describen el proceso de cálculo.

Una vez más, se distinguen dos escenarios, dependiendo de si en el paso anterior para el almacenamiento se ha llevado a cabo un proceso de carga o de descarga.

$$A_{despachado_{n-1}} < 0 \rightarrow \text{descarga} \quad (19)$$

$$A_{despachado_{n-1}} > 0 \rightarrow \text{carga} \quad (20)$$

En ambos casos, el estado de carga del almacenamiento para el paso actual depende del estado de carga y el despacho del almacenamiento en el paso anterior. Para el proceso de descarga si no se sobrepasa el límite inferior de carga,

$$A_{disponible_{n-1}} + A_{despachado_{n-1}} \times \frac{1}{\eta_{descarga}} > 0 \quad (21)$$

entonces:

$$A_{disponible_n} = A_{disponible_{n-1}} + A_{despachado_{n-1}} \times \frac{1}{\eta_{descarga}} \quad (22)$$

Si por el contrario se excede el límite inferior de carga,

$$A_{disponible_{n-1}} + A_{despachado_{n-1}} \times \frac{1}{\eta_{descarga}} < 0 \quad (23)$$

entonces:

$$A_{disponible_n} = 0 \quad (24)$$

Para el proceso de carga, si no se excede el límite superior carga,

$$A_{disponible_{n-1}} + A_{despachado_{n-1}} \times \eta_{carga} \leq C_{almacenamiento} \quad (25)$$

entonces,

$$A_{disponible_n} = A_{disponible_{n-1}} + A_{despachado_{n-1}} \times \eta_{carga} \quad (26)$$

Sin embargo, si se rebasa el límite superior de carga,

$$A_{disponible_{n-1}} + A_{despachado_{n-1}} \times \eta_{carga} > C_{almacenamiento} \quad (27)$$

entonces,

$$A_{disponible_n} = C_{almacenamiento} \quad (28)$$

Existe un tercer escenario, en que el almacenamiento se ha mantenido estático en el paso anterior,

$$A_{despachado_{n-1}} = 0 \rightarrow \text{parada} \quad (29)$$

en cuyo caso,

$$A_{disponible_n} = A_{despachado_{n-1}} \quad (30)$$

Determinación de $G_{t\acute{e}rmica}$

Una vez determinado el valor de $A_{despachado}$ se obtienen una serie de parámetros importantes para la obtención y representación de los resultados finales. Por un lado, la generación de

energía a partir de centrales térmicas convencionales viene determinada en función de I y $A_{despachado}$, como se define a continuación:

Si estamos en un escenario de déficit, definido por la ecuación (5), la generación térmica será la necesaria para cubrir la demanda que no se consigue cubrir mediante la descarga del almacenamiento,

$$G_{t\acute{e}rmica} = |I| - |A_{despachado}| \quad (31)$$

Por el contrario, en un escenario de excedente, definido por la ecuación (12), como es lógico no se recurrirá a generación térmica,

$$G_{t\acute{e}rmica} = 0 \quad (32)$$

Determinación de RP

De forma análoga se determina la energía renovable perdida (RP). En un escenario de déficit, toda la generación renovable se destina a cubrir la demanda por lo que no se pierde energía,

$$RP = 0 \quad (33)$$

Sin embargo, ante un escenario de excedente de generación renovable, se perderá toda aquella energía que no se logre almacenar debido a que el almacenamiento se encuentra cargado por completo,

$$RP = I - A_{despachado} \quad (34)$$

Determinación del origen de la cobertura de la demanda

Para determinar la cobertura de la demanda se diferencia entre la demanda cubierta directamente por la generación renovable y la cubierta por descarga del almacenamiento, además de la cubierta por generación térmica que será igual a la generada,

$$E_{t\acute{e}rmica} = G_{t\acute{e}rmica} \quad (35)$$

Para la determinación de la demanda cubierta directamente por generación renovable se distingue entre escenario de déficit y excedente. En caso de déficit, dado por (5), la demanda cubierta por renovables será igual a la generada,

$$E_{renovable} = G_{renovable} \quad (36)$$

Por otro lado, en caso de excedente, dado por (12), la demanda cubierta por renovables viene dada por:

$$E_{renovable} = G_{renovable} - A_{despachado} - RP \quad (37)$$

Por último, la demanda cubierta por descarga del almacenamiento viene dada por $A_{despachado}$ siempre y cuando el almacenamiento esté en proceso de descarga. Por tanto, si,

$$A_{despachado} > 0 \quad (38)$$

entonces,

$$E_{almacenamiento} = 0 \quad (39)$$

Mientras que si,

$$A_{despachado} < 0 \quad (40)$$

entonces,

$$E_{almacenamiento} = A_{despachado} \quad (41)$$

Otros parámetros de interés

Se determinan igualmente otros parámetros que pueden resultar de interés como las pérdidas en carga y descarga del almacenamiento o el estado de carga del mismo para el paso correspondiente.

En primer lugar, las pérdidas en carga o descarga del almacenamiento van en función del despacho del almacenamiento y la energía disponible en el paso anterior, así como de la energía disponible en la actual. Por tanto, para el caso de descarga definido por la ecuación (19) las pérdidas vienen dadas por,

$$P_{carga/descarga} = ||A_{disponible_{n-1}}| - |A_{disponible_n}| - |A_{despachado_{n-1}}|| \quad (42)$$

Por su parte, para el proceso de carga, cumpliéndose (20), las pérdidas se definen según,

$$P_{carga/descarga} = ||A_{disponible_n}| - |A_{disponible_{n-1}}| - |A_{despachado_{n-1}}|| \quad (43)$$

Por último, resulta fundamental llevar un control del estado de carga del almacenamiento o *SOC* que vendrá definido siempre por,

$$SOC = \frac{A_{disponible}}{C_{almacenamiento}} \quad (44)$$

3.5 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN

Una vez aplicada la metodología de cálculo propuesta a lo largo del período temporal estudiado, se obtienen una serie de resultados energéticos, económicos y medioambientales los cuales se describirán a continuación.

Al margen de los valores absolutos finales, pueden extraerse resultados parciales y curvas de comportamiento para cualquier horizonte temporal, sea diario, semanal, mensual o anual. Si tenemos m subdivisiones temporales se desarrollarán m pasos de cálculo, por lo que para obtener el valor total final de un parámetro se efectúa el sumatorio desde el valor inicial $n = 1$ hasta m . Si disponemos de medidas diezminutales, para obtener valores globales para año completo se aplica el sumatorio entre $n = 1$ hasta $n = 52560$,

$$E_T (\text{primer año}) = \sum_{n=1}^{52560} X_n \quad (45)$$

Resultados energéticos

- $E_{T_renovable}$: Demanda cubierta directamente por renovables [MWh y %]: expresada en energía total y en porcentaje respecto al total de la demanda cubierta. Se obtiene mediante la expresión,

$$E_{T_renovable} [MWh] = \sum_{n=1}^m E_{renovable_n} [MWh] \quad (46)$$

O bien en forma porcentual,

$$E_{T_renovable} [\%] = \frac{E_{T_renovable} [MWh]}{D_{T_neta} [MWh]} \times 100 \quad (47)$$

siendo,

$$D_{T_neta} [MWh] = \sum_{n=1}^m D_{neta_n} [MWh] \quad (48)$$

- Demanda cubierta por el almacenamiento [MWh y %]: expresada en energía total y en porcentaje respecto al total de la demanda cubierta. Al ser el almacenamiento cargado con los excedentes de generación renovable, puede considerarse la demanda cubierta

por el almacenamiento como energía libre de emisiones. Se obtiene de forma análoga a la demanda cubierta por renovables,

$$E_{T_almacenamiento} [MWh] = \sum_{n=1}^m E_{almacenamiento_n} [MWh] \quad (49)$$

En forma porcentual,

$$E_{T_almacenamiento} [\%] = \frac{E_{T_almacenamiento} [MWh]}{D_{T_neta} [MWh]} \times 100 \quad (50)$$

- Demanda cubierta por generación térmica convencional [MWh y %]: expresada en energía total y en porcentaje respecto al total de la demanda cubierta. Siguiendo la expresión,

$$E_{T_térmica} [MWh] = \sum_{n=1}^m E_{térmica_n} [MWh] \quad (51)$$

En forma porcentual,

$$E_{T_térmica} [\%] = \frac{E_{T_térmica} [MWh]}{D_{T_neta} [MWh]} \times 100 \quad (52)$$

- Pérdidas en carga y descarga del almacenamiento [MWh]: el valor de estas pérdidas da únicamente una medida del potencial de almacenamiento desperdiciado. Estas pérdidas resultan relativamente de poca importancia para el coste del sistema en su conjunto ya que la energía envuelta en el proceso de carga y descarga es energía excedente que de otro modo sería desperdiciada directamente. Se obtienen mediante la expresión,

$$P_{carga/descarga} [MWh] = \sum_{n=1}^m E_{carga/descarga_n} [MWh] \quad (53)$$

- Energía renovable perdida [MWh y %]: expresada en energía total desperdiciada y en porcentaje respecto al total generado. Este parámetro da una buena medida de la capacidad del almacenamiento para integrar generación renovable en el sistema. Se obtiene mediante la expresión,

$$RP [MWh] = \sum_{n=1}^m RP_n [MWh] \quad (54)$$

En porcentaje respecto al total generado,

$$RP [\%] = \frac{RP [MWh]}{G_{T_renovable} [MWh]} \times 100 \quad (55)$$

siendo,

$$G_{T_renovable} [MWh] = \sum_{n=1}^m G_{renovable_n} [MWh] \quad (56)$$

- Un parámetro que no es estrictamente energético, pero resulta de interés, es el número de horas de funcionamiento del almacenamiento, el cual nos da una buena medida del nivel de aprovechamiento del sistema empleado. Éste se obtiene de forma sencilla contando el número de pasos de cálculo en que el almacenamiento ha estado en modo carga o descarga.

Resultados económicos

- Coste total de generación renovable perdida [€]: coste total de la energía generada mediante fuentes de energía renovable que no ha sido aprovechada para cubrir la demanda. El resultado puede venir desglosado por tecnologías.

$$CT_{RP} [€] = RP [MWh] \times C_{RP} [€/MWh] \quad (57)$$

- Coste total de generación convencional [€]: coste de la energía generada mediante fuentes convencionales. Al igual que los costes renovables puede venir desglosado por tecnologías.

$$CT_{G_térmica} [€] = E_{T_térmica} [MWh] \times C_{G_térmica} [€/MWh] \quad (58)$$

- Ahorro anual en generación térmica [€]: debido a la inclusión de almacenamiento el aprovechamiento de los excedentes de generación renovable deriva en una menor necesidad de generación térmica convencional. El ahorro económico viene dado por el coste de la generación para el escenario estudiado comparado con su escenario base correspondiente.

$$Ahorro [€] = CT_{G_térmica}(Escenario Base) - CT_{G_térmica} \quad (59)$$

- Coste total de adquisición del almacenamiento [€]: irá en función de la capacidad instalada y el coste de la tecnología escogida.

$$CT_{adquisición} [€] = C_{almacenamiento} [MWh] \times C_{adquisición} [€/MWh] \quad (60)$$

- Valor actualizado neto o “VAN” [€]: beneficio obtenido de la inversión en el sistema de almacenamiento al final de su vida útil teniendo en cuenta la influencia del tiempo en el valor del dinero. Para el cálculo se considera como ítem positivo el ahorro en generación térmica y como ítem negativo el coste total de la energía renovable perdida, además de restar el coste total de adquisición del almacenamiento.

$$VAN [€] = \sum_{n=1}^{vida\ útil} VAN(Ahorro)_n - VAN(CT_{RP})_n - CT_{adquisición} \quad (61)$$

El VAN para cada ítem viene dado por el coste o ahorro para el primer año y los valores de inflación, tasa de descuento del mercado y vida útil del sistema a instalar:

$$VAN [€] = C_{año_1} [€] \times \frac{1}{d-i} \times \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+d} \right)^n \right] \quad (62)$$

Siendo:

- i = inflación [%]
 - d = tasa de descuento del mercado [%]
 - n = vida útil del sistema de almacenamiento [años]
- Período de retorno o “Payback” [años]: tiempo que se tarda en recuperar la inversión realizada. Viene dado por el valor de n' que hace nulo el VAN.

$$Período\ de\ retorno\ [años] = n' \setminus VAN(n') = 0 \quad (63)$$

- Tasa interna de retorno “TIR” [%]: mide la rentabilidad media de la inversión realizada, y viene dada por el valor de d que hace nulo el VAN. Cualquier inversión debe tener un TIR mayor que la tasa de descuento del mercado para que se considere rentable.

$$TIR [\%] = d \setminus VAN(n) = 0 \quad (64)$$

Resultados medioambientales

- Emisiones anuales de CO₂ [tn CO₂]: toneladas de CO₂ emitidas al ambiente consecuencia de los procesos de generación de energía. Vienen dados por la energía térmica total generada, el peso de cada tecnología y el factor de emisiones correspondiente a cada tecnología de generación. Por ejemplo, si tenemos un 50% de generación con gasoil:

$$Emisiones\ gasoil\ [tn\ CO_2] = E_{T_{térmica}} [MWh] \times 0.50 \times F(gasoil) \left[\frac{tn\ CO_2}{MWh} \right] \quad (65)$$

3.6 DETERMINACIÓN DE TECNOLOGÍA Y CAPACIDAD IDÓNEA

La capacidad de almacenamiento idónea a implementar en el sistema depende en gran medida de la tecnología de almacenamiento escogida. Para optimizar la capacidad de almacenamiento en el sistema en primer lugar debe seleccionarse una opción tecnológica y fijar las variables relativas al almacenamiento definidas en el apartado 3.3.

En segundo lugar debe establecerse un criterio para la elección de la capacidad más adecuada. El criterio a seguir puede ser energético (maximizar penetración renovable), medioambiental (minimizar emisiones) o económico (maximizar beneficios). Para este Trabajo Final de Máster se ha seguido un criterio económico, estableciendo como parámetro clave el Valor Actualizado Neto (VAN) obtenido al final de la vida útil del sistema escogido. La capacidad de almacenamiento escogida será aquella que maximice el VAN. Seguir los objetivos de maximizar la penetración renovable y/o minimizar las emisiones de CO₂ serían también criterios válidos, pero estos inducirían a la elección de una capacidad de almacenamiento elevada, sobredimensionando el sistema y obteniendo una rentabilidad mucho menor de la inversión.

Una vez elegida una tecnología y el criterio a seguir, para establecer la capacidad óptima se simulan distintas variantes (capacidades) de almacenamiento, escogiendo aquella que arroje un mayor VAN. En caso de considerar distintas opciones tecnológicas, se procedería de forma análoga con todas ellas, determinando la capacidad óptima para cada caso. La Figura 24 ilustra un ejemplo genérico del proceso descrito para la optimización de la capacidad de almacenamiento para diversas tecnologías.

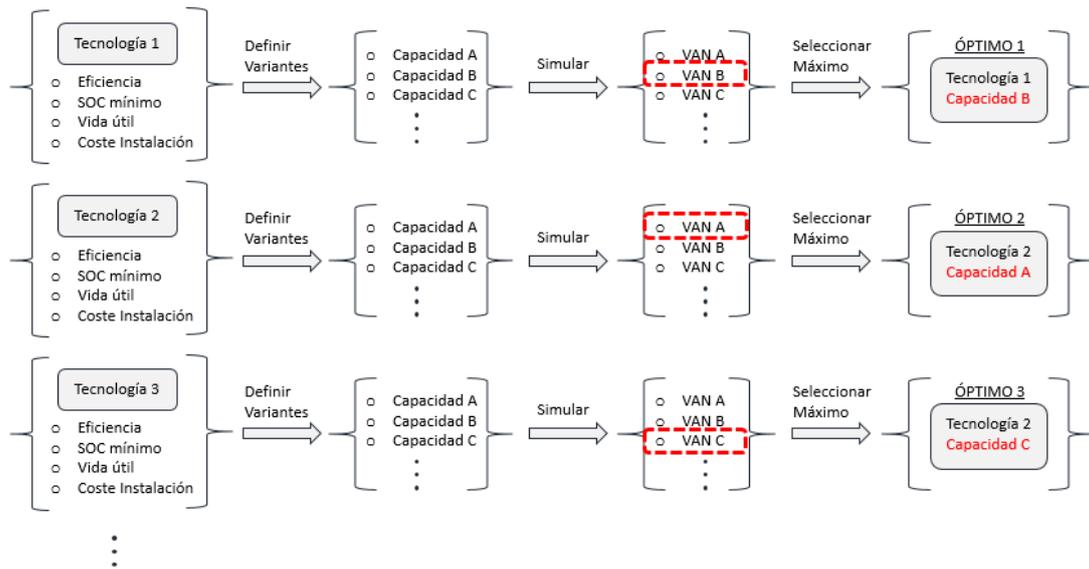


Figura 24 Ejemplo de aplicación de la metodología - proceso de optimización de la capacidad de almacenamiento para diversas tecnologías

Finalmente, una vez disponemos de la capacidad óptima de almacenamiento para cada tecnología, únicamente resta comparar sus VAN correspondientes y, siguiendo el mismo criterio que hasta ahora, seleccionar aquella que presente el VAN más alto. La Figura 25 muestra un ejemplo de este paso final continuando con el ejemplo mostrado en la Figura 24.

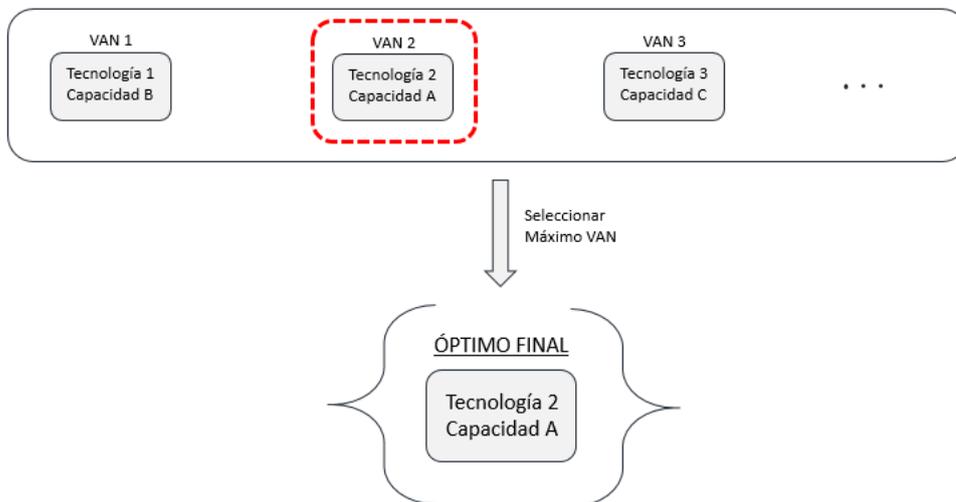


Figura 25 Ejemplo de aplicación de la metodología - proceso de selección de la combinación de tecnología y capacidad óptimas

3.7 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

A lo largo de este capítulo se han sentado las bases de la metodología propuesta para la evaluación técnico-económica del potencial de los sistemas de almacenamiento para la integración de generación renovable en sistemas aislados.

En primer lugar, se han establecido los datos de partida necesarios para la implementación de la metodología, así como los pasos necesarios para la estimación de curvas a lo largo del horizonte temporal bajo estudio. Seguidamente se han definido las variables principales a tener en cuenta para el planteamiento de escenarios, así como el modelo matemático propuesto y la metodología de cálculo seguida para la simulación. De igual forma se han definido los resultados que se obtienen tras aplicar la metodología, así como las directrices básicas para su interpretación.

Finalmente se ha definido el criterio a seguir para la determinación de la capacidad y tecnología óptimas para el sistema estudiado.

4. CASO DE APLICACIÓN: APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL PLAN DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA MENORCA 2030

4.1 INTRODUCCIÓN

Con el fin de validar y hacer patente la utilidad de la metodología propuesta en el capítulo anterior se ha establecido un caso de aplicación que resulte representativo de los objetivos de este Trabajo Final de Máster.

Se ha elegido implementar la metodología para el sistema eléctrico de la isla balear de Menorca. Recientemente nombrada mayor Reserva de la Biosfera marina del mediterráneo [12], Menorca es un caso típico de sistema eléctrico aislado (la capacidad de interconexión con Mallorca es prácticamente inexistente), con una dependencia absoluta de combustibles fósiles que deriva en grandes problemas de contaminación y elevadas emisiones de gases de efecto invernadero. Se trata de un sistema caro e ineficiente, como se puede observar en la Figura 26 el coste de la energía es marcadamente superior en el sistema balear que en el sistema peninsular debido entre otros factores al elevado coste de importación de materias primas. La energía eléctrica es, de media, un 110% más caro en las Islas Baleares que en el sistema peninsular.

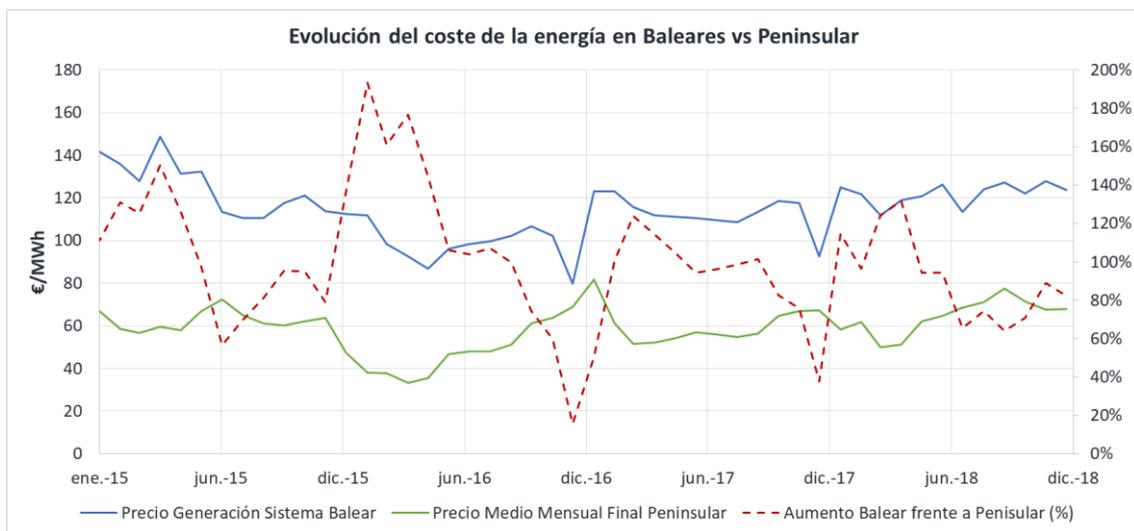


Figura 26 Evolución del coste de la energía en Baleares vs Peninsular. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de REE [13]

La Unión Europea, a partir de los Acuerdos de París, ha puesto el foco en este tipo de sistemas denominados como SIDS (“Small-Island Power Systems”), valorándolos como una gran oportunidad de implementación de estrategias innovadoras para abordar una transición energética hacia modelos más limpios, sostenibles y baratos. Junto a otras 24 islas europeas, Menorca forma parte de una iniciativa denominada “Clean Energy for EU Islands” impulsada por la Comisión Europea con el objetivo de impulsar su autosuficiencia y sostenibilidad [14].

EL Consell Insular de Menorca, a través de su Conselleria de Territori, Energia y Mobilitat, se ha marcado ambiciosos objetivos en su Plan Estratégico de Transición Energética, remitido y aceptado por la UE [15], en el cual destaca el objetivo de 85% de demanda cubierta por generación renovable para el año 2030. Para ello se estima que será necesario un parque de generación renovable con una capacidad instalada mínima de 300 MW, amén de un desarrollo paralelo del autoconsumo y la movilidad eléctrica, así como medidas de eficiencia energética a todos los niveles [16].

Las directrices marcadas por este plan servirán como base para el planteamiento del escenario base para aplicar la metodología propuesta. El objetivo será el de evaluar el impacto derivado de la inclusión de sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico de Menorca en el contexto energético y económico esperado para el año 2030, además de dilucidar en qué tecnología y capacidad de almacenamiento resultaría óptimo invertir desde un punto de vista técnico-económico.

4.2 DATOS DE PARTIDA Y ESTIMACIÓN DE CURVAS

En primer lugar, se ha procedido a la obtención de los datos de partida. REE, a través de una plataforma web, permite acceder a las curvas de demanda real, prevista y programada en tiempo real para todo el sistema balear. Se muestran además la estructura de generación y las emisiones de CO₂ asociadas. Se puede consultar un resumen diario de estas mediciones cada diez minutos.

La exportación de datos se realiza mediante una plataforma web [17], en formato CSV que posteriormente se ha tratado para obtener un formato de tabla Excel. Se ha repetido esta operación para cada día del año 2018, que servirá como base para estimar curvas posteriores.

En los siguientes epígrafes se detallarán las características de las curvas obtenidas, así como un breve análisis del estado energético actual de Menorca, el parque de generación existente, así como la tendencia seguida en los últimos años en cuanto a la demanda total de energía eléctrica y el parque automovilístico existente. De igual modo se explicarán las estimaciones realizadas para obtener las curvas necesarias para la implementación de la metodología en el contexto energético estimado para Menorca en el año 2030.

4.2.1 Menorca 2018

En este apartado se analizará el sistema energético de Menorca a partir de los datos obtenidos de REE y otros documentos de análisis del sistema menorquín como [18]. Las gráficas mostradas han sido elaboradas a partir de los datos obtenidos de la plataforma web de REE y tras ser tratados debidamente.

4.2.1.1 Demanda eléctrica

La demanda eléctrica de Menorca, al ser destino turístico estival, se mantiene más o menos estable excepto en los meses de verano, experimentando una subida constante desde mayo hasta alcanzar su pico en agosto, a partir de del cual decrece hasta entrado octubre. La Figura 27 muestra la evolución de la demanda para el año 2018.

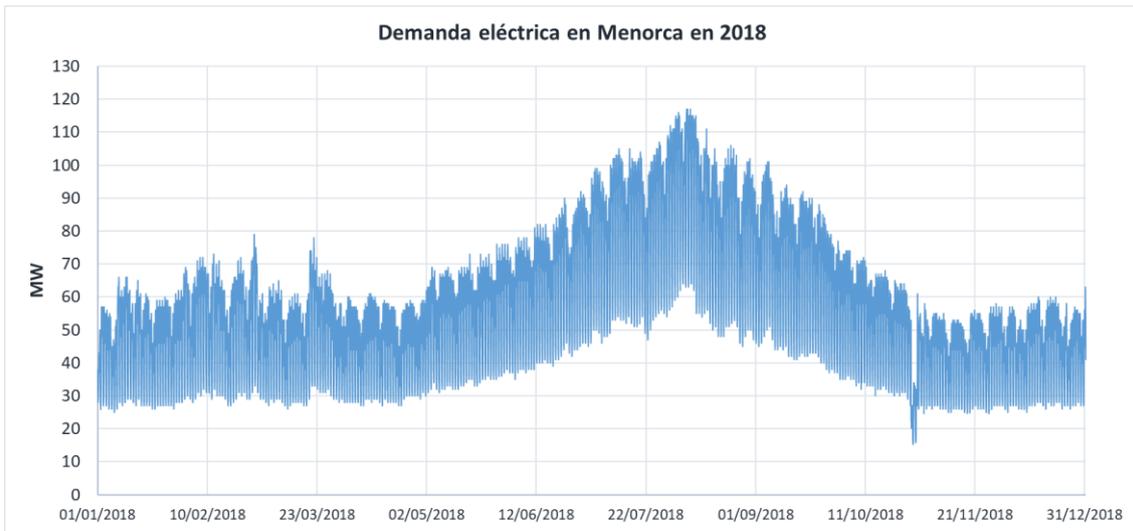


Figura 27 Demanda eléctrica en Menorca en 2018

La Figura 28 muestra del mismo modo como la demanda es significativamente mayor en los meses de verano a consecuencia de la ocupación turística.

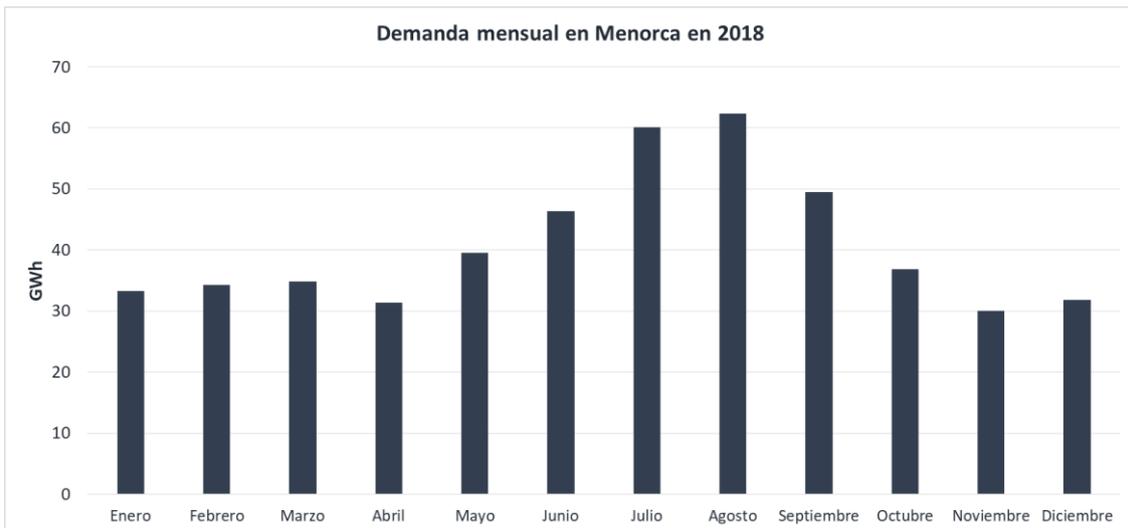


Figura 28 Demanda mensual en Menorca en 2018

4.2.1.2 Generación fotovoltaica

La isla de Menorca cuenta actualmente con dos parques fotovoltaicos, San Salomó y Binisafúller, sumando una potencia total instalada de 5,1 MW. La Figura 29 muestra la generación fotovoltaica en Menorca el día 18 de junio de 2018, siguiendo la curva típica de generación solar.

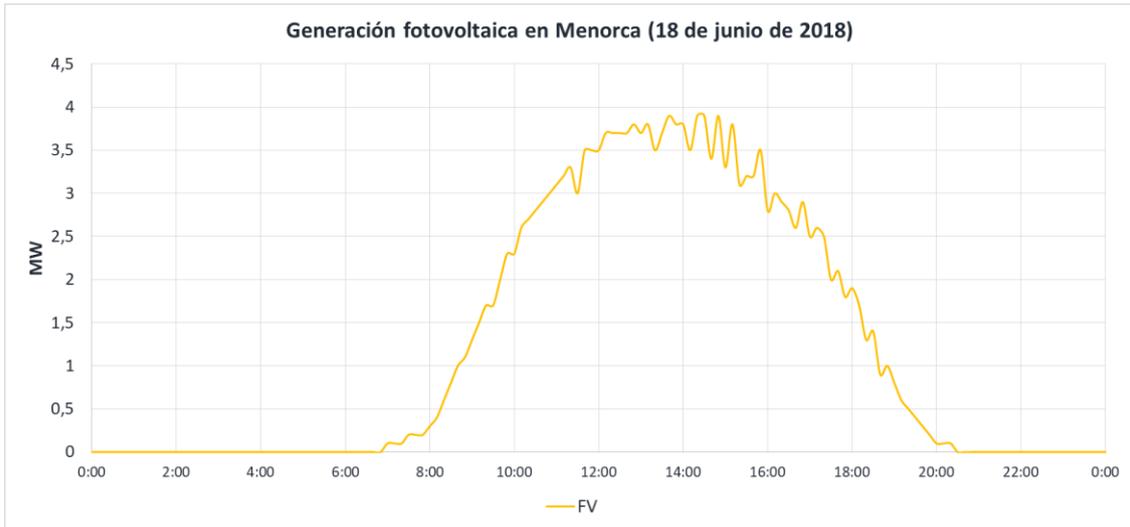


Figura 29 Generación fotovoltaica en Menorca (18 de junio de 2018)

4.2.1.3 Generación eólica

La isla cuenta con un único parque eólico en Milà, con una potencia instalada de 3,2 MW. Al igual que con la generación fotovoltaica, en la Figura 30 se muestra la evolución de la generación eólica a lo largo del día 18 de junio. Se observa como la generación eólica fluctúa constantemente a lo largo del día debido a la alta variabilidad de la velocidad del viento.



Figura 30 Generación eólica en Menorca (18 de junio de 2018)

4.2.1.4 Generación convencional

La isla de Menorca genera la práctica totalidad de la energía eléctrica que consume en la central térmica de Mahón. Esta cuenta con turbinas diésel (gasoil) y motores de fueloil con una capacidad máxima instalada de 271,6 MW. La central opera con un rendimiento aproximado del 35% y constituye la generación base para la isla. La Figura 31 muestra como la generación térmica sigue el mismo patrón que la demanda, aumentando de forma considerable en los meses de verano. Se observa así mismo como la demanda máxima ni siquiera alcanza un 50% de la potencia instalada.

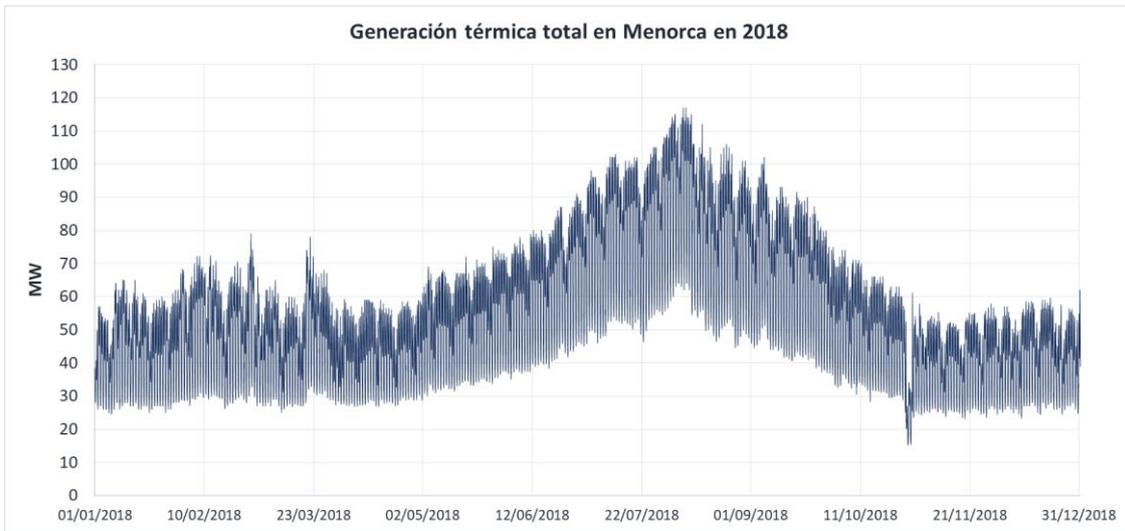


Figura 31 Generación térmica total en Menorca en 2018

Además, se observa que la generación térmica se reparte casi a partes iguales entre las turbinas de gasoil y fueloil, como se muestra en la Figura 32.

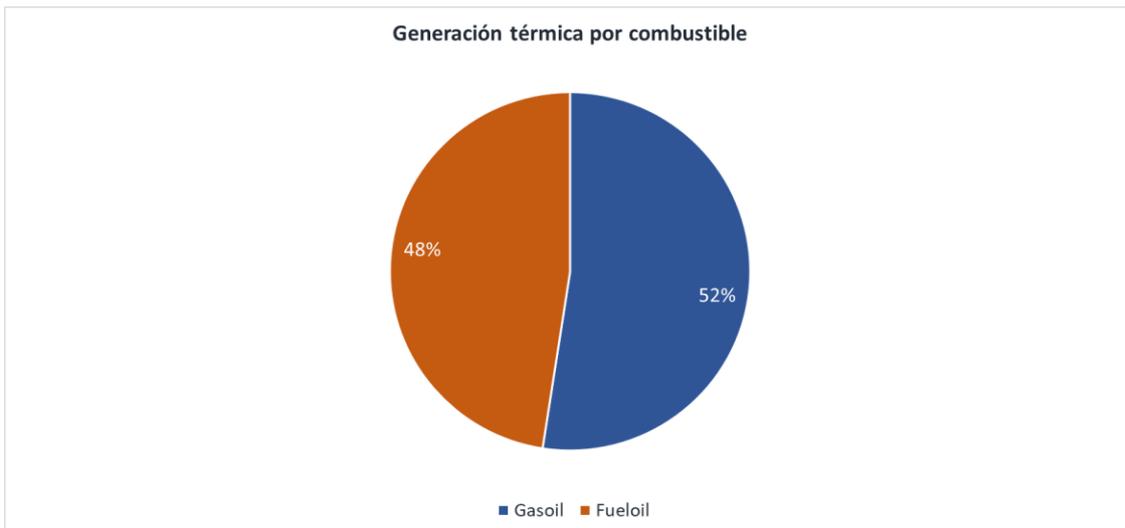


Figura 32 Generación térmica por combustible

A partir de los valores de emisiones extraídos de la plataforma de REE se han obtenido los factores de emisiones para gasoil y fueloil, siendo los mostrados en la Tabla 5.

Factores de emisión de gasoil y fueloil para la central térmica de Mahón	
Factor de emisiones gasoil [tn CO₂/MWh]	Factor de emisiones fueloil [tn CO₂/MWh]
0,669	0,950

Tabla 5 Factores de emisión de gasoil y fueloil para la central térmica de Mahón

Se ha elaborado igualmente una gráfica (Figura 33) con la evolución de las emisiones generadas por la central térmica que, como es lógico, sigue la misma tendencia que la generación térmica, alcanzando su pico en el mes de agosto.

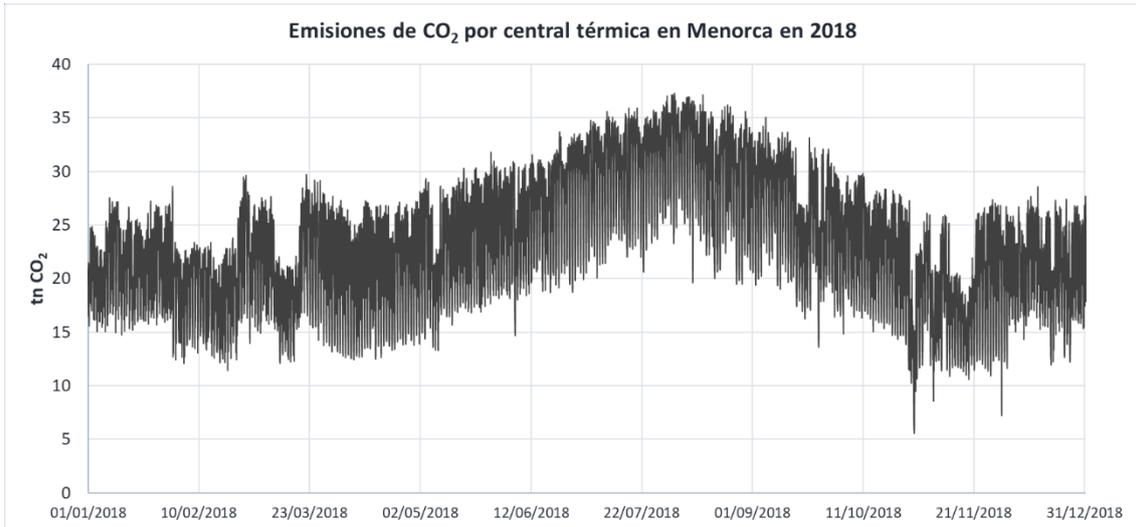


Figura 33 Emisiones de CO₂ por central térmica en Menorca en 2018

4.2.1.5 Análisis global

Finalmente, se ha realizado un análisis global del comportamiento del sistema energético de Menorca en 2018. Se observa en primer lugar como la cobertura de la demanda está monopolizada por la central térmica de Mahón, al no existir apenas recurso renovable ni capacidad de interconexión. Se observa en la Figura 34 como la demanda cubierta por renovables apenas supera el 2% dando lugar a un sistema extremadamente contaminante.

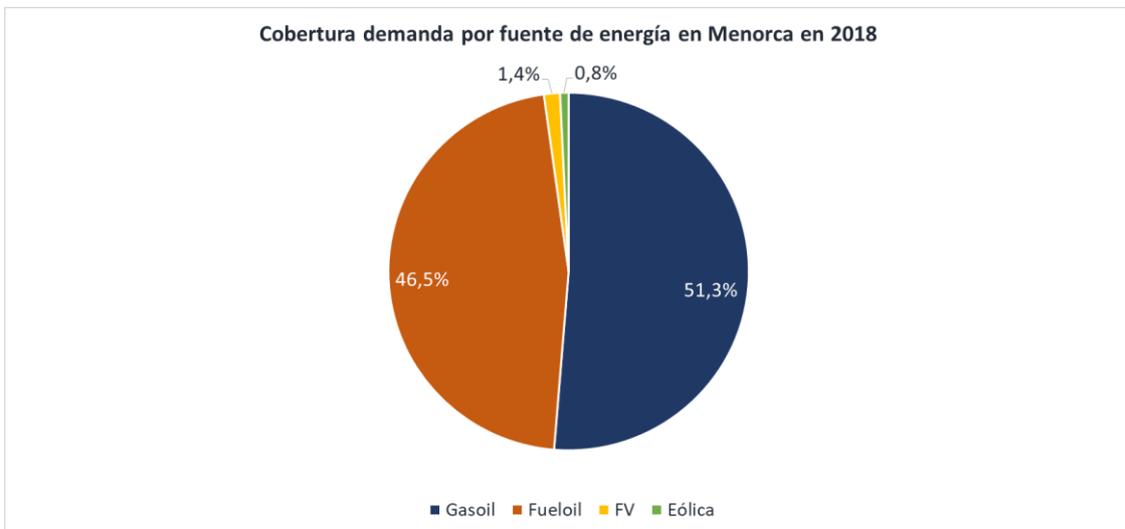


Figura 34 Cobertura de la demanda por fuente de energía en Menorca en 2018

A continuación se han elaborado una serie de gráficas que muestren el comportamiento de las curvas a lo largo de una semana y un día típicos. La Figura 35 muestra como la generación mediante las turbinas de gasoil y fueloil se complementa para cubrir la demanda ante la poca aportación de fuentes renovables.

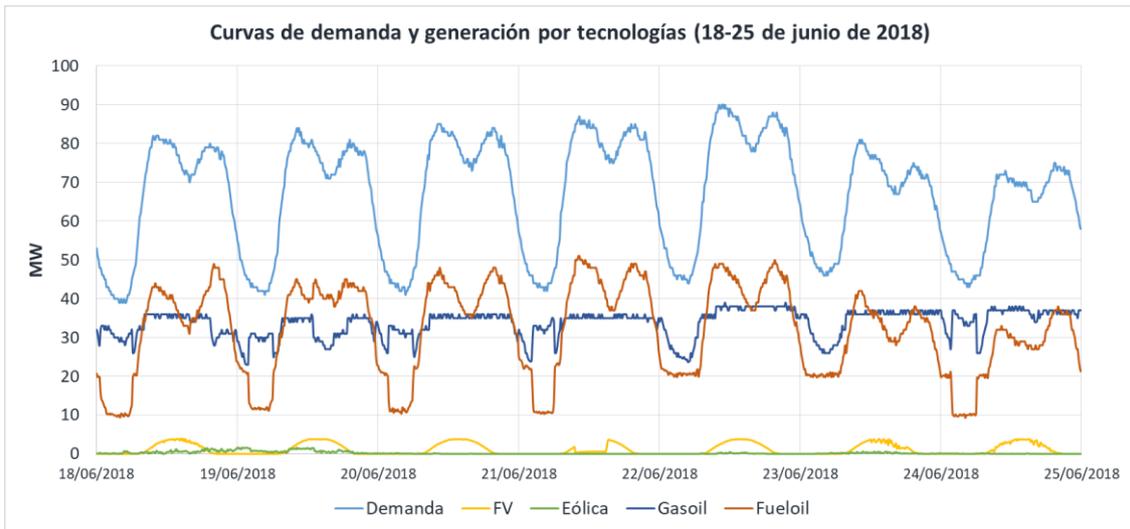


Figura 35 Curvas de demanda y generación por tecnologías (18-25 de junio de 2018)

Agrupando las fuentes de energía en dos grupos (térmica y renovable) se observa como la central térmica modula su producción en función de la demanda y la aportación renovable (Figura 36).

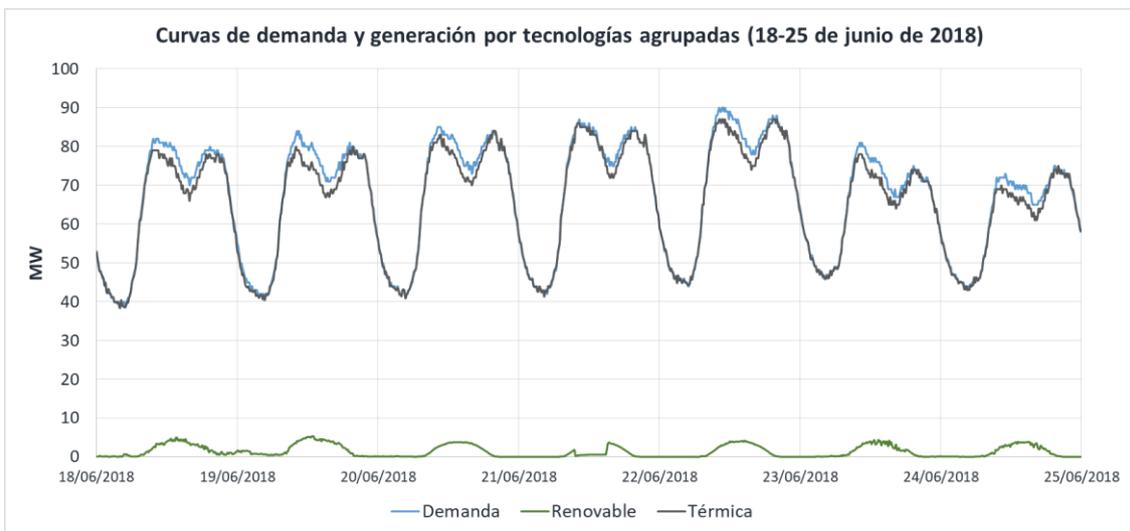


Figura 36 Curvas de demanda y generación por tecnologías agrupadas (18-25 de junio de 2018)

4.2.2 Estimación Menorca 2030

El plan trazado por el gobierno balear para la transición energética de Menorca fija una serie de objetivos ambiciosos en materia de generación renovable para el año 2030. Además de algunos parques cuya instalación está prevista en los próximos años se ha estimado que para alcanzar los objetivos marcados será necesario instalar alrededor de 300 MW de potencia renovable, especialmente de tipo fotovoltaico. Además, contempla un fomento del autoconsumo y la movilidad eléctrica, ambicionando un ritmo de instalación de 3MW anuales de autoconsumo y un 50% de penetración de movilidad eléctrica para el año 2030. Para el presente trabajo se ha optado por fijar valores más conservadores, considerando 10MW de autoconsumo fotovoltaico

y un 35% de penetración de vehículo eléctrico (considerando únicamente turismos) para el año 2030.

En cuanto a la potencia renovable se han considerado 300 MW de potencia fotovoltaica y 50 MW de potencia eólica. Dadas las reducidas dimensiones de la isla (y asumiendo que el potencial renovable no variará en demasía entre distintos emplazamientos) se estima que la generación tendrá un comportamiento similar al de los parques ya existentes. Por tanto se ha obtenido un factor multiplicador para cada tecnología comparando la nueva potencia instalada con la correspondiente a las curvas obtenidas de REE. La Tabla 6 muestra los parámetros considerados para la estimación.

Parámetros principales del sistema energético de Menorca en 2018 y estimados para 2030					
	Crecimiento demanda base [%]	Penetración VE [%]	Autoconsumo FV [MW]	Potencia instalada FV [MW]	Potencia instalada eólica [MW]
Menorca 2018	-	0	0	5,1	3,2
Estimación Menorca 2030	0%	35%	10	300	50
Factor multiplicador	1	-	$10/5,1 = 1,96$	$300/5,1 = 58,82$	$50/3,2 = 15,63$

Tabla 6 Parámetros principales del sistema energético de Menorca 2018 y estimados para 2030

En los siguientes epígrafes se describirán las estimaciones y cálculos realizados para la obtención de las curvas necesarias para determinar el escenario base para Menorca 2030.

4.2.2.1 Demanda eléctrica, vehículo eléctrico y autoconsumo

La demanda eléctrica de Menorca apenas ha experimentado cambios en los últimos años. La Figura 37 muestra la tendencia de los 5 años anteriores a 2018.

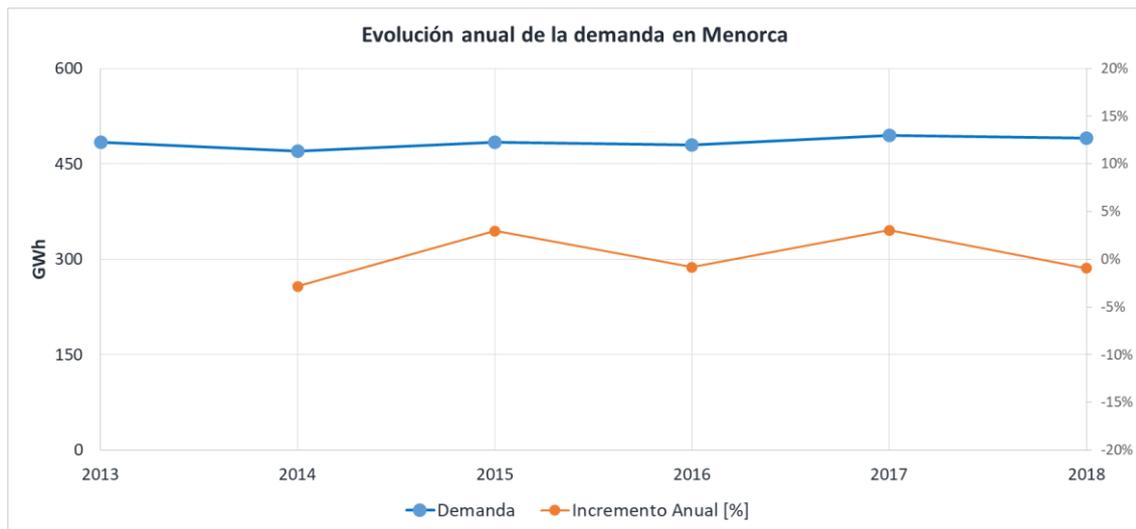


Figura 37 Evolución anual de la demanda en Menorca. Fuente: elaboración propia a partir de datos de [19]

Se observa como la demanda fluctúa mínimamente alrededor de los 460-470 GWh anuales. A partir de esta tendencia se deduce que, más allá de la aportación a la demanda del factor del vehículo eléctrico, la demanda base puede considerarse constante hasta el año 2030.

Para estimar la influencia de la integración del vehículo eléctrico en el parque automovilístico de Menorca en la demanda base se han seguido diversos pasos. En primer lugar debe conocerse el parque de turismos actual así como la tendencia de crecimiento. La Tabla 7 contiene el número de turismos y el crecimiento anual desde 2005 hasta 2018. Se ha obtenido el crecimiento medio anual, a partir del cual se ha calculado el número de turismos esperado para el año 2030 en la isla.

<i>Evolución del parque de turismos en Menorca</i>		
Año	Total turismos [unidades]	Incremento respecto al año anterior [%]
2005	52723	-
2006	52790	0,13%
2007	53020	0,44%
2008	52956	-0,12%
2009	51990	-1,82%
2010	52043	0,10%
2011	53014	1,87%
2012	51282	-3,27%
2013	49987	-2,53%
2014	49528	-0,92%
2015	49968	0,89%
2016	50867	1,80%
2017	52226	2,67%
2018	53383	2,22%
Incremento anual medio		<u>1,33%</u>
2030 (estimado)	<u>58325</u>	-

Tabla 7 *Evolución del parque de turismos en Menorca. Fuente: elaboración propia a partir de datos de [20]*

En segundo lugar se ha elaborado un breve estudio de mercado del vehículo eléctrico en España. La Tabla 8 muestra los principales modelos de vehículo eléctrico presentes en el mercado, así como la capacidad de su batería. A partir de los datos obtenidos se ha calculado la capacidad media, resultando alrededor de 55 kWh.

Principales turismos eléctricos en España en 2018		
Marca	Modelo	Capacidad batería
Tesla	Model S 100D	100 kWh
Audi	e-tron	95 kWh
Tesla	Model 3	80 kWh
Nissan	Leaf e +3.Zero	62 kWh
Opel	Ampera-e	60 kWh
Renault	ZOE	41 kWh
BMW	i3	42.2 kWh
Nissan	Leaf Acenta	40 kWh
Volkswagen	e-Golf	35.8 kWh
Hyundai	Ioniq Electric	28 kWh
Smart	four-four	17.6 kWh
Capacidad media		55 kWh

Tabla 8 Principales turismos eléctricos en España en 2018. Fuente: elaboración propia a partir de datos de fabricantes

El valor de la capacidad media se empleará en el siguiente paso. Una vez obtenido el número de turismos, se obtiene el número de turismos eléctricos, que hemos fijado anteriormente en un 35%. Multiplicando el número de turismos eléctricos por su capacidad media y considerando una carga diaria del 10% se obtiene el consumo total diario debido a VE. Se ha considerado un 10% de carga diaria teniendo en cuenta las cortas distancias recorridas en la isla dadas sus reducidas dimensiones.

Estimación de consumo diario por VE en Menorca en 2030					
Total turismos [unidades]	Proporción eléctricos [%]	Total eléctricos [unidades]	Capacidad [kWh]	Carga diaria [%]	Consumo diario [MWh]
58325	35%	20414	55	10%	112,277

Tabla 9 Estimación de consumo diario por VE en Menorca en 2030

Finalmente debe distribuirse el consumo total a lo largo del día. La comisión europea elaboró unas proyecciones estimadas de las curvas de carga del vehículo eléctrico a partir de patrones de conducta analizados en diversos países de la Unión Europea [21]. La curva para España, entre otras, se muestra en la Figura 38.

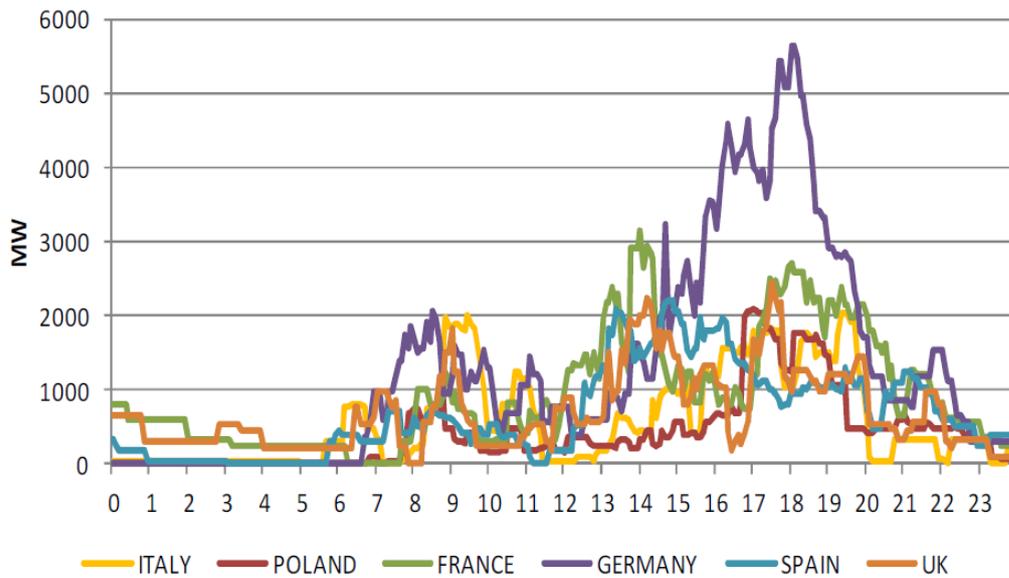


Figura 38 Curva de carga de VE estimada para diversos países de la UE. Fuente: [21]

Se ofrecen dos tipos de curvas, una considerando el patrón de conducta actual a la hora de llenar el depósito de los coches de explosión, y otra considerando un enfoque de carga “inteligente” que contempla la posibilidad de recarga nocturna en el domicilio. Para este estudio se ha optado por seguir el patrón de consumo tradicional, ya que un cambio de conducta de tal calado se considera demasiado incierto.

Tomando la curva anterior como referencia se ha repartido el consumo total calculado en los pasos anteriores. La Figura 39 ilustra la curva obtenida, que se ha considerado idéntica para todos los días del año.

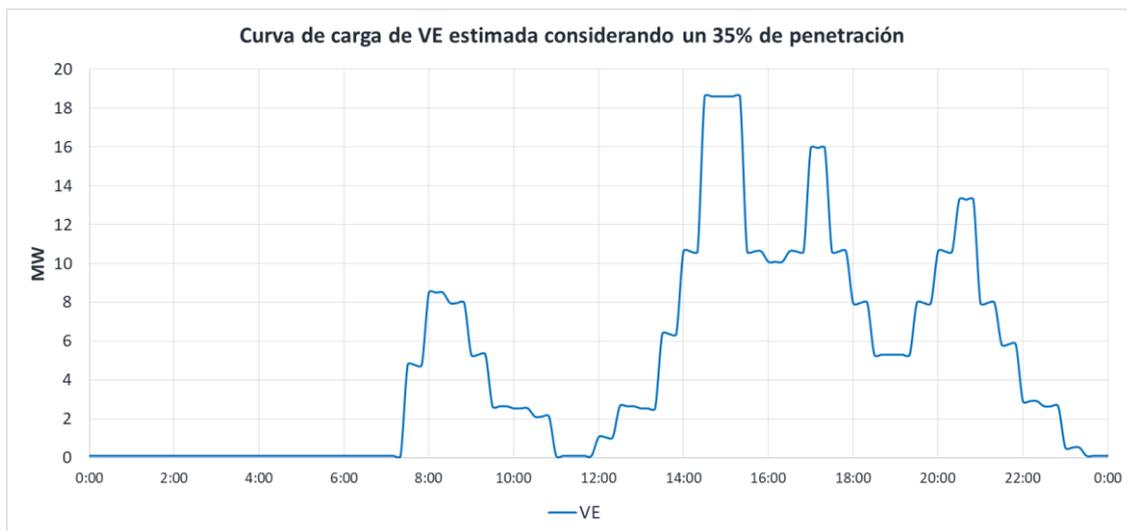


Figura 39 Curva de carga de VE estimada considerando un 35% de penetración

Para visualizar el efecto de la carga de VE sobre la demanda base se ha elaborado la Figura 40. Se observa como la demanda aumenta a lo largo del día, especialmente a partir del mediodía y hasta la tarde.

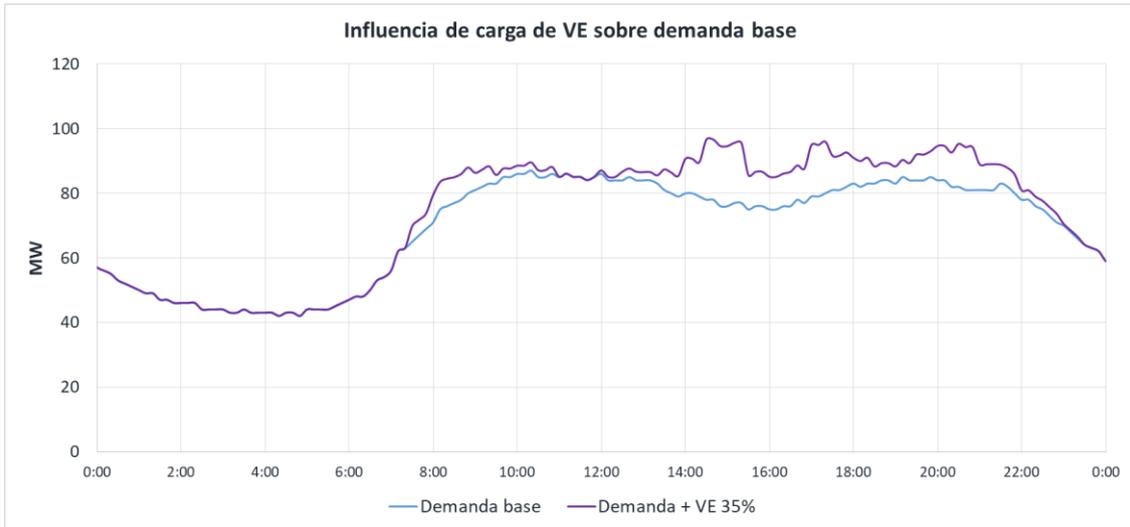


Figura 40 Influencia de carga de VE sobre la demanda base

Son muchas las estimaciones realizadas para el cálculo de la curva de carga del VE, por lo que no debe esperarse una gran precisión en el cálculo de la influencia sobre la demanda base. No obstante se ha considerado necesario reflejar el efecto del despliegue del VE sobre la demanda del sistema eléctrico, que supone en cualquier caso un aumento de la demanda en general y de la demanda pico en función del patrón de consumo.

Otro factor con influencia sobre la demanda base es el autoconsumo. Como se explicó en la metodología, se considera que la generación fotovoltaica destinada a autoconsumo tiene un efecto reductor de la demanda base. Así, durante las horas de sol la energía generada y consumida in-situ supone una reducción de la demanda de red. La Figura 41 muestra el efecto de los 10 MW instalados de autoconsumo sobre la demanda base para el día 18 de junio. La curva de generación es proporcional a la curva medida para 2018 aplicando el factor multiplicador mostrado en la Tabla 6.

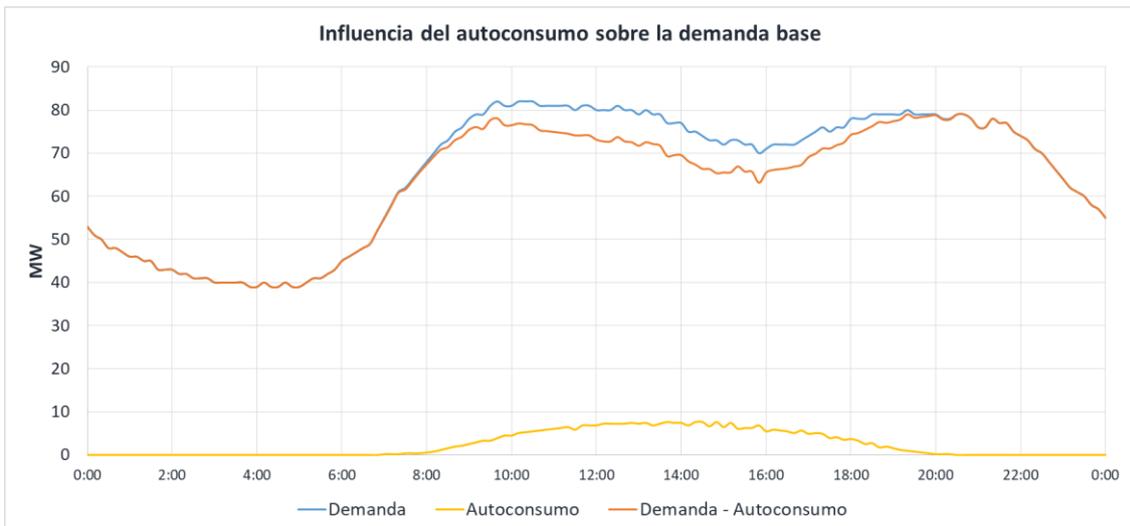


Figura 41 Influencia del autoconsumo sobre la demanda base

Finalmente, una vez calculadas las curvas de autoconsumo y carga de vehículo eléctrico podemos obtener la curva de demanda neta final. La Figura 42 muestra el efecto estimado de ambos factores sobre la demanda base para el día 18 de junio de 2030.

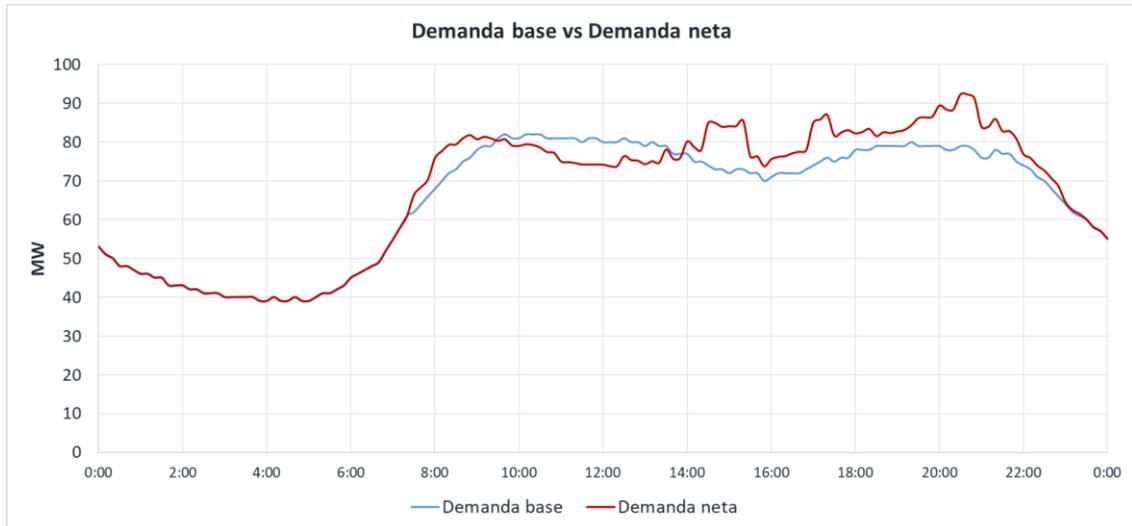


Figura 42 Comparativa demanda base y demanda neta para el 18 de junio de 2030

4.2.2.2 Generación fotovoltaica, eólica y térmica

Como se explicó en la metodología, las curvas de generación fotovoltaica y eólica se obtienen a partir de las medidas para 2018 aplicando el factor multiplicador mostrado en la Tabla 6. A su vez, la generación térmica se ajusta a la demanda y la disponibilidad de generación renovable. La Figura 43 muestra las curvas de generación y demanda para una semana de junio de 2018, resultado de simular el sistema sin considerar sistemas de almacenamiento.

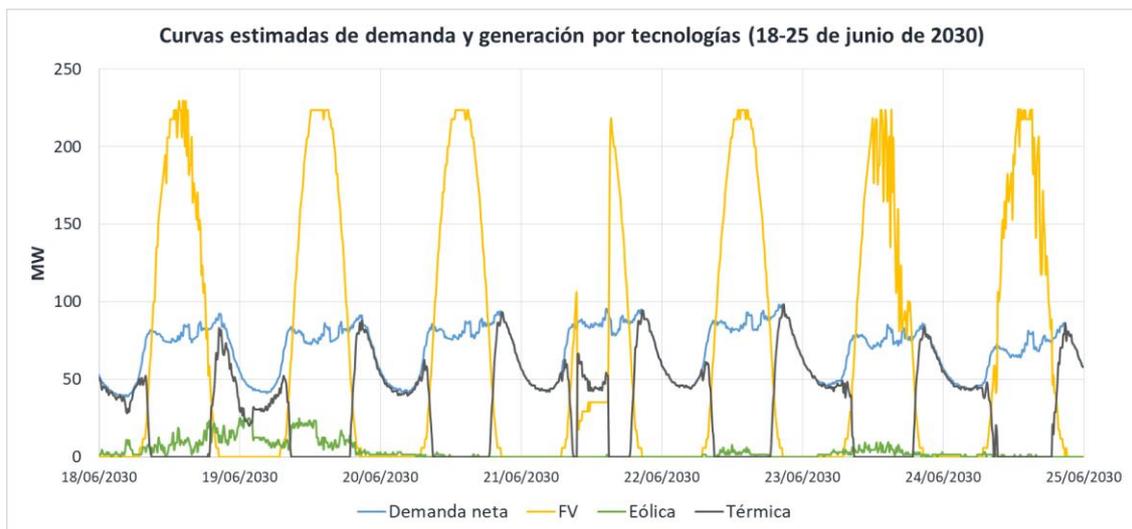


Figura 43 Curvas estimadas de demanda y generación por tecnologías (18-25 de junio de 2030)

Se observa como existe un importante excedente de generación fotovoltaica en las horas centrales del día, energía que se pierde al no ser almacenada. Por el contrario, en las horas sin recurso solar la demanda tiene que ser cubierta por la central térmica. La Figura 44 muestra este mismo comportamiento agrupando la generación en dos categorías, renovable y térmica.

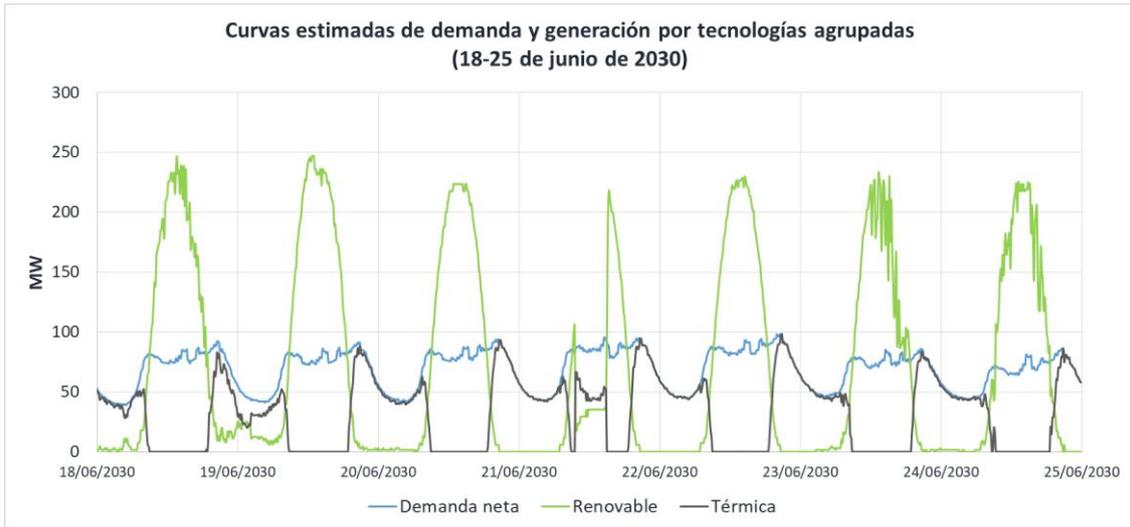


Figura 44 Curvas estimadas de demanda y generación por tecnologías agrupadas (18-25 de junio de 2030)

Se observa que, a pesar de disponer de energía renovable en abundancia, el desfase presente entre las curvas de generación renovable y demanda lleva a un uso ineficiente de la energía renovable generada, conservando la generación convencional un papel fundamental en la cobertura de la demanda. La Figura 45 muestra como la central térmica sigue cubriendo mayoritariamente la demanda de la isla.

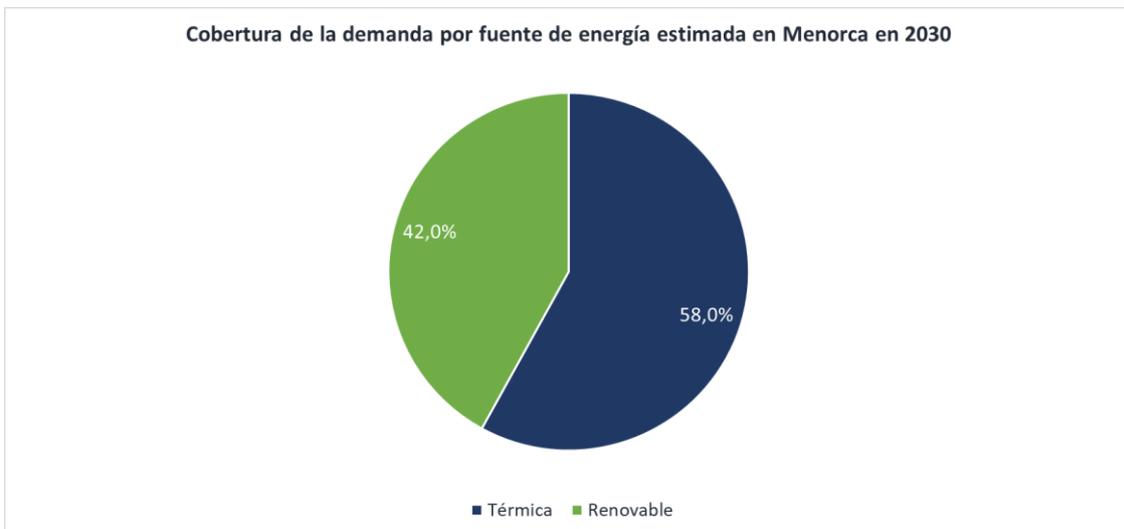


Figura 45 Cobertura de la demanda estimada por fuente de energía en Menorca en 2030

Finalmente se muestra un resumen de la situación energética estimada para 2030, la cual constituye el escenario base, comparándola con la obtenida para 2018 a partir de los datos de REE.

Comparativa energética de Menorca entre situación 2018 y estimación 2030		
Año	2018	2030
Cobertura renovables [MWh]	10818	185645
Cobertura renovables [%]	2%	42%
Cobertura térmica [MWh]	479565	258250
Cobertura térmica [%]	98%	58%
Renovables perdidas [MWh]	0	309880
Renovables perdidas [%]	0%	63%
Emisiones [tn CO2]	1226343	207301

Tabla 10 Comparativa energética de Menorca entre situación 2018 y estimación 2030

Se observa como el aumento de la potencia renovable instalada (a pesar de aumentarla considerablemente) no consigue aumentar el peso de las renovables en la cobertura de la demanda hasta el valor objetivo del 85%. El 63% de energía renovable desperdiciada da una buena medida de la ineficiencia del sistema al no incluir sistemas de almacenamiento de ningún tipo.

4.3 VARIABLES FIJADAS Y PLANTEAMIENTO DE ESCENARIOS

Una vez obtenidos los datos de partida y establecido el escenario base mediante las estimaciones explicadas anteriormente, el paso siguiente es fijar una serie de variables que serán comunes para todas las soluciones de almacenamiento que se planteen, con el fin de que los resultados obtenidos de las simulaciones sean comparables entre sí.

En primer lugar, la Tabla 11 muestra las variables energéticas fijadas, que son las propias del escenario base tal y como se expuso en el apartado 4.2.2.

Variables energéticas fijadas para todas las simulaciones				
Crecimiento demanda base [%]	Penetración VE [%]	Autoconsumo FV [MW]	Potencia instalada FV [MW]	Potencia instalada eólica [MW]
0%	35%	10	300	50

Tabla 11 Variables energéticas fijadas para todas las simulaciones

En segundo lugar se han fijado las variables referidas a la generación térmica. Se considera que la generación térmica estará repartida en la misma proporción que la medida en el año 2018. A su vez, se emplearán los factores de emisión obtenidos en el apartado 4.2.1.4.

Variables sobre generación térmica fijadas para todas las simulaciones			
Proporción de gasoil en generación térmica [%]	Proporción de fueloil en generación térmica [%]	Factor de emisiones gasoil [tn CO ₂ /MWh]	Factor de emisiones fueloil [tn CO ₂ /MWh]
52%	48%	0,669	0,950

Tabla 12 Variables sobre generación térmica fijadas para todas las simulaciones

A continuación se han establecido los parámetros económicos para las simulaciones, el informe de costes realizado por Endesa sobre la central térmica de Mahón plantea un coste de 46,1 €/MWh y 31,8 €/MWh para gasoil y fueloil respectivamente. Estos valores, junto con la eficiencia reflejada en [18] del 35% en la conversión de energía térmica a eléctrica, permiten inferir el coste por cada MWh eléctrico generado a partir de gasoil y fueloil en 2018. Dada la alta volatilidad de los precios de los combustibles fósiles se ha optado por mantener estos costes para 2030.

Por otro lado, debe fijarse el coste de la generación renovable para calcular el valor de aquella energía que se desaprovecha. El último informe de IRENA [1] sobre costes de generación muestra el LCOE de diversas tecnologías de generación renovable, su evolución histórica y proyecciones para los próximos años. La Figura 46 muestra estos datos.

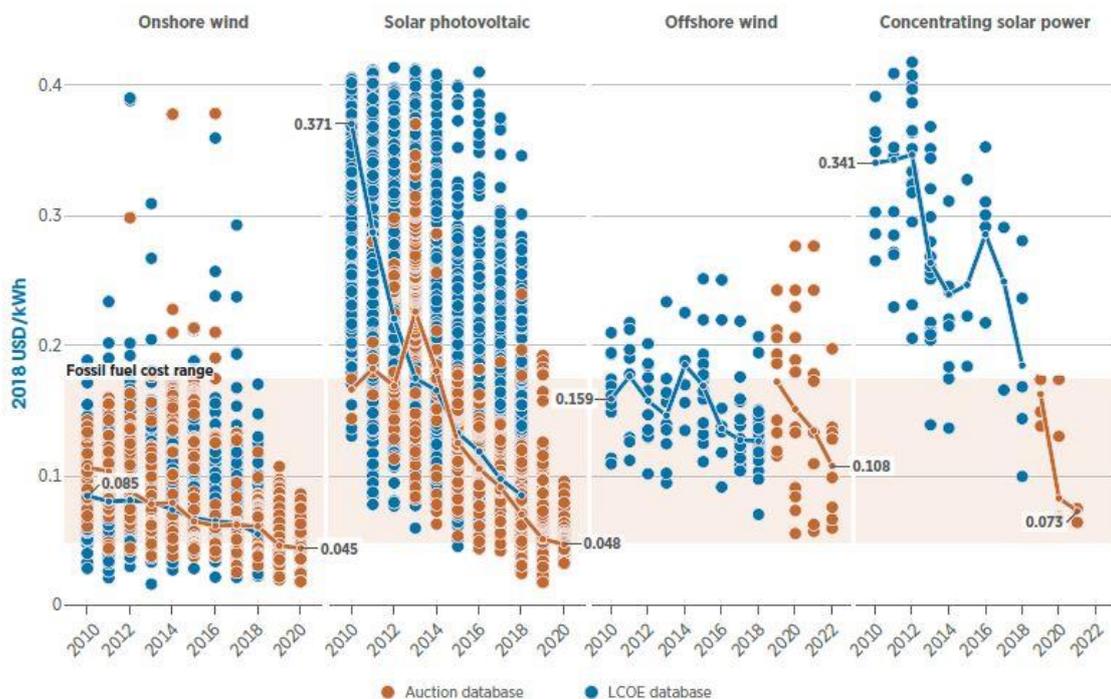


Figura 46 Evolución del LCOE para las principales tecnologías renovables. Fuente: IRENA

Se observa como el LCOE para fotovoltaica y eólica tiende a la baja, aproximándose a valores cercanos a los 0,05 €/kWh. Dado que casi la totalidad del parque de generación renovable

estimado para 2030 deberá ser construido e implantado a partir del año 2020 se ha considerado que toda la energía renovable generada en 2030 tendrá un valor de 0,05 €/kWh, considerando que el LCOE tenderá a estabilizarse alrededor de dicho valor para ambas tecnologías.

Por último, se han fijado los valores de inflación y tasa de descuento empleados para el análisis económico del sistema. Para los combustibles fósiles se ha considerado una inflación del 4,5%. Si bien este es un valor realmente incierto y difícil de predecir, se estima que los precios, en todo caso, tenderán a subir dadas las políticas planteadas por la UE que tienden a penalizar el consumo de combustibles fósiles en favor de alternativas menos contaminantes. Por otra parte, se considera que el coste de la energía de origen renovable no sufrirá variaciones significativas al no depender de la obtención de materia prima en el mercado. Finalmente se ha establecido una tasa de descuento del mercado del 5%. Se trata de un valor muy conservador, dado que los últimos datos ofrecen valores alrededor del 2%, pero se ha optado por este valor con el fin de no inflar los beneficios obtenidos. La Tabla 13 resume los valores fijados para el estudio.

Variables económicas fijadas para todas las simulaciones					
Coste gasoil [€/MWh]	Coste fueloil [€/MWh]	Coste generación renovable [€/MWh]	Inflación combustibles fósiles [%]	Inflación coste generación renovable [%]	Tasa de descuento del mercado [%]
132,03	90,86	50	4,5%	0%	5%

Tabla 13 Variables económicas fijadas para todas las simulaciones

En cualquier caso, la fijación de estos valores tiene un impacto más cuantitativo que cualitativo en el resultado de las simulaciones. Los precios de la energía marcarán hasta qué punto resulta rentable evitar recurrir a la generación térmica, lo que llevaría a implementar capacidades de almacenamiento más elevadas.

El último paso previo a realizar las simulaciones es definir las distintas soluciones de almacenamiento planteadas. Para ello deben elegirse las opciones tecnológicas más adecuadas a priori para llevar a cabo la función de integración de generación renovable en el sistema, teniendo en cuenta las particularidades técnicas de la isla de Menorca. El estudio realizado a lo largo del capítulo de Estado del Arte nos servirá como guía para la elección de las mejores tecnologías, teniendo en cuenta también el contexto esperado para el año 2030.

De entrada, debido a restricciones del terreno pueden descartarse las opciones de PHS y CAES al no existir emplazamientos adecuados para su implantación. La opción de los sistemas de hidrógeno podría resultar de interés, sin embargo se han priorizado alternativas de mayor madurez tecnológica.

Por otro lado, dentro de las alternativas de almacenamiento eléctrico, deben escogerse aquellas que sean capaces de almacenar y descargar energía durante varias horas seguidas. Esto descarta, junto a su elevado coste, opciones más enfocadas a aplicaciones de potencia como volantes de inercia, supercondensadores o superconductores. Interesa además que el tiempo de respuesta sea corto ya que el almacenamiento debe responder a las fluctuaciones de la demanda y la generación renovable a lo largo del día. Resultan por tanto opciones interesantes las baterías secundarias de tipo ion-litio, ácido-plomo, sodio-azufre (NaS) y baterías de flujo

(especialmente de tipo Vanadio). La Tabla 14 muestra las tecnologías que han sido contempladas para las simulaciones. Los valores fijados están basados en las proyecciones realizadas por IRENA [2], expuestas en el capítulo 2.3.2.5.

<i>Variables fijadas para las distintas opciones tecnológicas consideradas</i>				
Tecnología	Eficiencia ciclo completo [%]	SOC mínimo [%]	Vida útil [años]	Coste instalación [€/MWh]
Ácido-Plomo	84%	45%	13	126000
Flujo-Vanadio	78%	0%	19	180000
NaS	85%	0%	22	200000
NCA	96%	10%	12	131000
NMC/LMO	96%	10%	16	151000
LFP	94%	10%	18	202000
LTO	98%	5%	23	432000

Tabla 14 *Variables fijadas para las distintas opciones tecnológicas consideradas*

4.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

A lo largo de este capítulo se ha planteado el caso de aplicación elegido para desarrollar la metodología propuesta en este Trabajo Final de Máster. Se han seguido los pasos descritos en el capítulo 3, desde la obtención de los datos de partida hasta el planteamiento de soluciones y escenarios a simular, pasando por el cálculo y estimación de los datos y curvas necesarias para realizar las simulaciones siguiendo el proceso de cálculo descrito en el apartado 3.4.

Una vez analizado el contexto actual de la isla de Menorca, se ha constatado la necesidad de aumentar considerablemente el peso de la generación renovable siguiendo las directrices marcadas por la hoja de ruta del gobierno insular. Tras evaluar el comportamiento esperado del sistema de Menorca con las características estimadas para 2030, se ha observado que el aumento de la potencia renovable instalada contribuye a reducir la dependencia de la central térmica. No obstante el sistema sigue resultando altamente ineficiente ya que se pierde más del 60% de la generación renovable.

Se concluye que la implementación de sistemas de almacenamiento es necesaria para integrar una mayor cantidad de energía renovable en el sistema, permitiendo reducir aún más la dependencia de los combustibles fósiles, reducir emisiones contaminantes y obtener importantes beneficios económicos. Para ello se han planteado distintos escenarios de almacenamiento, contemplando distintas tecnologías cuya capacidad será optimizada siguiendo la metodología. Se han fijado igualmente las variables técnico-económicas a emplear en las simulaciones. Así finalmente se obtendrá la solución conjunta de tecnología y capacidad idóneas para la integración de renovables en el contexto de Menorca 2030.

5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se discutirán los resultados obtenidos para las distintas soluciones planteadas para el sistema energético de Menorca en 2030, teniendo en cuenta las estimaciones realizadas en el capítulo anterior. Siguiendo el proceso descrito en la metodología (3.6) se ha optimizado la capacidad de almacenamiento para cada tecnología propuesta y finalmente se ha escogido la combinación de tecnología y capacidad más adecuada para el sistema.

Para exponer los resultados se han elaborado tablas y gráficos a partir de los resultados obtenidos de las simulaciones, haciendo especial hincapié en la solución final escogida.

5.2 DETERMINACIÓN DE TECNOLOGÍA Y CAPACIDAD IDÓNEA

Seguidos los pasos y criterios descritos en la metodología en el apartado 3.6, y empleando las variables fijadas y los escenarios planteados en el apartado 4.3, se ha determinado la capacidad y la tecnología de almacenamiento idónea para el sistema de Menorca. En los siguientes apartados se mostrarán e interpretarán los resultados obtenidos de las simulaciones.

5.2.1 Determinación de capacidad idónea para cada tecnología

Siguiendo el procedimiento descrito en la metodología, se han planteado diversas variantes de capacidad para cada tecnología considerada, buscando aquel valor de capacidad que maximice el VAN. En este apartado se mostrarán los resultados de la optimización para la tecnología ácido-plomo, el procedimiento seguido es análogo para el resto de tecnologías.

La siguiente tabla (Tabla 15) muestra un resumen de los resultados obtenidos de las simulaciones para la tecnología ácido-plomo.

<i>Resultados de las simulaciones para distintas variantes de batería tipo ácido-plomo</i>							
Variante	A	B	C	D	E	F	G
Capacidad batería [MWh]	1100	1200	1250	1300	1350	1400	1450
Cobertura renovables [MWh]	185645	185645	185645	185645	185645	185645	185645
Cobertura renovables [%]	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
Cobertura batería [MWh]	163503	172078	175868	179440	182620	185524	188179

Resultados de las simulaciones para distintas variantes de batería tipo ácido-plomo							
Cobertura batería [%]	37%	39%	40%	40%	41%	42%	42%
Cobertura térmica [MWh]	94747	86172	82382	78810	75629	72726	70071
Cobertura térmica [%]	21%	19%	19%	18%	17%	16%	16%
Pérdidas batería [MWh]	108	110	111	112	113	114	115
Renovables perdidas [MWh]	115433	105203	100681	96417	92620	89153	85981
Renovables perdidas [%]	23%	21%	20%	19%	19%	18%	17%
Reducción renovables perdidas [%]	62,7%	66,1%	67,5%	68,9%	70,1%	71,2%	72,3%
Emisiones anuales [tn CO₂]	76055	69171	66129	63262	60709	58378	56247
Reducción anual emisiones [%]	63,3%	66,6%	68,1%	69,5%	70,7%	71,8%	72,9%
Horas anuales uso batería [h]	5667	5942	6065	6178	6281	6374	6463
Horas anuales uso batería [%]	64,7%	67,8%	69,2%	70,5%	71,7%	72,8%	73,8%
Coste anual generación gasoil [M€]	6,6 M€	6,0 M€	5,7 M€	5,5 M€	5,2 M€	5,0 M€	4,9 M€
Coste anual generación fueloil [M€]	4,1 M€	3,7 M€	3,6 M€	3,4 M€	3,3 M€	3,1 M€	3,0 M€
Coste anual generación térmica [M€]	10,7 M€	9,7 M€	9,3 M€	8,9 M€	8,5 M€	8,2 M€	7,9 M€
Coste adquisición batería [M€]	138,6 M€	151,2 M€	157,5 M€	163,8 M€	170,1 M€	176,4 M€	182,7 M€

Resultados de las simulaciones para distintas variantes de batería tipo ácido-plomo							
Ahorro anual [M€]	18,4 M€	19,4 M€	19,8 M€	20,2 M€	20,5 M€	20,9 M€	21,2 M€
Coste anual generación perdida [M€]	5,8 M€	5,3 M€	5,0 M€	4,8 M€	4,6 M€	4,5 M€	4,3 M€
VAN [M€]	28,4 M€	32,2 M€	33,2 M€	33,7 M€	33,5 M€	32,8 M€	31,5 M€

Tabla 15 Resultados de las simulaciones para distintas variantes de batería tipo ácido-plomo, en rojo se muestra la variante óptima

De los resultados obtenidos podemos concluir que la capacidad de almacenamiento idónea para la tecnología ácido-plomo es la correspondiente a la variante D (1300 MWh). La Figura 47 muestra el VAN para cada variante, destacando la escogida con un valor de alrededor de 33,7 millones euros de beneficio al final de su vida útil de 13 años.

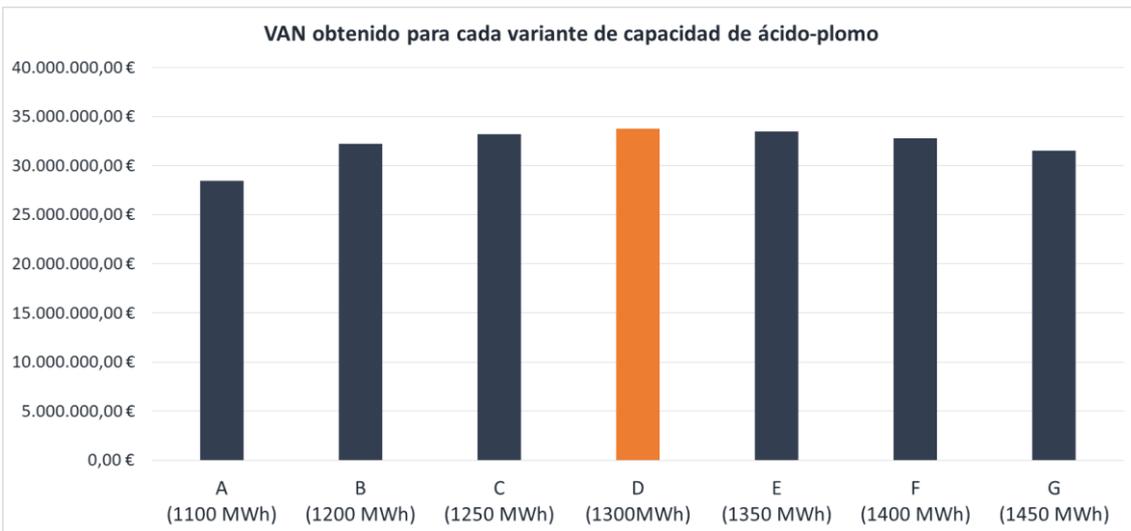


Figura 47 VAN obtenido para cada variante de capacidad ácido-plomo

Como cabría esperar, desde el punto de vista energético, capacidades mayores favorecen la integración de mayor generación renovable. La figura Figura 48 muestra como la cobertura de la demanda por parte de la batería (de origen renovable) crece a costa de la generación térmica a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento, si bien llegado cierto punto tiende a estabilizarse.

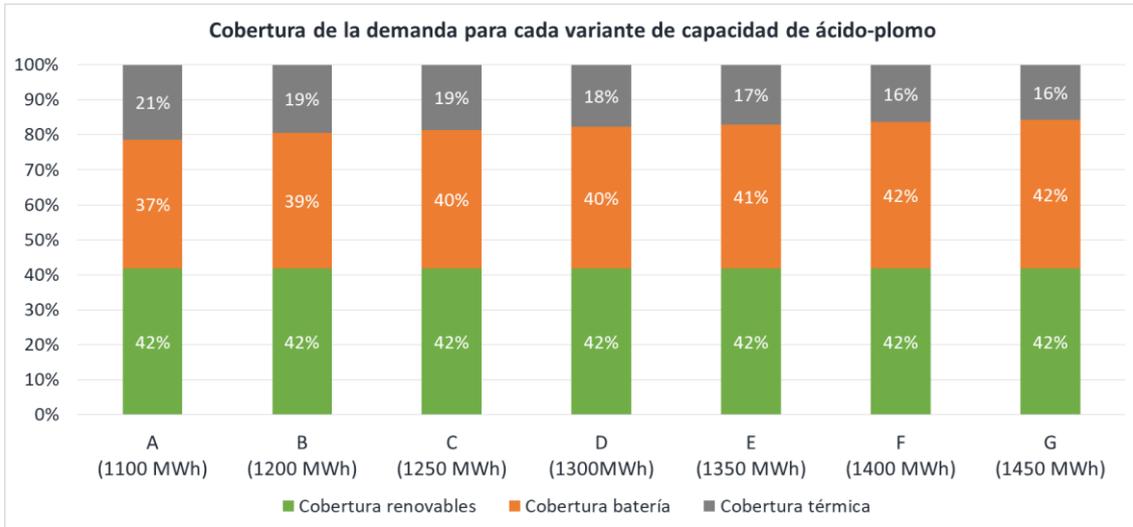


Figura 48 Cobertura de la demanda para cada variante de capacidad de ácido-plomo

De igual modo, desde el punto de vista medioambiental, la reducción de emisiones respecto al escenario base será mayor a medida que aumente la capacidad de almacenamiento, como se observa en la Figura 49.

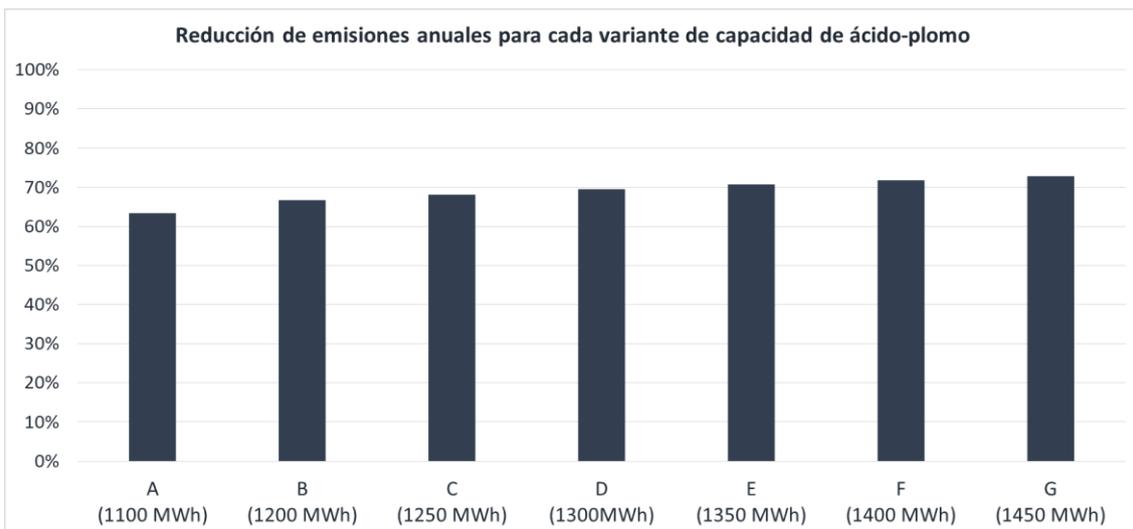


Figura 49 Reducción de emisiones anuales para cada variante de capacidad de ácido-plomo

Sin embargo, a medida que se aumenta la capacidad de almacenamiento, aumentan los costes de adquisición llegando a un punto en que el ahorro en combustible y en el coste de energía renovable perdida no compensa la inversión realizada. Por ello, siguiendo el criterio de maximización de beneficios la variante D es la más adecuada.

Se ha procedido de forma análoga para el resto de tecnologías consideradas, obteniendo el valor de capacidad idónea para cada una.

5.2.2 Determinación de opción tecnológica idónea

Una vez obtenida la capacidad idónea para cada tecnología es el momento de seleccionar la opción tecnológica más rentable. Recordemos las características fijadas para cada una de ellas:

Variables fijadas para las distintas opciones tecnológicas simuladas				
Tecnología	Eficiencia ciclo completo [%]	SOC mínimo [%]	Vida útil [años]	Coste instalación [€/MWh]
Ácido-Plomo	84%	45%	13	126000
Flujo-Vanadio	78%	0%	19	180000
NaS	85%	0%	22	200000
NCA	96%	10%	12	131000
NMC/LMO	96%	10%	16	151000
LFP	94%	10%	18	202000
LTO	98%	5%	23	432000

Tabla 16 Variables fijadas para las distintas opciones tecnológicas simuladas

La tabla Tabla 17 muestra el resultado de la simulación para las tecnologías consideradas y su capacidad optimizada correspondiente.

Resultados de la simulación para distintas tecnologías de almacenamiento considerando su capacidad óptima							
Tecnología	Ácido-Plomo	Flujo-Vanadio	NaS	NCA	NMC LMO	LFP	LTO
Capacidad batería [MWh]	1300	870	870	920	940	900	690
Vida útil [años]	13	19	22	12	16	18	23
Cobertura renovables [MWh]	185645	185645	185645	185645	185645	185645	185645
Cobertura renovables [%]	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%
Cobertura batería [MWh]	179440	186844	194872	202017	203460	198745	183886
Cobertura batería [%]	40%	42%	44%	46%	46%	45%	41%
Cobertura térmica [MWh]	78810	71405	63378	56233	54789	59505	74364

Resultados de la simulación para distintas tecnologías de almacenamiento considerando su capacidad óptima							
Cobertura térmica [%]	18%	16%	14%	13%	12%	13%	17%
Pérdidas batería [MWh]	112	153	97	23	23	36	11
Renovables perdidas [MWh]	96417	70613	80865	99643	98135	98657	122479
Renovables perdidas [%]	19%	14%	16%	20%	20%	20%	25%
Reducción renovables perdidas [%]	68,9%	77,2%	73,9%	67,8%	68,3%	68,2%	60,5%
Emisiones anuales [tn CO2]	63262	57318	50875	45139	43980	47766	59693
Reducción anual emisiones [%]	69,5%	72,4%	75,5%	78,2%	78,8%	77,0%	71,2%
Horas anuales uso batería [h]	6178	6552	6669	6698	6743	6628	6130
Horas anuales uso batería [%]	70,5%	74,8%	76,1%	76,5%	77,0%	75,7%	70,0%
Coste anual generación gasoil [M€]	5,5 M€	4,9 M€	4,4 M€	3,9 M€	3,8 M€	4,1 M€	5,1 M€
Coste anual generación fueloil [M€]	3,4 M€	3,1 M€	2,7 M€	2,4 M€	2,4 M€	2,6 M€	3,2 M€
Coste anual generación térmica [M€]	8,9 M€	8,0 M€	7,1 M€	6,3 M€	6,2 M€	6,7 M€	8,4 M€
Coste adquisición batería [M€]	163,8 M€	156,6 M€	174,0 M€	120,5 M€	141,9 M€	181,8 M€	298,1 M€
Ahorro anual [M€]	20,2 M€	21,0 M€	21,9 M€	22,7 M€	22,9 M€	22,3 M€	20,7 M€

Resultados de la simulación para distintas tecnologías de almacenamiento considerando su capacidad óptima							
Coste anual generación perdida [M€]	4,8 M€	3,5 M€	4,0 M€	5,0 M€	4,9 M€	4,9 M€	6,1 M€
VAN [M€]	33,7 M€	165,1 M€	209,7 M€	88,2 M€	141,3 M€	128,5 M€	49,3 M€
Período de retorno [años]	10,8	9,3	10	7	8,1	10,7	19,9
TIR (%)	7,9%	13,9%	13,6%	15,0%	14,9%	11,6%	6,3%

Tabla 17 Resultados de la simulación para distintas tecnologías de almacenamiento considerando su capacidad óptima, en rojo se muestra la tecnología óptima

De los resultados se concluye que la opción tecnológica más rentable, esto es, que presenta un mayor VAN, es la de baterías NaS con un beneficio de unos 209,7 millones de euros. La siguiente opción más rentable sería la de baterías de flujo de tipo Vanadio, seguido de las ion-litio de tipo NMC/LMO. La Figura 50 muestra el VAN para cada tecnología.

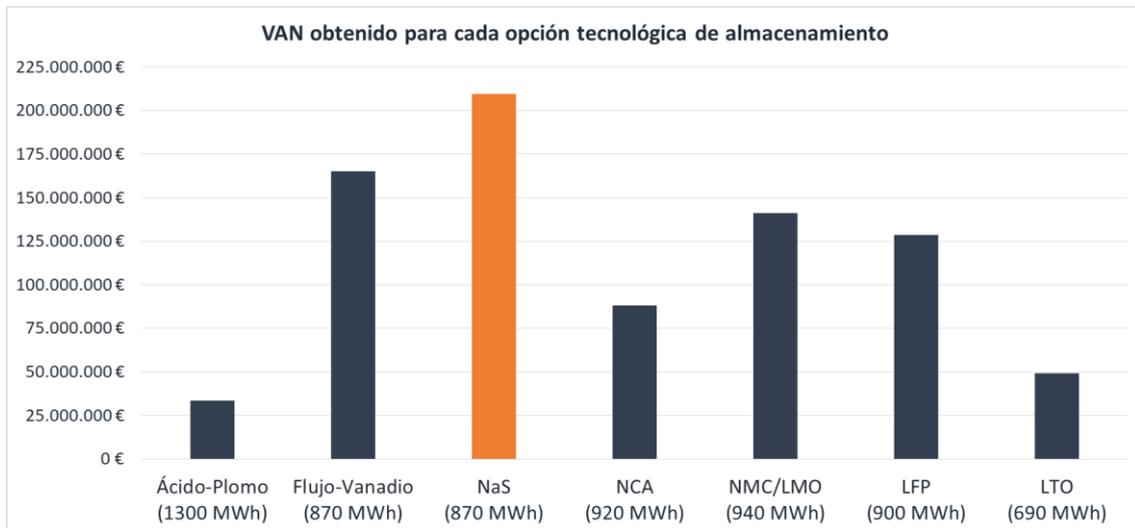


Figura 50 VAN obtenido para cada opción tecnológica de almacenamiento considerada

Se observa cómo, a pesar de su reducido coste, las bajas prestaciones del ácido-plomo, baja profundidad de descarga admitida y eficiencia moderada, obligan a instalar una capacidad mucho más elevada que el resto para alcanzar su nivel más alto de rentabilidad, que resulta ser el más bajo de entre todas las tecnologías. Por su parte, las baterías de litio tipo LTO disponen de grandes prestaciones, que hacen que su capacidad óptima se la más reducida. Sin embargo, su elevado coste de adquisición lastra su rentabilidad a pesar de su elevada vida útil, situándola como la segunda opción menos rentable.

Las baterías tipo NCA, a pesar de ser la tecnología ion-litio más barata tienen una vida útil reducida lo cual conlleva un VAN más bajo que las tipo NMC/LMO y LFP, de mayor coste pero

vida útil más elevada. Las prestaciones de estas 3 familias de baterías ion-litio son similares, con alta eficiencia y profundidad de descarga admitida de un 10%, dando lugar a capacidades óptimas similares alrededor de 920 MWh.

Por último, las baterías de flujo tipo Vanadio y de alta temperatura tipo NaS se erigen como las opciones tecnológicas más rentables. Al no tener límite de profundidad de descarga, sus capacidades óptimas no son demasiado elevadas. La eficiencia es superior para las baterías tipo NaS, al igual que su vida útil, aunque su coste de adquisición es algo más elevado. No obstante, este último factor no impide que la opción tecnológica de baterías tipo NaS sea la más rentable y sea, por tanto, la elegida como solución idónea para el sistema de Menorca.

Al margen de determinar la solución de almacenamiento idónea para el sistema eléctrico de Menorca, de los resultados de las simulaciones pueden obtenerse una serie de conclusiones que se exponen a continuación.

Una conclusión que podemos sacar inmediatamente es que la implementación de sistemas de almacenamiento de cualquiera de las tecnologías consideradas tiene un impacto positivo considerable en la integración de generación renovable. La figura Figura 51 muestra la cobertura de la demanda para cada opción tecnológica planteada. Se observa cómo se alcanzarían valores de cobertura a partir de energía renovable (renovable directa más a través de batería) de entre un 82% y un 88% en comparación con el 42% del escenario base sin almacenamiento.

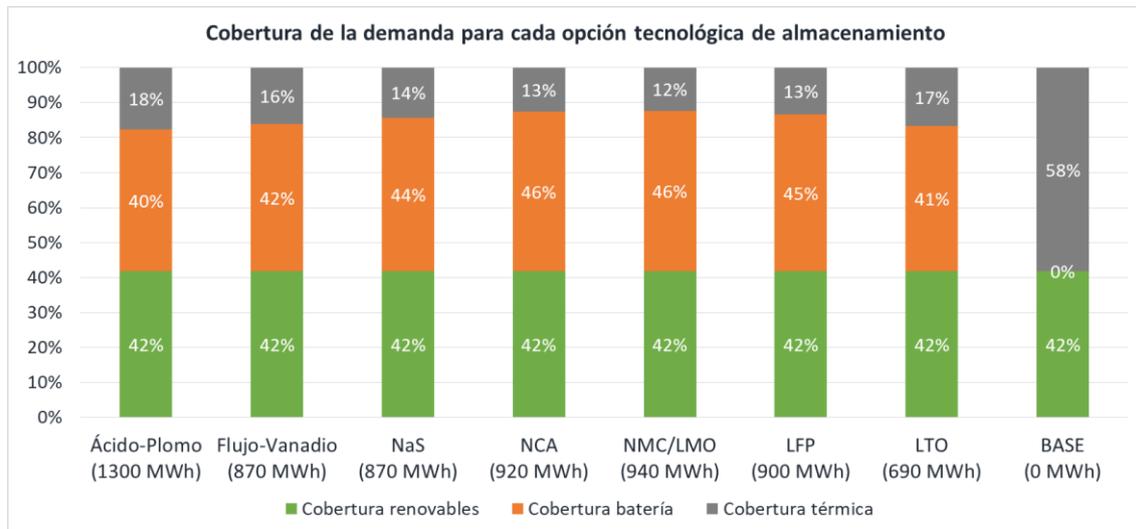


Figura 51 Cobertura de la demanda obtenida para cada opción tecnológica de almacenamiento considerada

La Figura 52 y la Figura 53 muestran cómo se reducen de forma ostensible tanto la energía renovable desaprovechada como las emisiones de CO₂ procedentes de la central térmica gracias a un mayor aprovechamiento de la energía renovable generada.

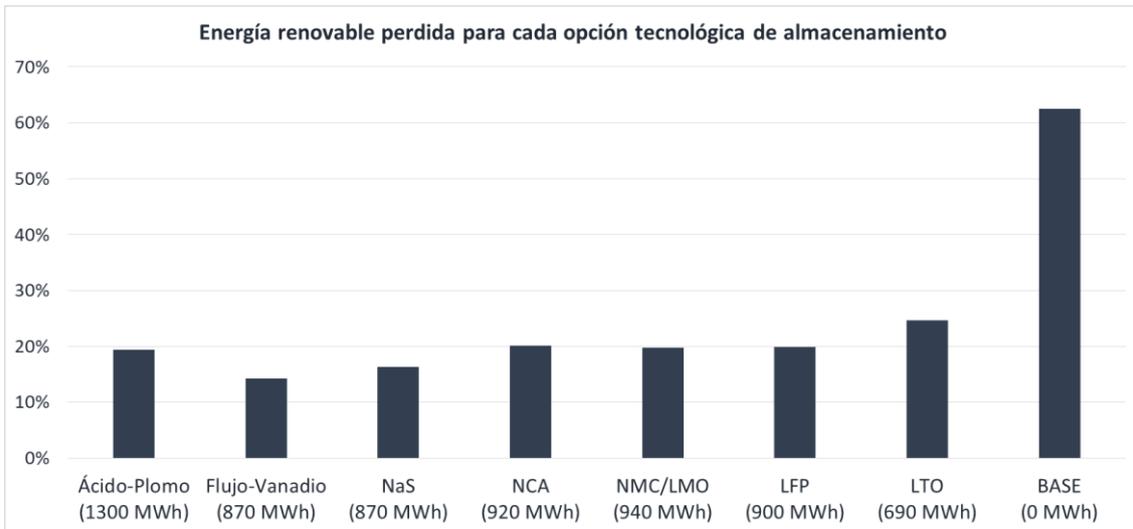


Figura 52 *Energía renovable perdida para cada opción tecnológica de almacenamiento considerada*

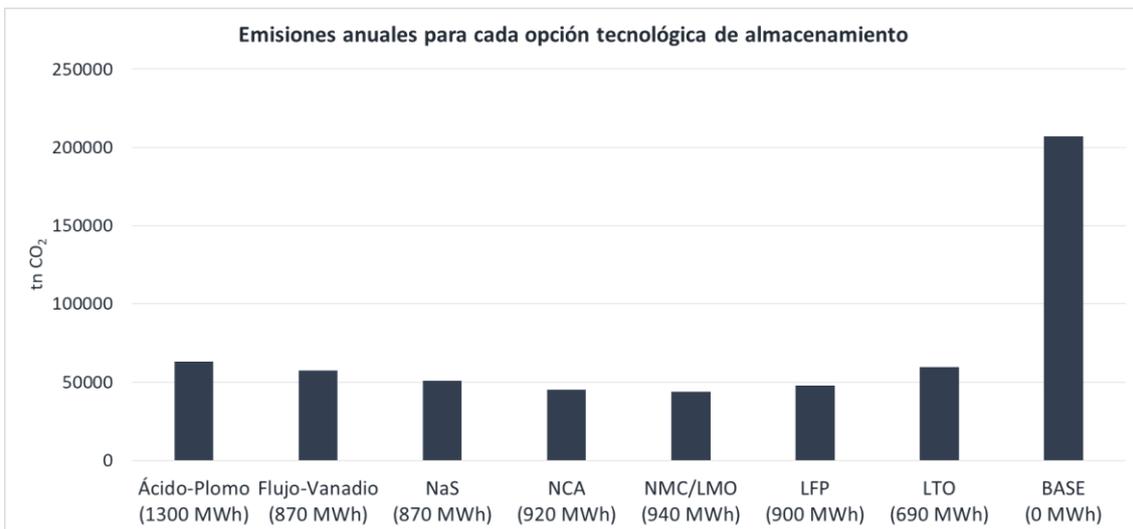


Figura 53 *Emisiones anuales para cada opción tecnológica de almacenamiento considerada*

Se concluye por tanto que, más allá de buscar la opción que maximice el beneficio económico, la inclusión de sistemas de almacenamiento de cualquiera de las tecnologías consideradas en este estudio conllevaría grandes beneficios para el sistema energético, a nivel de integración de renovables y limitación de emisiones de gases de efecto invernadero.

5.3 ANÁLISIS GLOBAL DE LA SOLUCIÓN ESCOGIDA

Del análisis de los resultados y siguiendo los procesos y criterios descritos en la metodología, se ha concluido que la mejor opción para la integración de energías renovables en la isla de Menorca en el contexto energético esperado para 2030 es invertir en 870 MWh de capacidad de almacenamiento mediante sistemas de baterías tipo sodio-azufre o NaS.

Como paso final de este caso de aplicación se ha analizado el comportamiento del sistema energético simulado con la solución escogida. Para ello se han elaborado gráficas que muestran

el comportamiento de las curvas de generación, demanda y actuación del almacenamiento a lo largo de unos días escogidos en el mes de junio. Así mismo, se ha establecido una comparativa con el caso base (sin almacenamiento) con el fin de resumir los beneficios derivados de invertir en la solución propuesta.

La muestra las curvas simuladas para la semana que va del 18 al 25 de junio de 2030. Se observa como gracias al almacenamiento, se logra “desplazar” los excedentes de generación renovable a las horas en que resulta necesarios para cubrir la demanda. Tan solo cuando no existe generación renovable suficiente y además no queda energía disponible en la batería debe recurrirse a la generación térmica.

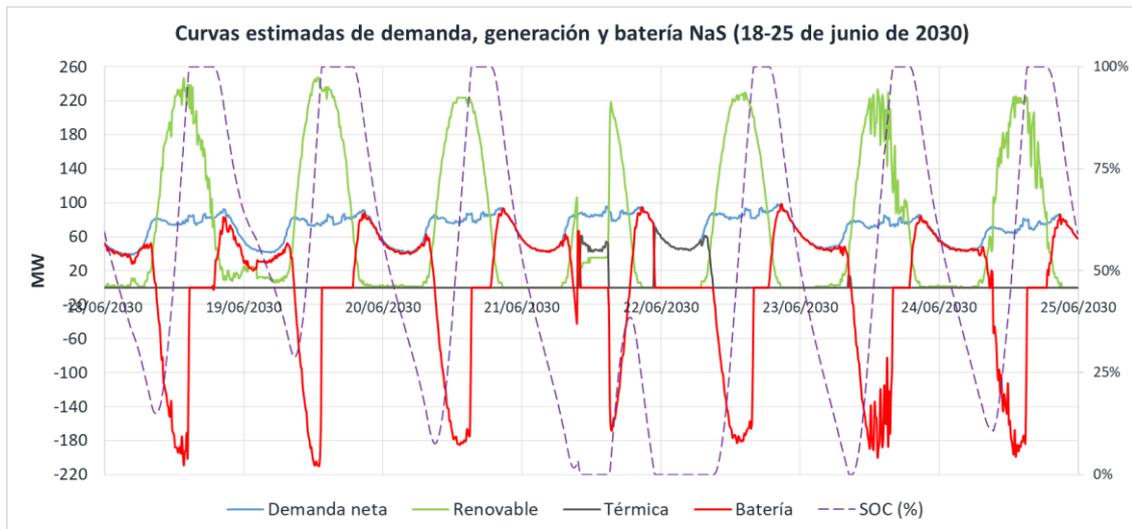


Figura 54 Curvas estimadas de demanda, generación y batería NaS (18-25 de junio de 2030)

La Figura 55 muestra con mayor detalle el comportamiento del sistema para el período de tres días completos entre el 20 y el 23 de junio de 2030. Se observa como durante el primer día, cuando no se dispone de recurso renovable, la batería ajusta su potencia de descarga a la demanda del sistema reduciendo progresivamente su estado de carga. A partir del momento en que la generación renovable excede la demanda, la batería entra en modo de carga almacenando el excedente hasta alcanzar el 100% de capacidad, momento a partir del cual el excedente empieza a perderse. De nuevo, al anochecer, cuando la generación renovable cae la batería se hace cargo de cubrir la demanda descargando la energía almacenada en las horas previas.

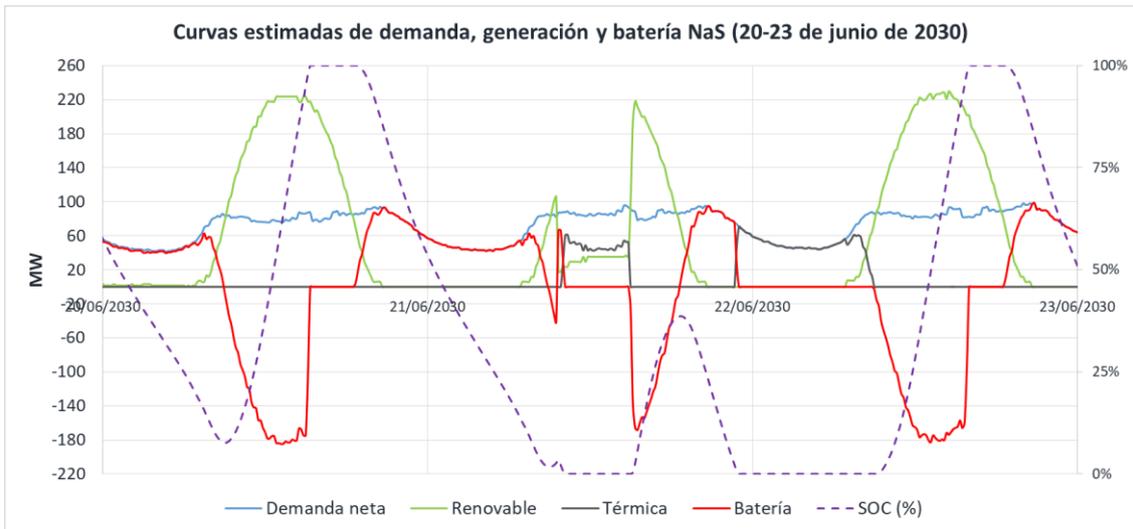


Figura 55 Curvas estimadas de demanda, generación y batería NaS (20-23 de junio de 2030)

Al llegar al día 21, se da el caso de que la falta de generación renovable obliga a la batería a cubrir la demanda durante demasiadas horas seguidas hasta descargarse por completo (como hemos visto, las baterías NaS toleran profundidades de descarga del 100%). Se observa como durante un buen número de horas centrales del día, la demanda debe cubrirse mediante generación térmica. La falta de generación renovable se debe probablemente a cielos nublados que lastran la generación fotovoltaica. Se observa como pasadas unas horas, la generación renovable sufre un repunte que permite incluso volver a cargar la batería hasta aproximadamente un 35% de su capacidad. Sin embargo, cuando anochece, la energía almacenada tan solo permite cubrir la demanda unas pocas horas teniendo que recurrir de nuevo a la generación térmica durante gran parte de la noche hasta que vuelve a salir el sol.

El día 22 tiene un comportamiento similar al día 20, la generación renovable ofrece los valores esperados para un día despejado permitiendo al sistema prescindir de generación térmica.

Se observa como el almacenamiento permite hacer un uso más eficiente de la energía generada, rebajando la dependencia de combustibles fósiles y facilitando un sistema energético más limpio y barato. La Tabla 18 resume los principales parámetros energéticos del sistema de Menorca comparando entre los datos de partida obtenidos para el año 2018, el escenario base estimado para el 2030 y la solución de almacenamiento escogida siguiendo la metodología descrita a lo largo de este Trabajo Final de Máster.

Comparativa energética de Menorca entre situación 2018, estimación 2030 y estimación 2030 con inclusión de baterías NaS			
Año	2018	2030	2030 batería NaS
Capacidad batería [MWh]	0	0	870
Cobertura renovables [MWh]	10818	185645	185645

Comparativa energética de Menorca entre situación 2018, estimación 2030 y estimación 2030 con inclusión de baterías NaS			
Cobertura renovables [%]	2%	42%	42%
Cobertura batería [MWh]	0	0	194872
Cobertura batería [%]	0%	0%	44%
Cobertura térmica [MWh]	479565	258250	63378
Cobertura térmica [%]	98%	58%	14%
Renovables perdidas [MWh]	0	309880	80865
Renovables perdidas [%]	0%	63%	16%
Emisiones [tn CO2]	1226343	207301	50875

Tabla 18 Comparativa energética de Menorca entre situación 2018, estimación 2030 y estimación 2030 con inclusión de baterías NaS

La primera conclusión que se extrae es que mediante el uso de sistemas de almacenamiento, la integración de generación renovable en el sistema alcanza valores muy altos (Figura 56). El proceso de transición energética conseguiría que el peso de las renovables en la cobertura de la demanda pase de un 2% a un 88% en tan solo 10 años.

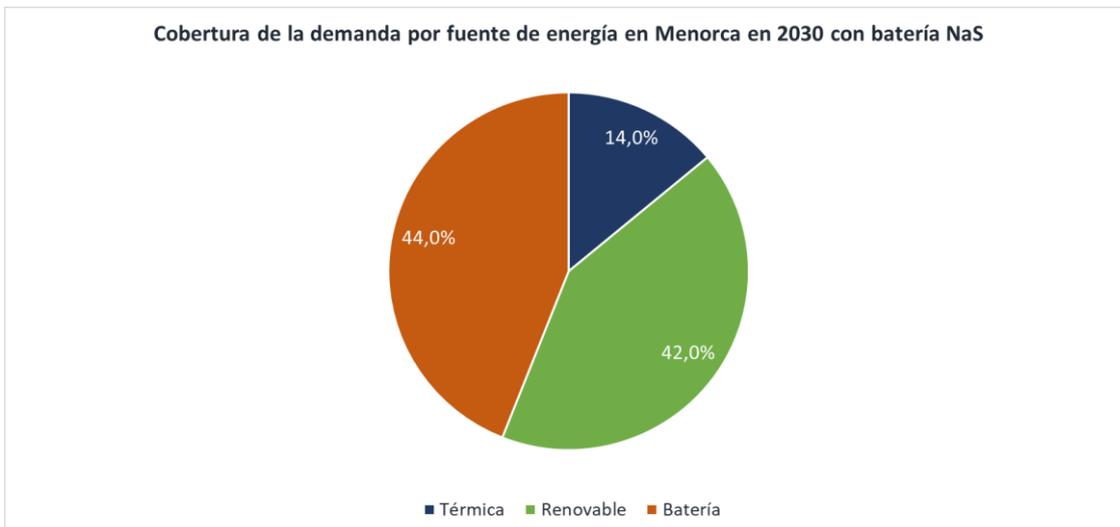


Figura 56 Cobertura de la demanda por fuente de energía en Menorca en 2030 con batería NaS

La comparativa de la cobertura de la demanda del sistema, entre escenario base y solución con baterías NaS (Figura 57), resulta especialmente reveladora. Existe un enorme potencial del almacenamiento para la integración de generación renovable para sistemas como el de

Menorca. En este caso, se logra reducir el peso de la central térmica en la cobertura de la demanda de un 58% a tan solo un 14%.

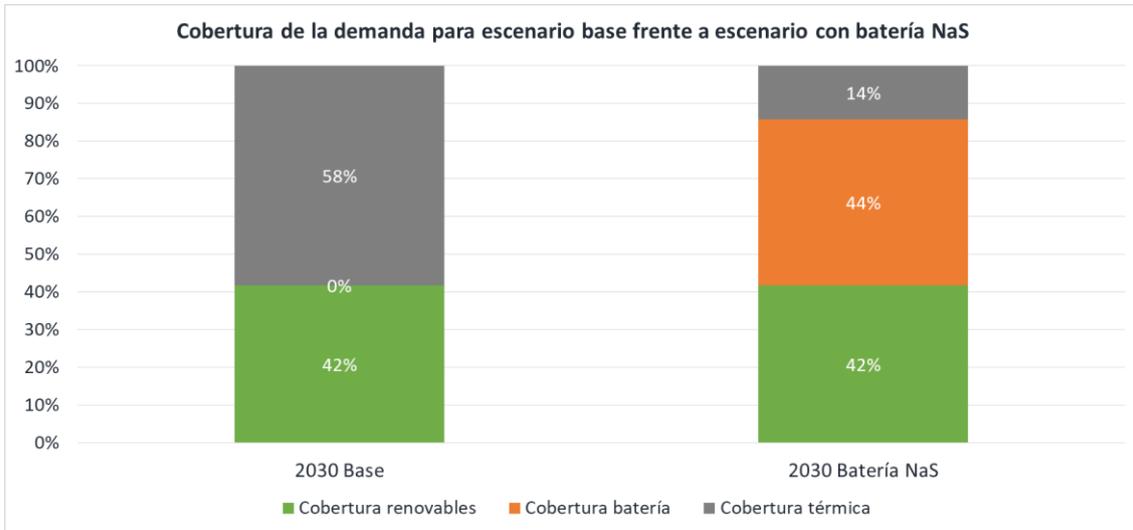


Figura 57 Cobertura de la demanda estimada para escenario base frente a escenario con batería NaS

La Figura 58 muestra la gran disminución de la cantidad de energía renovable desperdiciada por el sistema gracias al almacenamiento, pasando de un 63% a un 16%.

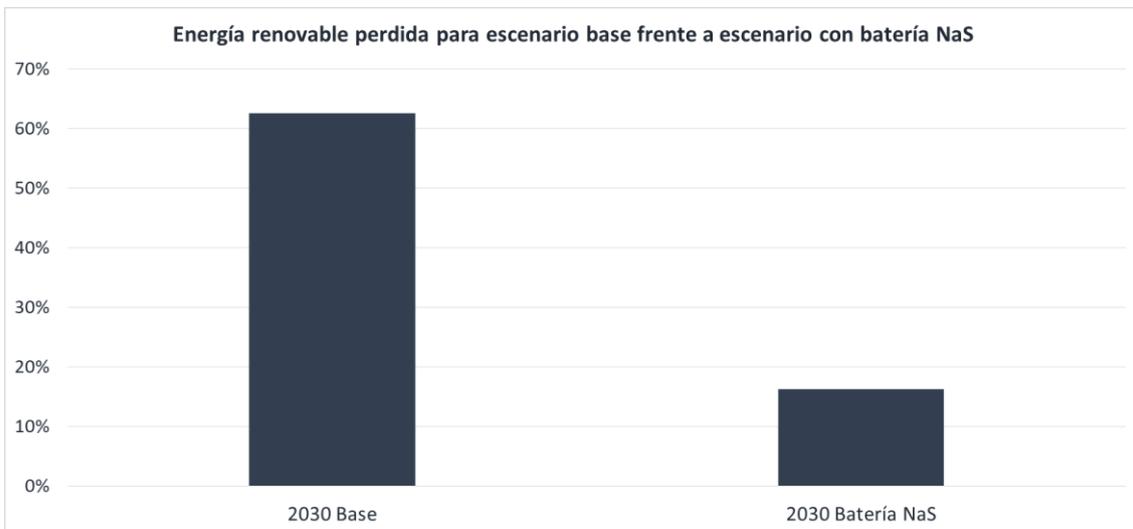


Figura 58 Energía renovable perdida para escenario base frente a escenario con batería NaS

Por último, un efecto muy positivo y de gran relevancia derivado del uso de estos sistemas de almacenamiento, es una reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero. La Figura 59 muestra cómo se logra disminuir las emisiones anuales en aproximadamente 156.426 toneladas CO₂.

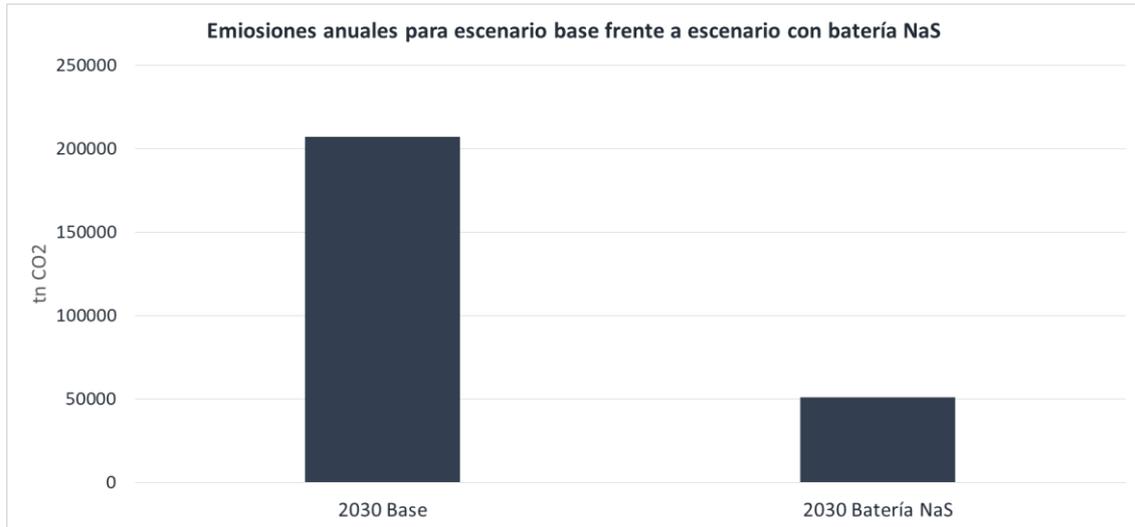


Figura 59 Emisiones anuales para escenario base frente a escenario con batería NaS

En conclusión, la implementación de 870 MWh de capacidad de almacenamiento con sistemas de tipo NaS supondría una serie de beneficios sobre el caso base que se enumeran a continuación:

- Integración de un 84% de la energía renovable generada, lo que supone un 47% más en comparación con el escenario base.
- Reducción de la dependencia de combustibles fósiles, disminuyendo su peso en la cobertura de la demanda en 44 puntos porcentuales.
- Reducción de las emisiones anuales de CO₂ en un 75,5%.
- Obtención de un beneficio de alrededor de 210 millones de euros al finalizar los 22 años de vida útil del almacenamiento, recuperando la inversión en 10 años con una tasa interna de retorno del 7,9%.

6. CONCLUSIONES

Una vez desarrollados los puntos que se marcaron como objetivos para este Trabajo Final de Máster, en este capítulo final se discutirán las conclusiones obtenidas. Además se mencionarán aquellos aspectos que han quedado fuera del alcance de este proyecto y que resultaría interesante considerar para futuros trabajos.

En primer lugar se ha elaborado un análisis del estado actual de las principales tecnologías de almacenamiento energético, haciendo énfasis en los sistemas de almacenamiento eléctrico. A pesar de que hoy en día la capacidad de almacenamiento mundial está prácticamente monopolizada por sistemas de bombeo de agua reversibles, la disponibilidad de emplazamientos adecuados para su implantación es escasa. Las baterías secundarias, por su versatilidad y modularidad tienen un gran potencial de despliegue a todos los niveles de la red. Entre ellas, a día de hoy se observa que las baterías de tecnología ion-litio son las que ofrecen unas mayores prestaciones a un coste competitivo. Son además el tipo de batería más versátil, pudiendo cumplir funciones tanto en aplicaciones estáticas como móviles. Sin embargo, para aplicaciones estáticas a gran escala, sea para integración de renovables o dar diversos servicios a la red, las baterías de alta temperatura y de flujo resultan las más prometedoras con un margen de mejora muy alto. En cualquier caso se puede concluir que existe una gran variedad de tecnologías de almacenamiento, con distintas prestaciones y que pueden resultar útiles para diversas aplicaciones y servicios.

A continuación se han discutido los principales campos de aplicación de los sistemas de almacenamiento, explicando sus funciones, beneficios y tecnologías más apropiadas para cada caso. Se concluye que los sistemas de almacenamiento pueden ofrecer importantes beneficios económicos y medioambientales al sistema eléctrico en su conjunto, destacando especialmente su potencial en aplicaciones de conexión a red, teniendo un importante rol en la gestión de la misma, a la hora de integrar generación renovable o para asegurar una buena calidad de suministro.

La metodología propuesta se ha enfocado en la problemática de la integración de generación renovable en los sistemas eléctricos, y más específicamente en sistemas aislados o con escasa capacidad de interconexión. Por tanto, se ha establecido un caso de aplicación para desarrollar la metodología propuesta para la evaluación del potencial de los sistemas de almacenamiento para la integración de generación renovable en sistemas aislados. Del análisis de la situación actual de Menorca se observa que existe un gran potencial de descarbonización de su sistema energético.

Se ha observado que, aumentando considerablemente la potencia renovable instalada en la isla para el año 2030 se conseguiría reducir el peso de la central térmica de Mahón en la generación de energía. Sin embargo, sin sistemas de almacenamiento que ayuden a “desplazar” los excedentes de generación renovable a los períodos en que sean útiles resultará imposible alcanzar el objetivo de cobertura renovable del 85%. Aumentar aún más la potencia renovable no ayudaría a aumentar de forma significativa la cobertura de la demanda mediante renovables ya que las curvas de generación fotovoltaica (tecnología principal) y demanda no coinciden

durante un importante número de horas al día, por lo que todo el excedente de energía se desperdicia irremediablemente.

Se concluye pues que el escenario base contemplado para Menorca en 2030, el cual no considera almacenamiento de ningún tipo, da lugar a un sistema altamente ineficiente que no logra alcanzar grandes valores de penetración renovable ni de reducción de emisiones de CO₂. Sin embargo, existe un gran potencial de mejora gestionando adecuadamente la energía generada mediante fuentes renovables mediante el almacenamiento de sus excedentes.

Finalmente se han propuesto una serie de soluciones de almacenamiento, escogiendo las tecnologías más adecuadas (teniendo en cuenta las proyecciones para el año 2030). Siguiendo un criterio económico de maximización del VAN, se ha optimizado la capacidad de almacenamiento para cada tecnología propuesta. Como cabría esperar, desde el punto de vista energético, capacidades mayores favorecen la integración de mayor generación renovable, si bien llegado cierto punto los niveles de integración tienden a estabilizarse. De igual modo, desde el punto de vista medioambiental, la reducción de emisiones respecto al escenario base será mayor a medida que aumente la capacidad de almacenamiento. Sin embargo, a medida que se aumenta la capacidad de almacenamiento, aumentan los costes de adquisición llegando a un punto en que el ahorro en combustible y en el coste de energía renovable perdida no compensa la inversión realizada. Por ello, siguiendo el criterio de maximización de beneficios se alcanza la solución de compromiso ideal.

Se concluye que, al margen de la tecnología escogida, la inclusión de una importante capacidad de almacenamiento en la isla resulta rentable desde cualquier punto de vista. Se logra incrementar la cobertura de la demanda con renovables hasta niveles cercanos al 85% o incluso superiores, se mejora la eficiencia del sistema al aprovechar en mayor medida la energía generada desde fuentes renovables, reduciendo en consecuencia la dependencia de combustibles fósiles, y se consigue reducir las emisiones de CO₂ de forma drástica, todo ello obteniendo un beneficio económico al final de la vida útil de los sistemas de almacenamiento escogidos. En cuanto a la elección de la solución conjunta de tecnología y capacidad idóneas, del resultado de las simulaciones se ha concluido que, para el contexto proyectado para 2030, las baterías de alta temperatura tipo sodio-azufre con una capacidad de alrededor de 870 MWh son la opción más rentable.

Finalmente, mediante el análisis global de la solución escogida se ha comprobado como el modelo propuesto se comporta correctamente y arroja los resultados esperados. Las curvas de carga y descarga de las baterías se complementan con las de demanda y generación maximizando el uso de la energía renovable generada y reduciendo el uso de la generación térmica convencional. Se concluye que, siguiendo las directrices marcadas por el gobierno balear, los objetivos de la transición energética menorquina tan sólo serán alcanzables si se plantea una importante inversión en sistemas de almacenamiento.

6.1 PROPUESTAS PARA FUTUROS TRABAJOS

De cara a futuros trabajos en este campo, se han identificado diversos aspectos a profundizar. En primer lugar, en cuanto al modelo matemático propuesto, resultaría de interés incluir variables relevantes para los sistemas de almacenamiento como son las máximas rampas admitidas de carga y descarga o la degradación sufrida por las baterías a lo largo de su vida útil (pérdida gradual de eficiencia).

En cuanto al caso de aplicación, las estimaciones de las curvas de generación renovable podrían ser más precisas planteando diversos parques de generación a lo largo de la isla y simulando sus niveles de generación individualizadamente, si bien un cálculo tan pormenorizado queda fuera del alcance de este proyecto. Del mismo modo las curvas de carga por parte de los vehículos eléctricos se han planteado como una estimación somera, con la intención de reflejar el importante impacto del factor de la movilidad eléctrica sobre la curva de demanda. Esta estimación admite una gran mejora a partir de estudios en profundidad sobre el parque automovilístico de Menorca y los patrones de conducción de sus habitantes.

Finalmente, se propone el planteamiento de una mayor cantidad de escenarios base para el sistema energético de Menorca en 2030, con varios niveles de potencia renovable instalada, penetración de vehículo eléctrico o evolución de la demanda base. También podrían plantearse diversos escenarios económicos, variando el coste de los combustibles y observando su influencia en la optimización del sistema de almacenamiento.

En un paso más avanzado podría plantearse incluir la influencia de una capacidad de interconexión con Mallorca o la sustitución de la central térmica actual por una de gas natural, ambas acciones propuestas por el gobierno balear pero con la lógica incertidumbre ante obras de tal calado.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2018,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.

- [2] IRENA, «Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.

- [3] European Commission, «Report on the Implementation of the Strategic Action Plan on Batteries: Building a Strategic Battery Value Chain in Europe,» 2019.

- [4] M. G. Molina, «Energy Storage and Power Electronics Technologies A Strong Combination to Empower the Transformation to the Smart Grid,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, nº 11, Noviembre 2017.

- [5] Real Academia de Ingeniería y Endesa, «El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro,» 2017.

- [6] Energy Storage Association, «Technologies of energy storage,» (s.f.). Obtenido de: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies>.

- [7] IDAE, «Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020,» Madrid, 2011.

- [8] N. Günter y A. Marinopoulos, «Energy storage for grid services and applications: classification, market review, metrics, and methodology for evaluation of deployment cases,» *Journal of Energy Storage*, nº 8, pp. 226-234, 2016.

- [9] Energy Storage Association, «Applications of energy storage,» (s.f.). Obtenido de: <https://energystorage.org/why-energy-storage/applications>.

- [10] Electrek, «Tesla's giant battery system gets praised by energy market operator: 'rapid, accurate, and valuable',» Electrek, 2018.
- [11] Australian Energy Market Operator, «Initial operation of the Hornsdale Power Reserve Battery Energy Storage System,» Abril 2018.
- [12] La Vanguardia, «Menorca se convierte en la mayor Reserva de la Biosfera marina en el Mediterráneo,» 2019.
- [13] Red Eléctrica de España, «esios, Sistema de Información del Operador del Sistema,» (s.f.). Obtenido de: <https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios>.
- [14] European Commission, «Clean Energy for EU Islands Initiative,» Noviembre 2018. Obtenido de: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-eu-islands>.
- [15] Menorca.info, «Los técnicos de la UE dan el visto bueno al plan de transición energética de Menorca,» 2019.
- [16] Consell Insular de Menorca, Conselleria de Territori, Energia y Mobilitat, «Menorca 2030 Full de ruta per a la descarbonització,» 2019.
- [17] Red Eléctrica de España, «Demanda balear en tiempo real,» (s.f.). Obtenido de: <https://demanda.ree.es/visiona/baleares/menorca/total>.
- [18] Institut Menorquí d'Estudis y Govern de les Illes Balears, «La primera transición energética de Menorca. Diagnósis del sistema energético,» Palma (Mallorca), 2018.

[19] IBESTAT Institut d'Estadística de les Illes Balears, «Producció y demanda d'energia elèctrica,» (s.f.).

[20] IBESTAT Institut d'Estadística de les Illes Balears, «Transporte. Parque de vehículos por isla-municipio, año y tipo de vehículo,» (s.f.).

[21] European Commission, «Projections for Electric Vehicle Load Profiles in Europe-Based on Travel Survey Data,» Luxemburgo: Joint Research Center, 2013.

